



Instituto Politécnico Nacional
Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica
Unidad Profesional Adolfo López Mateos
Departamento de Ingeniería Eléctrica



Técnica de Fugas de Flujo Magnético para la Inspección de
Tanques de Almacenamiento

Tesis

Que para obtener el título de

Ingeniero Electricista

Presenta

Irving Geovanni Pérez Hernández

Asesores

M. en C. René Tolentino Eslava

M. en C. Guilibaldo Tolentino Eslava

Ciudad de México

Octubre 2016

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
UNIDAD PROFESIONAL “ADOLFO LÓPEZ MATEOS”

TEMA DE TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO ELECTRICISTA
POR LA OPCIÓN DE TITULACIÓN TESIS Y EXAMEN ORAL INDIVIDUAL
DEBERA (N) DESARROLLAR C. IRVING GEOVANNI PÉREZ HERNÁNDEZ

“TÉCNICA DE FUGAS DE FLUJO MAGNÉTICO PARA LA INSPECCIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO”

APLICAR LA TÉCNICA DE INSPECCIÓN POR FUGAS DE FLUJO MAGNÉTICO A DOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO PARA CONOCER SU ESTADO OPERATIVO.

- ❖ RESUMEN
- ❖ INTRODUCCIÓN
- ❖ FUNDAMENTOS DE FUGAS DE FLUJO MAGNÉTICO
- ❖ DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN POR FUGAS DE FLUJO MAGNÉTICO
- ❖ INSPECCIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO
- ❖ ANÁLISIS DE RESULTADOS
- ❖ CONCLUSIONES

CIUDAD DE MÉXICO, A 31 DE AGOSTO DE 2016.

ASESORES


M. EN C. GUILIBALDO TOLENTINO
ESLAVA


ING. RENÉ TOLENTINO ESLAVA


ING. JUAN DE JESÚS NERI ESCUTIA GÓMEZ
JEFE DEL DEPARTAMENTO ACADÉMICO DE
INGENIERÍA ELÉCTRICA



*“En los momentos de crisis, sólo
la imaginación es más importante
que el conocimiento.”*

Albert Einstein



AGRADECIMIENTOS

A Dios, que ha hecho que todas las situaciones que han ocurrido en mi vida me encaminen a convertirme en la persona quién soy.

Al Instituto Politécnico Nacional, y a la ESIME Zacatenco, que me ha brindado educación profesional y criterio, además de conocimiento teórico y práctico para afrontar los problemas dentro del ámbito laboral.

A los profesores de ésta institución, que han dejado parte de su vida en brindarme conocimientos para formarme como ingeniero, y en especial a mis asesores, por su apoyo para la conclusión de éste trabajo. Gracias por su paciencia.

A mi familia, en especial a mi madre, que siempre tuvo la fuerza y la convicción de sacarme adelante, gracias a mi papá, a mi hermano, a mis abuelos[†], tíos y primos. Gracias por enseñarme que la educación y el trabajo constante son la única manera de conseguir lo que se quiere en la vida.

A todas las personas que han estado en mi vida y he considerado mis amigos en algún momento de ella, a todos ustedes, gracias.

Por último, un especial agradecimiento a todas las personas con las que laboro, han sido parte vital de éste trabajo, gracias por compartir su conocimiento y por ser los precursores del MFL en la República Mexicana.



CONTENIDO

	Página
RESUMEN	i
INTRODUCCIÓN	ii
CAPÍTULO 1 FUNDAMENTOS DE FUGAS DE FLUJO MAGNÉTICO	1
1.1 Fundamentos mecánicos del acero	2
1.1.1 Acero	2
1.1.2 Corrosión	5
1.1.3 Tanques de Almacenamiento de Acero	10
1.2 Magnetismo	18
1.2.1 Conceptos del magnetismo	18
1.2.2 Efecto Hall	25
1.2.3 Sensores de Efecto Hall	27
1.3 Fugas de Flujo Magnético	29
1.3.1 Antecedentes de pruebas no destructivas	29
1.3.2 Pruebas no destructivas	32
1.3.3 Fugas de Flujo Magnético (MFL)	45
CAPÍTULO 2 DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN POR FUGAS DE FLUJO MAGNÉTICO	48
2.1 Descripción del código API 653	49
2.1.1 API	49
2.1.2 Código API 653	51
2.2 Práctica recomendada API 575	55
2.3 Descripción del Equipo Floormap VS2	56



2.4 Procedimiento para la inspección de tanques de almacenamiento	62
2.4.1 Limitaciones del procedimiento	62
2.4.2 Glosario	62
2.4.3 Requisitos para llevar a cabo la inspección	63
2.4.4 Equipo necesario para la inspección	63
2.4.5 Personal	64
2.4.6 Trabajos previos a la inspección	64
2.4.7 Calibración	65
2.4.8 Inspección	66
CAPÍTULO 3 INSPECCIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO	70
3.1 Tanque criogénico	71
3.2.1 Descripción del tanque	71
3.2.2 Prueba en campo	72
3.2 Tanque de almacenamiento de 20 000 barriles	78
3.2.1 Descripción del tanque	78
3.2.2 Prueba en campo.	79
CAPÍTULO 4 ANÁLISIS DE RESULTADOS	82
4.1 Pérdida de material	83
4.1.1 Tanque criogénico	83
4.1.2 Tanque de almacenamiento de 20 000 barriles	87
4.2 Visualización de pérdida de material	89
4.2.1 Tanque criogénico	89
4.2.1 Tanque de almacenamiento de 20 000 barriles	91
4.3 Cálculo de vida remanente	92
4.3.1 Tanque criogénico	92
4.3.2 Tanque de almacenamiento de 20 000 barriles	93
CONCLUSIONES	94



BIBLIOGRAFÍA	96
ANEXO A Registro de dimensiones de placas del tanque criogénico	98
ANEXO B Registro de dimensiones del tanque de almacenamiento de 20 000 barriles	102



RESUMEN

En esta tesis se realizó la inspección a las placas de fondo de dos tanques verticales de almacenamiento de acero en distintos centros de trabajo en PEMEX por medio de la prueba no destructiva “Fugas de Flujo Magnético” (MFL por sus siglas en inglés Magnetic Flux Leakage). Además de la descripción del procedimiento de inspección y la interpretación de los resultados obtenidos por dicha prueba.

La inspección de las placas de fondo de los tanques de almacenamiento se llevó a cabo empleando el equipo MFL “Floormap VS2” de la marca inglesa “Silverwing NDT”, que funciona mediante el efecto Hall. Estos trabajos se realizaron por medio de un procedimiento de inspección basado en la práctica, además de basarse en las prácticas recomendadas y códigos del Instituto Americano del Petróleo (API por sus siglas en inglés American Petroleum Institute) correspondientes. Se analizó hasta el 90% de la superficie de cada placa que constituye a los tanques tomados para ésta tesis.

Como resultado de las pruebas de MFL se encontraron puntos de corrosión críticos en la parte inferior de las placas de fondo de ambos tanques de almacenamiento. Además de estos puntos críticos se encontró corrosión aleatoria en la totalidad de las placas.

Los resultados arrojados por las pruebas de MFL fueron tomados como base para reparar los puntos en dónde existía pérdida de material considerable. De no haberse llevado a cabo la inspección por MFL y, por ende, la reparación, existía el riesgo de que se presentase algún derrame de hidrocarburo en los tanques tomados como ejemplo para esta tesis. Y en dónde se pudieron haber generado pérdidas económicas, y en el peor de los casos, pérdidas humanas.



INTRODUCCIÓN

Los tanques de almacenamiento de hidrocarburos son parte fundamental del proceso de transformación del petróleo crudo en combustibles, estos tanques se encuentran ubicados principalmente en refinerías, terminales de almacenamiento y reparto, e instalaciones de la industria petrolera. Su función es almacenar agua e hidrocarburos, ya sean petróleo crudo, gasolina, naftas, turbosina, diésel, keroseno y otros derivados del petróleo. Dichos tanques se encuentran fabricados de distintos tamaños y con placas metálicas de acero al carbón, debido a su composición metalúrgica, las placas suelen presentar distintos tipos de corrosión.

La corrosión es un fenómeno electroquímico que deteriora las propiedades químicas y físicas del elemento, en el caso de las placas de fondo del tanque, se origina por la mala cimentación del tanque, grietas en la base de concreto, climas húmedos, ataque electroquímico del producto, falta de protección catódica, entre otras causas. Dicha corrosión, así como otras discontinuidades pueden presentarse en las soldaduras, parte superior o inferior de las placas.

Como parte de los programas de mantenimiento predictivo y preventivo en la industria de la refinación, se realiza la inspección de los equipos de acuerdo a distintos tipos de pruebas no destructivas (PND o NDT por sus siglas en inglés Non Destructive Testing), las cuales sirven para detectar la presencia de discontinuidades que pueden alterar el uso o servicio del equipo en cuestión, poniendo en riesgo al personal, al medio ambiente y a las instalaciones de la planta. La inspección a las placas de fondo del tanque se realiza por el método de MFL, cuyo principio de funcionamiento es por medio del efecto Hall. El efecto Hall es conocido como la variación de un potencial eléctrico dentro de un conductor plano debido a la presencia de campo magnético inducido en posición perpendicular a la dirección de la corriente dentro de este. Por medio de éstos sensores se mide la atenuación del campo magnético generado por pérdida de material en una placa mientras ésta presenta un campo magnético.



El equipo empleado para esta prueba es el Floormap VS2, que, a grandes rasgos, se conforma de un par de imanes cuya función es la de generar un campo magnético en las placas de fondo del tanque, y en medio de los cuales se encuentran ubicados sensores de efecto Hall, que, por medio de un software, representa gráficamente la pérdida de material dentro de la placa.

El objetivo de esta tesis es aplicar la técnica de inspección por fugas de flujo magnético a dos tanques de almacenamiento para conocer su estado operativo. Para alcanzar el objetivo la tesis se encuentra dividida en los siguientes capítulos:

1.- Fundamentos teóricos de fugas de flujo magnético.

Se describen los procesos del acero, la corrosión y sus orígenes, los tanques de almacenamiento, el magnetismo, el funcionamiento de los sensores de efecto Hall, las pruebas no destructivas y cómo es que el efecto Hall está presente en las fugas de flujo magnético.

2.- Descripción del Procedimiento.

Se describe cuáles son los códigos API aplicables, las partes que conforman el equipo Floormap VS2, su calibración, el personal y el procedimiento para realizar la inspección.

3.- Aplicación de Campo.

En este capítulo se aplica el procedimiento a dos tanques de almacenamiento, uno criogénico con capacidad de almacenamiento de 200,000 barriles, y otro con capacidad de 20,000 barriles.

4.- Análisis de Resultados.

En este capítulo se analizan los resultados obtenidos por la prueba de fugas de flujo magnético a los dos tanques del capítulo anterior. Se visualiza la pérdida de material y las ventajas de la técnica de MFL.



CAPÍTULO 1 FUNDAMENTOS DE FUGAS DE FLUJO MAGNÉTICO



1.1 Fundamentos mecánicos del acero

El acero es una de los componentes principales de los equipos empleados en la industria petroquímica. Su componente principal es el hierro.

1.1.1 Acero

El hierro o hierro (Fe) es un material que se encuentra en abundancia dentro de la naturaleza, por lo cual es altamente utilizado en la industria, aunque debido a su composición química, es más útil cuando se encuentra en aleación. Del hierro surge el acero al carbono, que es una aleación con carbono (C), como máximo de 2% como límite teórico, además de que incluye otros metales e impurezas. Esto se muestra en el diagrama de hierro-carbono de la figura 1.

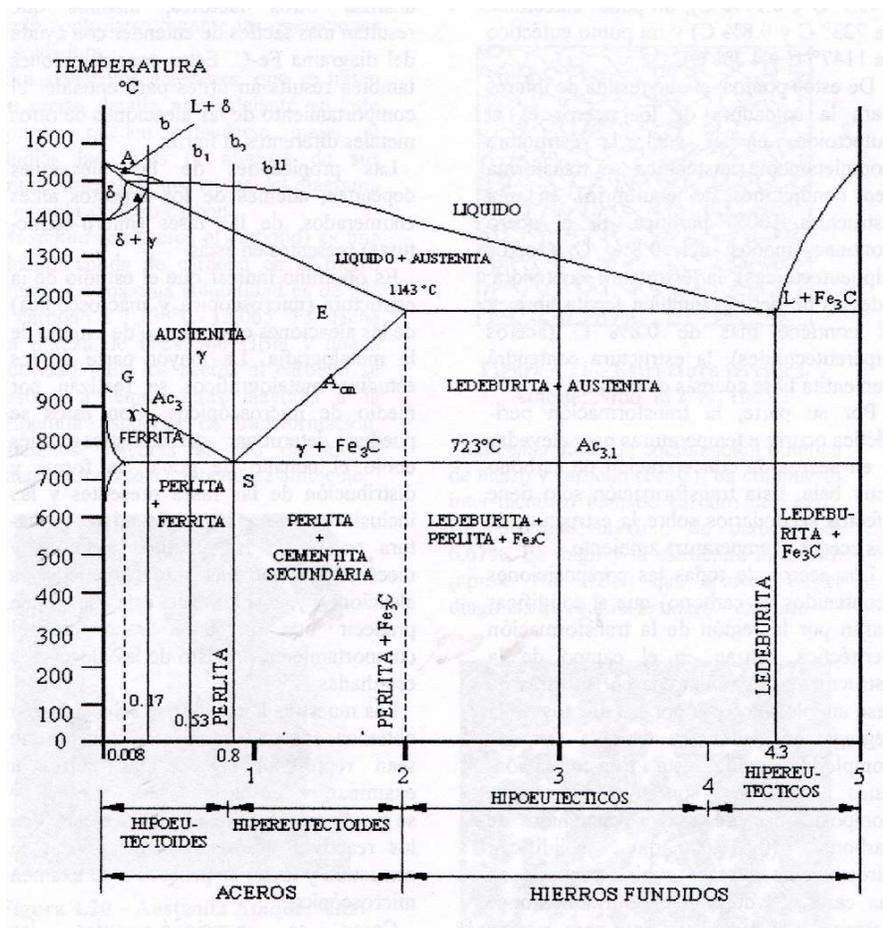


Fig. 1: Diagrama de hierro-carbono [2].



El diagrama de hierro-carbono indica la transformación microestructural que sufren los aceros al carbono con una relación entre temperatura y porcentaje de carbono en la aleación. Debido al proceso de extracción y fundición, se pueden agregar otros materiales que modifican sus capacidades mecánicas, además de que también influye el tipo de tratamiento que se les provee a éstos. Los procesos de tratamiento térmico son los siguientes:

- Recocido (annealing): Consiste en calentar y mantener a una temperatura adecuada, para posteriormente enfriar lentamente, normalmente dentro de un horno.
- Normalizado (normalizing): Consiste en calentar las aleaciones a temperaturas por encima de 50° C o 100° C a la temperatura superior de transformación de la austenita, y luego enfriarlas a temperatura ambiente.
- Templado (quenching): Consiste en calentar las aleaciones y enfriarlas rápidamente, de tal forma que se exceda la velocidad crítica de enfriamiento y así obtener estructura martensítica.
- Revenido (tempering): Es un tratamiento que se da a las aleaciones templadas y en ocasiones a las normalizadas, en temperaturas menores a la temperatura inferior de transformación, entre los 200°C y 430°C, que sirve para aumentar la tenacidad de la martensita templada, a pesar de que se tengan disminuciones en la dureza.
- Relevado de esfuerzos (stress relief): Consiste en calentar una pieza o parte de una pieza a una temperatura suficiente para relevar los esfuerzos residuales.



Los aceros al carbono pueden recibir distintos nombres de acuerdo al porcentaje de carbono en su aleación con un máximo teórico de 2%, y dependiendo sus variaciones pueden ser aceros simples o aleados, los aceros simples son los siguientes:

- Hierro descarburizado en rollo: hasta 0.005% de carbono.
- Lingote de hierro armco: hasta 0.03% de carbono.
- Acero de bajo carbono: hasta 0.15% de carbono.
- Acero Suave o Dulce: 0.15% a 0.35% de carbono.
- Acero de Medio Carbono: 0.35% a 0.55% de carbono.
- Acero de Alto Carbono: 0.55% a 1.0% de carbono.

Los aceros aleados son aquellos en donde se excede el 1.65% de manganeso (Mn), 0.60% de silicio (Si), o 0.60% de cobre (Cu), o poseen una cantidad mínima de aluminio (Al), columbio o niobio (Nb), cromo (Cr), níquel (Ni), molibdeno (Mo), titanio (Ti), tungsteno (W), vanadio (V) o circonio (Zr). En general los aceros aleados son aquellos que tienen un contenido de hasta 5% de aleantes, los de media aleación son de 5% a 10% y de alta aleación son por arriba de 10% y menos del 50%.

Dentro de la fundición del acero, existen distintos tipos de hornos, como lo son altos hornos, hornos de bessemer, hornos de hogar abierto, hornos de oxígeno, hornos de inducción y hornos de arco eléctrico. Dependiendo el uso del acero, se asume que cuenta con ciertas propiedades de fábrica, como la continuidad estructural, homogeneidad o el tipo de microestructura de acuerdo a los procesos de calidad de cada fabricante, aunque debido a la incertidumbre de dichos procesos, nunca se cuenta con un material 100% puro.



Cualquier tipo de malformación que afecte la homogeneidad o continuidad del material de la pieza o componente es llamada discontinuidad, estas discontinuidades pueden ser aceptables o no aceptables dependiendo de su tamaño y forma de acuerdo a códigos o normas aplicables. Algunas discontinuidades frecuentes son los pliegues o arrugamientos, grietas y segregaciones químicas, esto es debido al proceso de fabricación. Las discontinuidades también se presentan debido al uso que se le dé a la pieza, éstas pueden surgir debido a esfuerzos mecánicos, ya sea por funcionamiento o por desastres naturales, falta de tratamiento térmico cuando se suelda la pieza, corrosión debido al ambiente o al producto con el que la pieza tiene contacto, tiempo de vida, entre otros factores [1, 2].

1.1.2 Corrosión

La corrosión es la destrucción paulatina de un cuerpo metálico debido a una reacción química o electroquímica con el medio ambiente. Es ocasionada por temperaturas elevadas, salinidad del medio ambiente, desgaste por fricción y otras causas mecánicas. Aunque el término es más frecuente en los materiales metálicos, se aplica de igual forma para los materiales no metálicos, a pesar de que estos solo se ven afectados por ciertas soluciones químicas.

En la industria petroquímica la corrosión es un fenómeno al que se le debe prestar vital atención, ya que se trabaja con hidrocarburos y otros compuestos químicos que originan que sea un fenómeno común en los equipos y tuberías debido a que la mayoría de estos son fabricados con aceros al carbono, además de que en nuestro país la mayoría de las instalaciones de PEMEX se encuentran en el océano, zonas costeras o en ambientes húmedos o salinos. Si la corrosión no es atendida con un programa adecuado de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, se pueden ocasionar fugas, derrames, o en casos más extremos incendios o explosiones generando enormes pérdidas económicas y humanas.

Existen dos tipos de corrosión, la corrosión seca y la corrosión húmeda. La corrosión seca se da por la reacción química de un gas con la superficie metálica, en donde se da el intercambio de iones y el metal cede electrones al oxígeno y se crea una capa de óxido, misma que va haciendo que se pierda material de dicho metal. Uno de los factores que aumenta la rapidez de dicha corrosión es la temperatura, entre mayor sea ésta, más rápido se generará corrosión en la pieza.



La corrosión húmeda, como su nombre lo indica ocurre cuando existe un medio acuoso en contacto con la pieza metálica, la corrosión galvánica es una forma de este tipo de corrosión, en donde es requerido un ánodo y un cátodo. Además de esto, deben de existir regiones con diferente potencial, ya sea en un metal o en diferentes metales y debe de completarse un circuito eléctrico en presencia de un electrolito u otro medio portador de iones. En la figura 2 se muestran ejemplos de corrosión húmeda en tubería, ocasionada por diferentes tipos de corrosión galvánica.



Fig. 2: Ejemplos de corrosión galvánica.

En el proceso de corrosión galvánica, el ánodo es el área de mayor potencial y en donde ocurre el ataque corrosivo, y el cátodo es el que tiene menor potencial y está protegido. La corrosión galvánica se divide en los siguientes tipos:



-
- Celdas diferenciales de material: Dependiendo el tipo de material, estos tienen diferentes cargas iónicas, en dónde el material de más alto potencial es anódico y recibe el ataque corrosivo, y el material catódico se encuentra protegido ya que tiene menor potencial.
 - Celdas diferenciales de zona: También conocidas como celdas de concentración, la corrosión galvánica ocurre en dos áreas distintas dentro del mismo metal, las variaciones de las zonas del metal se separan en subgrupos.
 - Celdas de concentración de iones metálicos: Se da cuando existe un cambio en la concentración electrolítica a lo largo de la estructura. Un ejemplo son las tuberías enterradas, en dónde la tierra húmeda funciona como electrolito y la tubería puede fungir como ánodo y cátodo. Existen varias medidas aplicables dentro de la industria para prevenir este efecto, por ejemplo, los recubrimientos y ánodos con mayor potencial que el metal de la tubería para servir como protección catódica, que son conocidos como “ánodos de sacrificio”, estos se corroen para prevenir que se corra la superficie de la tubería.
 - Corrosión por velocidad: Se produce por las variaciones en el potencial de la solución y por los cambios de velocidad de esta en el metal. Se da en equipos o piezas que están en contacto con un material corrosivo y que son parte de movimientos radiales.
 - Corrosión uniforme: Es originada por la falta de homogeneidad de un material a nivel microscópico, la suma de celdas galvánicas microscópicas genera la corrosión uniforme. El ánodo se genera microscópicamente, mientras que en un área contigua se genera el cátodo. Esta corrosión puede ser medida en valores promedios anuales.
 - Corrosión de junta: Este tipo de corrosión se genera mientras se sueldan dos metales, y es originada por la diferencia de potencial de los metales, más los esfuerzos presentes en las piezas y el material de aporte.



-
- Corrosión intergranular: Esta corrosión se presenta microscópicamente entre los límites de los granos del metal, el material que queda en estos límites está sujeto a esfuerzos mecánicos que tienden a regresar a su estado de menor energía, así que se ven afectados por la corrosión en mayor medida que los granos. En ciertos casos las limitaciones granulares pueden llegar a desaparecer.
 - Corrosión puntual: Es una variante de la reacción de celdas diferenciales de zona, y es originada en un metal en donde se presenta una picadura, en la parte profunda de la picadura se ubica el ánodo, mientras que el cátodo se encuentra en la superficie sana o uniforme del metal.

Los tipos de corrosión más frecuentes en el interior y exterior de los tanques de almacenamiento de acero son la uniforme y la puntual, la composición del metal, su pureza, y acabado, son algunos de los factores que ocasionan la corrosión. Los electrolitos, productos que son almacenados en los tanques, son también una variable para que la corrosión ocurra, dependiendo de la calidad del producto, puede haber distinta concentración de oxígeno dentro de este y originar áreas catódicas y anódicas.

Dependiendo del tipo del terreno en donde fue construido el tanque puede haber mayor nivel de corrosión. Esto se debe a el contenido de humedad, el pH, la concentración de oxígeno, o las sales contenidas en el terreno y a cualquier tipo de falla originada en la instalación del recubrimiento inferior de las placas del fondo del tanque. Todos estos factores influyen a que el electrolito tenga variaciones y se generen áreas anódicas y catódicas.

A pesar de los ataques corrosivos que sufren los metales, existen dos tipos de controlarla o minimizarla, estas son, ánodos de sacrificio y corriente impresa. Estos métodos funcionan para proteger al tanque por la corrosión ocasionada en la parte de inferior del piso.



- a) **Ánodos de sacrificio:** Utiliza como fuente de corriente la diferencia de potencial entre el ánodo y la estructura a proteger, el ánodo se va consumiendo de acuerdo a la resistividad del electrolito. Los ánodos de sacrificio se aplican en tanques pequeños y deben de ser de aluminio, zinc o aleaciones de magnesio. Cuando el terreno en donde se va a asentar el tanque tiene una resistividad de $0 \Omega/\text{cm}$ a $5000 \Omega/\text{cm}$ se debe de aplicar material de relleno, y debe de disponerse de los electrodos uniformemente alrededor del tanque de acuerdo a la figura 3.

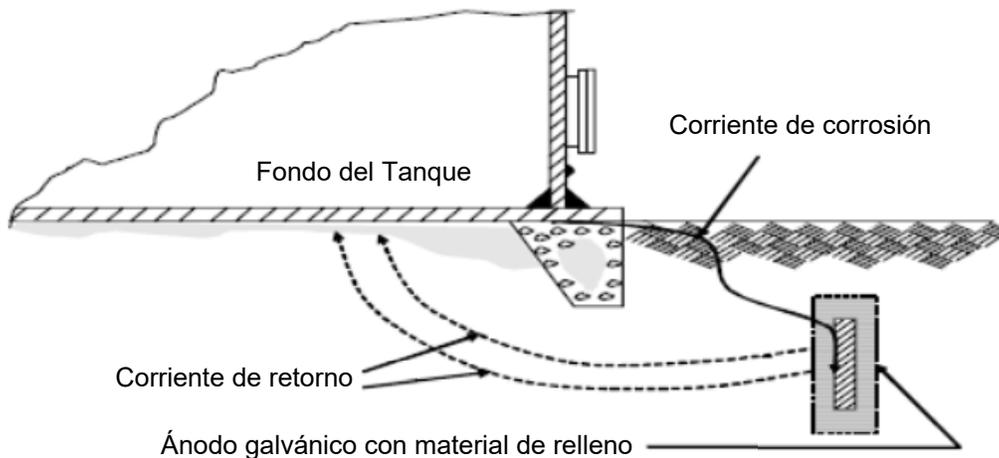


Fig. 3: Diagrama de colocación de ánodo de sacrificio [15].

- b) **Sistemas de Corriente Impresa:** Consiste de ánodos rellenos de materiales especiales, como el grafito pulverizado, hierro fundido con alto contenido de silicio o mezcla de óxidos metálicos y se conectan a una terminal positiva de una fuente de corriente directa, mientras que la estructura se conecta a la terminal negativa, como se muestra en la figura 4.

Los ánodos se colocan en camas, debajo o alrededor de las estructuras que se desean proteger, deben evitar el contacto con interferencias físicas estructurales, evitar el sistema de tierras físicas del tanque, suministrar una corriente uniformemente distribuida, evitar el contacto con otras estructuras que puedan generar corrientes parásitas y evitar la membrana protectora del tanque.

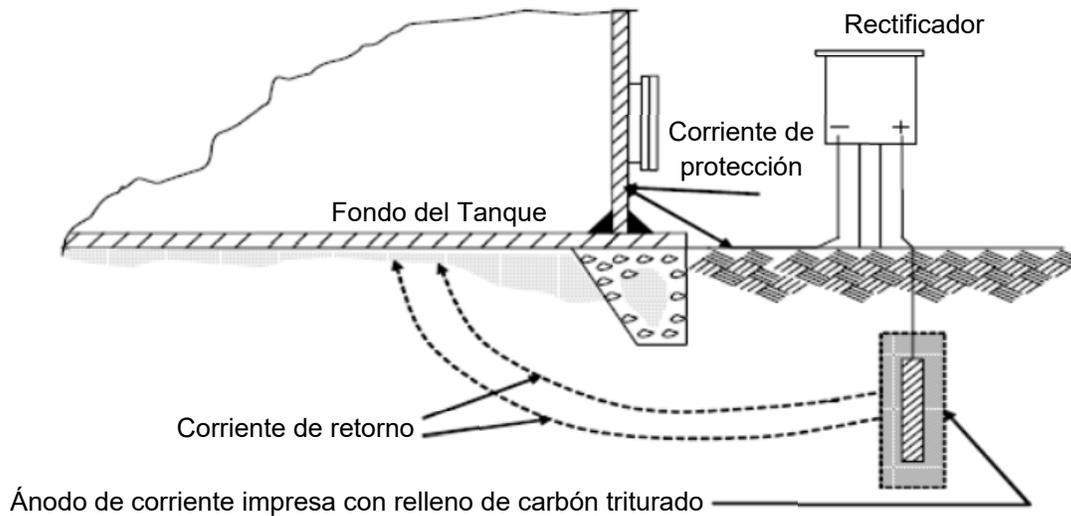


Fig. 4: Diagrama de colocación de ánodo de corriente impresa [15].

La corrosión generalizada se puede medir en valores de pérdida promedio de espesor anual, si se posee el espesor nominal de la placa, la fecha de construcción del tanque y la última medición de espesor, o un porcentaje aproximado del espesor remanente, se puede obtener el tiempo de vida remanente estimado para una placa o segmento de placa con un cálculo simple.

1.1.3 Tanques de Almacenamiento de Acero

Un tanque atmosférico es un recipiente que se emplea para depositar, almacenar, o procesar fluidos, se pueden clasificar por su forma, ya sean esféricos o cilíndricos. A su vez, los tanques cilíndricos se pueden clasificar de acuerdo al tipo de tapa, como se muestra en la figura 5.



Los tanques horizontales normalmente conocidos como “salchichas” son utilizados para almacenar pequeñas cantidades de combustibles o como separadores. Los tanques verticales con tapas elípticas y semielípticas son usados igualmente para almacenar combustibles en pequeñas cantidades o como torres fraccionadoras dentro del proceso de destilación del crudo. Mientras que los tanques horizontales de fondo Plano son empleados como tanques de almacenamiento de grandes cantidades de producto. Los materiales de fabricación de los tanques de almacenamiento se muestran en la tabla 1.

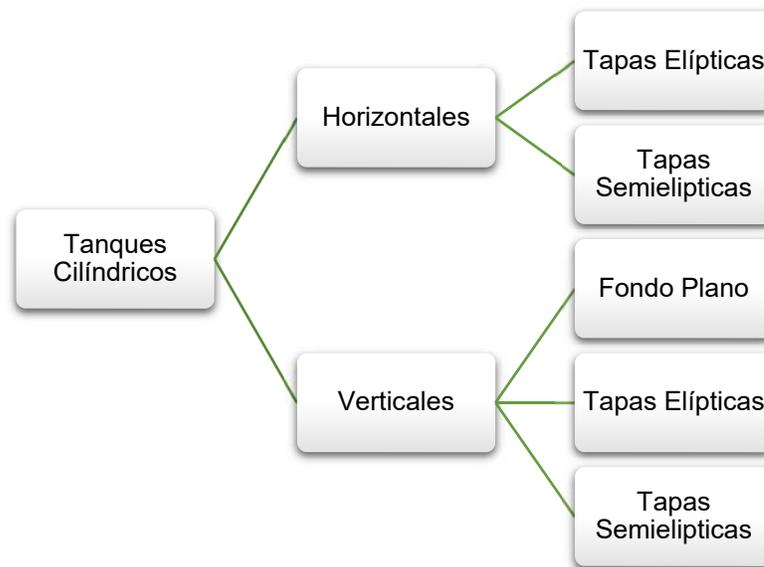


Fig. 5: Clasificación de tanques cilíndricos de acero.

Además de esta clasificación, se puede tomar en cuenta otra forma de acuerdo a el tipo de unión que tengan, ya sea soldados, remachados o emperrados. En la República Mexicana, dentro de PEMEX, la Norma NFR-113-PEMEX-2007 “Diseño de Tanques Atmosféricos” [5], especifica el tipo de acero empleado para los tanques de almacenamiento de fondo plano e indica que el proceso de fabricación debe de ser mediante horno de hogar abierto, oxígeno básico u horno eléctrico, además de cumplir con las especificaciones de la tabla 1 que se muestra a continuación.



Tabla 1: Materiales para la fabricación de aceros estructurales [5].

ESPECIFICACIÓN DE MATERIAL	GRADO	MÁXIMO ESPESOR DE PLACA		OBSERVACIONES
		mm	(pulg)	
ASTM A 36 / A 36M	-----	40	(1½)	Cuando se indique en este documento y PEMEX lo apruebe por escrito.
ASTM A 131 / A 131M	A	12,5	(½)	Acero estructural para embarcaciones. Calidad estructural únicamente.
	B	25	(1)	
	CS	40	(1½)	
	EH 36	45	(1¼)	
ASTM A 283 / A 283M	C	25	(1)	Placa de acero al carbono de calidad estructural de aplicación general.
ASTM A 285 / A 285M	C	25	(1)	Placa de acero al carbono, con esfuerzos de tensión bajos e intermedios, para soldaduras de fusión en recipientes a presión.
ASTM A 516 / A 516M	55 (380)	40	(1½)	Placa de acero al carbono para recipientes a presión en servicios de baja y moderada temperatura.
	60 (415)			
	65 (450)			
	70 (485)			
ASTM A 537 / A 537M	1	45	(1¼)	Placas de acero al carbono-manganeso-silicio tratadas térmicamente, para recipientes a presión.
	2			
ASTM A 573 / A 573M	58 (400)	40	(1½)	Placas de acero al carbono con tenacidad mejorada.
	65 (450)			
	70 (485)			
ASTM A 633 / A 633M	C	45	(1¼)	Placa de acero de aleación estructural normalizado, para servicios bajos -45 °C (50 °F) de temperatura ambiental
	D			
ASTM A 662 / A 662M	B	40	(1½)	Placa de acero al carbono-manganeso-silicio para recipientes a presión en servicio de baja y moderada temperatura -46 a -60 °C (-5º a -75 °F).
	C			
ASTM A 678 / A 678M	A	40	(1½)	Placa de acero de aleación estructural, con proceso de recocido y templado.
	B	45	(1¼)	
ASTM A 737 / A 737M	B	40	(1½)	Placa de acero de aleación, para recipientes a presión soldados y componentes de tuberías.
ASTM A 841 / A 841M	A Clase 1	40	(1½)	Placa de acero producida por el proceso de control termo-mecánico (TMCP), para recipientes a presión soldados.
	B Clase 2			
CSA G40.21	38W (260W)	25	(1)	Acero estructural. Los grados W pueden ser semicalmados o totalmente calmados. Los aceros totalmente calmados fabricados con grano fino como práctica deben ser especificados cuando se requieran. La adición de elementos para refinar el grano o aumentar su resistencia esta limitada a la Tabla 35. Para placas, la resistencia a la tensión debe ser de 1406 kg/cm ² (20 Kpsi) arriba de la mínima indicada por el grado.
	44W (300W)	25	(1)	
	50W (350W)	45	(1¼)	
	38WT (260WT)	40	(1½)	
	44WT (300WT)	40	(1½)	
	50WT (350WT)	50	(2)	
ISO 630	E275 C y D	40	(1½)	Aceros estructurales.
	E355 C y D	45	(1¼)	



Los tanques de almacenamiento cilíndricos verticales soldados de fondo plano, se emplean en la industria Petroquímica con propósito de almacenar grandes cantidades de hidrocarburos por el tiempo que se requiera dentro de las distintas fases de refinación y distribución de los derivados del petróleo. Por el diseño de estos tanques, se pueden almacenar grandes cantidades de producto a presión atmosférica, que van desde los 5 000 hasta los 500 000 barriles. Dichos tanques están integrados como se muestra en la figura 6.

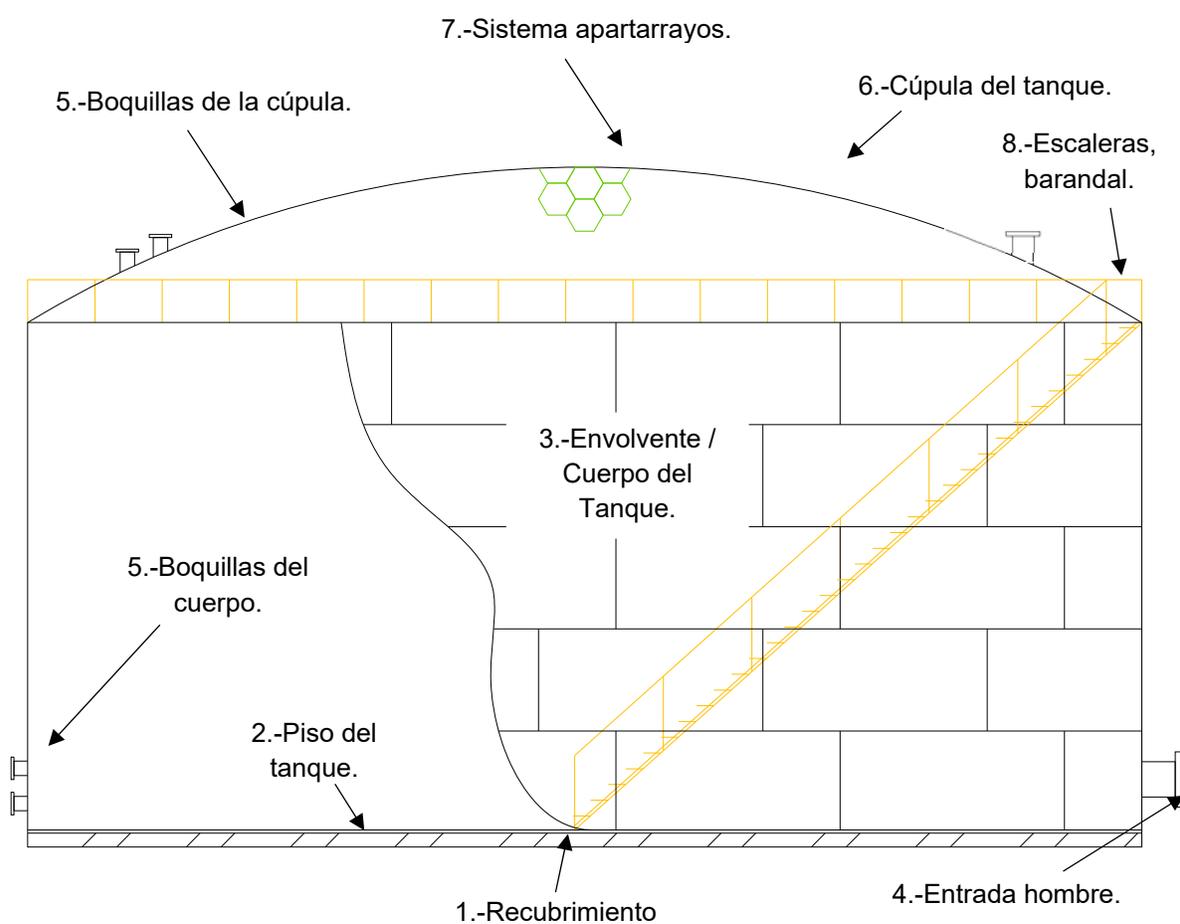


Fig. 6: Partes básicas del tanque de almacenamiento.



Las partes básicas del tanque se encuentran definidas a continuación:

- 1) Recubrimiento: Es un material conocido como “liner” que se ocupa como barrera o revestimiento, que no está adherido a la superficie debajo del tanque y sirve para prevenir fugas de producto. El liner es fabricado de caucho, plomo, plástico, arcilla geosintética, u otros, y también puede estar ubicado en el dique, como protección si llega a haber algún derrame mayor.
- 2) Piso del tanque: Se encuentra diseñado por un conjunto de placas de acero rolado soldadas entre sí a modo de traslape. También reciben el nombre de placas de fondo. Éstas pueden estar diseñadas con un arreglo de placas centrales y placas anulares. Estas últimas se encuentran ubicadas en la periferia del tanque, su espesor es mayor que el de las placas centrales para soportar los esfuerzos mecánicos producidos por el envolvente, y son soldadas a éste en forma de filete.

Otro componente del piso es el anclaje, que es un elemento de acero al carbono que sirve como ancla para impedir el desplazamiento del tanque por efectos del viento o de algún movimiento sísmico, está ahogado en la cimentación y doblado a 90° y se usa en los tanques criogénicos o con doble fondo

- 3) Envolvente / cuerpo del tanque. Son un conjunto de placas roladas que se encuentran a modo de tope entre sí, y a modo de filete en la parte inferior con las placas de fondo y son las que conforman el cuerpo del tanque, por lo general, las que están en la parte inferior, suelen ser de espesor mayor a las de la parte inferior, debido a esfuerzos mecánicos. Otro componente del envolvente son los anillos atiesadores, que son perfiles estructurales que se encuentran que evitan deformaciones originadas por la carga de viento.
- 4) Entrada hombre: Boquilla bridada de diámetro de 20”, 24” o 36” para el acceso del personal. Se encuentra a una altura de 10” a 15” sobre el fondo del tanque



5) Boquillas del cuerpo y de la cúpula: Conexiones bridadas o roscadas que se ocupan para entrada/salida del producto, instrumentación, muestreo, se enlistan a continuación:

a) Registro de limpieza: Registro ubicado en el cuerpo del tanque al nivel del piso y que sirve para realizar la extracción y limpieza del producto cuando el tanque se encuentra fuera de operación. Es de forma rectangular con las esquinas superiores redondeadas.

b) Boquillas: Son bridas con niples ubicadas en la parte inferior o superior del envolvente, las de la parte superior son de carga y las líneas de dren o descarga se encuentran en la parte inferior.

6) Cúpula del Tanque: También conocido como techo del tanque, los principales tipos, son:

a) Techo cónico soportado: Es un techo en forma de cono recto que se apoya por vigas sobre columnas ubicadas dentro del tanque.

b) Techo cónico auto soportado: Es un techo de forma de cono recto que está apoyado únicamente sobre la periferia del tanque.

c) Techo de tipo domo auto soportado: Es un techo de forma similar a una esfera que está apoyado únicamente sobre la periferia del tanque.

d) Techo tipo sombrilla auto soportado: Es un techo que está formado por polígonos sobre toda la superficie del techo.

Además de esta clasificación también pueden ser clasificados como se muestra a continuación:

a) Techo fijo: Los tanques con techo fijo se emplean para almacenar productos no volátiles o con bajo contenido de gases ligeros, por ejemplo, petróleo crudo, agua, diésel, etc., dentro de esta clasificación se encuentran los techos soportados y auto soportados.



-
- b) Techo flotante: Los tanques de techo flotante se emplean para almacenar productos con elevados contenidos de gases ligeros, como lo son gasolinas, turbosina y cualquier otro tipo de destilados ligeros. Se ocupa este tipo de techo, ya sea con membrana interna o sin membrana, con el objetivo de reducir o anular la cámara de aire generada por los gases producto de la evaporación de éstos combustibles. Se reduce la velocidad de transferencia de calor producida por la temperatura ambiental, es decir, se evita la formación excesiva de gases volátiles y se reducen los riesgos que conlleva el almacenarlos.
- c) Existen también tanques criogénicos o con doble fondo. Estos tanques están compuestos por un tanque dentro de otro tanque de diámetro mayor, por lo general son de techo fijo auto soportado y se ocupan para que el producto se almacene a una temperatura menor a la del medio ambiente.
- 7) Sistema Apartarrayos: Debido a que las descargas atmosféricas son uno de los mayores riesgos para el tanque, a causa de su contenido de combustible y alta volatilidad, se debe de contar con un sistema de apartarrayos que sea el adecuado de acuerdo al código API 545 *“Recommended Practice for Lightning Protection of Above Ground Storage Tanks”*, dependiendo del producto a almacenar y del tipo de techo, ya sea fijo o flotante, además de tener una correcta protección a tierra con la debida instalación catódica y el cableado requerido (en algunos casos muy específicos, los tanques pueden estar autoprotegidos, es decir, funcionando como bajantes naturales de rayos).

Además de esto, existen diversos factores que podrían crear calor suficiente para dar origen al triángulo de fuego, todos los tanques deben de contar con equipos de medición intrínsecamente seguros, no poseer materiales aislantes o semiconductores que puedan generar chispa o actuar como elementos capacitivos debido a la alta corriente que puede llegar a circular debido a una descarga atmosférica.

- 8) Escaleras y barandal: Se emplean para acceder a la parte superior del equipo mediante una forma segura y sin poner en riesgo la vida del personal, y pueden ser marinas (verticales) o en espiral.



En las instalaciones de PEMEX, las capacidades y dimensiones de los tanques de almacenamiento de fondo plano se encuentran dados en la tabla 2.

Los tanques de almacenamiento, debido al producto que almacenan y a su composición de acero al carbono pueden presentar corrosión tanto en el exterior como en el interior del tanque. Existen métodos de pruebas no destructivas para conocer el estado físico en el que se encuentra algún tanque en específico. La corrosión que más puede afectar al tanque es la que no es visible, es decir, la que se encuentra en las placas del fondo del tanque, ya que se pueden presentar fugas y el personal que opera el tanque sólo podrá darse cuenta ya que esté fugando. Dentro de las pruebas no destructivas, el método más eficiente para realizar la inspección a las placas de fondo, es el de Fugas de Flujo Magnético. [1, 3, 4, 13].

Tabla 2: Dimensiones de tanques de almacenamiento verticales de fondo Plano [13].

Nominal-bls.	CAPACIDAD		DIÁMETRO		ALTURA		PESO VACÍO	
	Real		Pies	m	Pies	m	lbs	Ton
	bls	m ³						
280	281	44.67	11.5"	3.50	9.10"	3.00		
560	563	89.51	14.9"	4.50	19.8"	6.00		
500	502	79.89	15'0"	4.57	16'0"	4.87	13228	6
1000	1011	160.80	20'0"	6.10	18'0"	5.49	19842	9
2000	2019	321.09	24'6"	7.46	24'0"	7.31	28660	13
3000	3028	481.48	30'0"	9.14	24'0"	7.31	35274	16
5000	5043	801.88	31'8"	9.65	36'0"	10.97	48502	22
10000	10105	1606.78	42'6"	12.95	40'0"	12.19	85980	39
15000	15036	2380.70	58'0"	17.68	32'0"	9.75	127868	58
20000	20359	3237.03	60'0"	18.29	40'0"	12.19	171961	78
30000	30083	4783.17	73'4"	22.35	40'0"	12.19	244713	111
40000	39930	6348.91	85'0"	25.91	40'0"	12.19	317466	144
55000	55940	8894.54	100'0"	30.48	40'0"	12.19	418878	190
80000	80560	12806.98	120'0"	36.58	40'0"	12.19	604066	274
100000	100438	15969.66	134'0"	40.84	40'0"	12.19	760595	345
150000	149111	23708.63	150'0"	45.72	48'0"	14.63	1005308	456
200000	214713	34139.43	180'0"	54.86	48'0"	14.63	1593942	723



1.2 Magnetismo

Según la Real Academia de la lengua española, el magnetismo es el poder de atracción del imán sobre el hierro, o la propiedad de los imanes y corrientes eléctricas de ejercer acciones a distancia, tales como atracciones y repulsiones mutuas. Para describirlo de manera técnica se necesitan entender los conceptos siguientes.

1.2.1 Conceptos del magnetismo

Algunos historiadores afirman que las primeras civilizaciones en percatarse del magnetismo fueron los griegos en el año 800 a.C. y los chinos en el siglo XIII a.C. y hacen referencia a su nombre debido a que el metal se encontraba cerca de la ciudad de Magnesia. Debido a que se observó que ésta piedra atraía a otros metales, además de que si se dejaba colgando por el medio siempre el mismo lado era dirigido hacia el norte, su primer uso fue el de la brújula que es de origen árabe o hindú, tiempo después, los europeos se percataron de que, al frotar una aguja de hierro con la magnetita, ésta adquiría la misma propiedad, que una de sus puntas siempre era dirigida hacia el norte. Ésta fue la razón por la que se le dio a un extremo de los imanes el nombre de “Polo Norte” y al otro “Polo Sur”. Después de algunos estudios, se dio a conocer que las brújulas no apuntaban directamente hacia el norte, si no al polo magnético de la tierra, que está a 1600 km aproximadamente del polo norte.

Los fenómenos magnéticos estudiados posteriormente, dieron a conocer que polos diferentes, (norte y sur) siempre son atraídos, y los polos iguales (norte-norte, sur-sur) siempre se repelen, se comportan igual que las cargas eléctricas, con la diferencia de que estos polos jamás se han podido separar, cuando un imán se corta a la mitad, éste vuelve a tener dos polos, norte y sur. El monopolio magnético sigue siendo tema de investigación en la actualidad. El imán genera un campo magnético, que es visible en mayor medida cuando se coloca limadura de hierro alrededor de éste, dentro de la física se le conoce con la letra griega ϕ (phi) y se muestra en la figura 7.



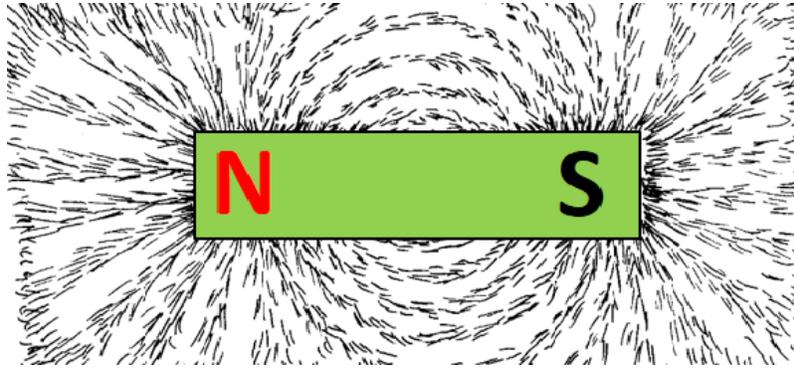


Fig. 7: Representación de un imán con su campo magnético ϕ [6].

Este campo magnético consta de líneas conocidas como “líneas de flujo magnético” y que siguen cierto sentido como se muestra en la figura 8, el cual es de polo norte a sur por fuera del imán, y de sur a norte por dentro de éste. El estudio del campo magnético está ligado estrechamente al estudio de la electricidad, ya que la teoría de los campos eléctricos dice que los campos magnéticos variables son uno de los orígenes de éstos, además de que cada partícula con carga eléctrica está rodeada por un campo magnético, debido a esto, se entiende que existe un momento magnético, el cual es originado por la fuerza del campo eléctrico y un par magnético.

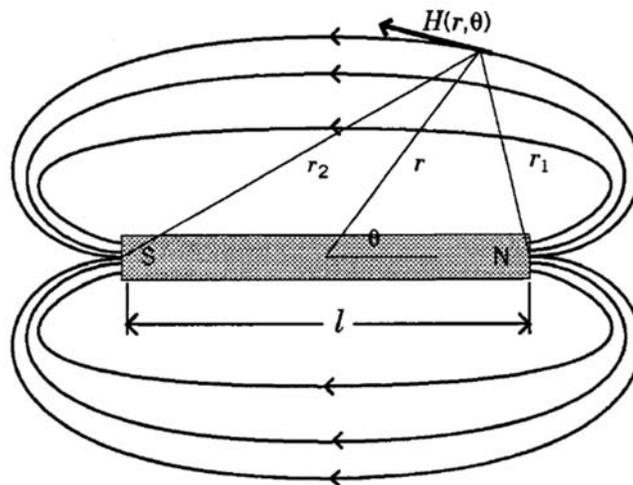


Fig. 8: Representación de un imán con sus líneas de flujo [16].



Otro concepto fundamental es la Densidad de Flujo Magnético “B”, que se refiere al total de líneas de flujo magnético que presenta un imán, es decir, la cantidad de flujo magnético que se encuentra en cierta área “A” perpendicular determinada, de esto se obtiene la ecuación (1):

$$B = \frac{\Phi}{A} \quad (1)$$

La unidad del Sistema Internacional de Unidades (SI) para el flujo magnético es “B” el Weber, por consiguiente, la unidad para la densidad de flujo magnético es el Weber/m², el Tesla (T) y el Gauss son unidades para su medición, sólo que en otros sistemas de unidades. De acuerdo a la figura 8, el campo magnético, también conocido como “H”, es una magnitud vectorial, ya que posee una magnitud y una dirección, y cuya unidad de medida es el Ampere/metro. Cuando se desea cuantificar esta magnitud en una distancia mayor a la máxima dimensión de uno de sus lados, ésta medición se da por la ecuación (2):

$$\vec{H} = \frac{3(\vec{m} \times \hat{a}_r)\hat{a}_r - \vec{m}}{r^3} \quad (2)$$

Dónde “ \hat{a} ” es un vector unitario a lo largo de “ r ”, “ r ” es la distancia entre la fuente del campo magnético y el punto de medición, y “ \vec{m} ” es el momento magnético del dipolo. La fuerza o intensidad de magnetización de un material depende de la densidad de la distribución de los momentos magnéticos. Esta intensidad es llamada magnetización “M”, y al igual que el campo, su unidad es el Ampere/metro, y ésta se define como la ecuación (3):



$$\vec{M} = \frac{\vec{m}}{\text{volumen}} \quad (3)$$

El vector de la inducción magnética, o densidad de flujo magnético " \vec{B} " es proporcional al campo magnético, y existe una relación con la permeabilidad magnética, la cual está dada por la ecuación (4):

$$\vec{B} = \mu_0 \vec{H} \quad (4)$$

Cuando a esta ecuación se le agrega un material a magnetizar, se puede describir que existe una relación entre la inducción, permeabilidad, campo y magnetización, es por esto que se obtiene la ecuación (5):

$$\vec{B} = \mu_0 (\vec{H} + \vec{M}) \quad (5)$$

La magnetización de los materiales depende también de otro factor llamado susceptibilidad magnética " x " que es un valor adimensional y que indica el grado de magnetización de un material, y está descrito por la ecuación (6):

$$\vec{M} = x \vec{H} \quad (6)$$



Un material magnetizado con un momento magnético \vec{m} posee un torque \vec{T} en la presencia de un campo magnético uniforme \vec{H} de acuerdo a la ecuación (7):

$$\vec{T} = \vec{m} \times \vec{H} \quad (7)$$

El torque es un producto del momento magnético y del campo magnético, y en una ecuación en donde se tiene a θ como el ángulo entre la dirección de \vec{m} y \vec{H} está dada por (8) [16]:

$$T = m H \sin \theta \quad (8)$$

La permeabilidad se define como la capacidad de establecer y dejar fluir por ella líneas de flujo magnético como se muestra en la figura 9, cuanto mayor permeabilidad tenga el medio, mayor cantidad de líneas de flujo pasarán a través de él. De acuerdo al este concepto, los materiales magnéticos se pueden clasificar en:

- Paramagnéticos: Son materiales que, en presencia de una fuerza magnética externa muy fuerte, tienden a orientar sus momentos magnéticos paralelamente al campo inducido, cuanto más cercana sea la temperatura del metal al cero absoluto, mayor es su capacidad magnética, a pesar de que a temperaturas habituales éste efecto es casi imperceptible.



- Diamagnéticos: Son materiales que son repelidos por los imanes, cualquiera que sea el polo, esto se explica por la ley de Lenz, que dice que siempre que varía el flujo magnético se genera una corriente inducida, según esta ley, “El sentido de las corrientes inducidas es tal que con sus acciones electromagnéticas tienden a oponerse a la causa que las produce”.

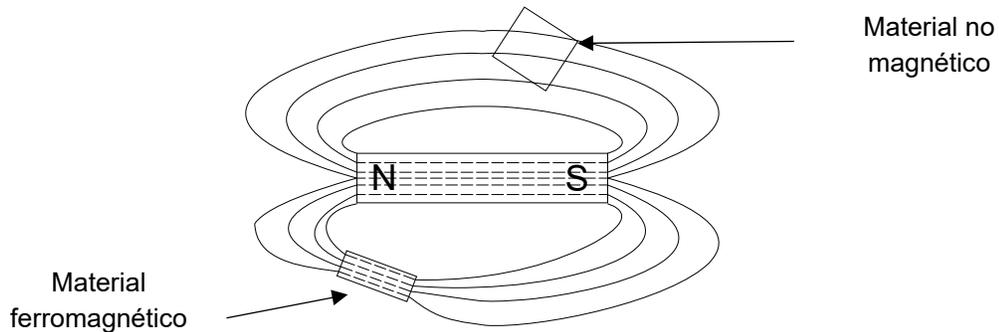


Fig. 9: Representación de la permeabilidad magnética.

Esto ocurre porque a nivel molecular, en estos materiales los espines están apareados, o sus sistemas orbitales completamente llenos. Esta característica, al igual que el paramagnetismo, es más visible a temperatura del cero absoluto, en superconductores.

- Ferromagnéticos: Son materiales en los cuales se tiene momentos magnéticos permanentes, muestran una fuerte interacción con los átomos cercanos y conservan alineados sus momentos a pesar de que se elimine el campo magnético externo, éstos momentos dipolares magnéticos están alineados paralelamente en zonas llamadas dominios, y cuando se presenta una fuerza magnética externa, éstos dominios se alinean conforme al campo magnético exterior.

En un material ferromagnético, los dominios se encuentran agrupados aleatoriamente, cada dominio está compuesto por 10^{15} a 10^{20} átomos, es decir que hay varios millones de dominios en cada grano de metal. Estos dominios se encuentran acomodados aleatoriamente siempre y cuando dicho material no se encuentre magnetizado, gráficamente se muestra en la figura 10.



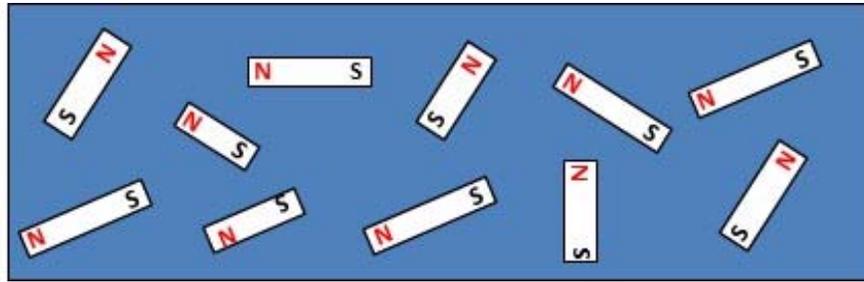


Fig. 10: Dominios magnéticos organizados aleatoriamente [6].

Cuando la pieza ferromagnética es magnetizada debido a una fuerza externa, los dominios se comienzan a alinear como lo indica la figura 11, cuando éstos dominios se alinean completamente la pieza está magnéticamente saturada.

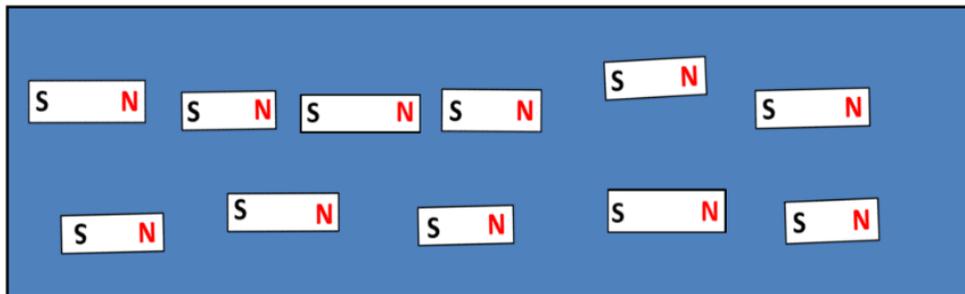


Fig. 11: Dominios magnéticos de un material saturado magnéticamente [6].

Cuando se dice que una pieza está magnéticamente saturada, ningún campo magnético externo puede agregar mayor magnetismo a ésta, es decir que sus dominios se han alineado al 100%, y no es posible tener mayor magnetización a ésta, por más fuerte que sea dicho campo. Ésta teoría explica el principio de inducción, cuando una pieza metálica está en contacto con un imán, éste se vuelve un magneto de forma temporal, cuando se aleja la fuente magnética, éste va perdiendo poco a poco la alineación de sus dominios, dependiendo del tiempo que el material tarde en desmagnetizarse, se desprende una característica llamada retentividad.



1.2.2 Efecto Hall

El efecto Hall fue observado por primera vez por Edwin H. Hall (1855-1938) en 1879, y éste consiste en que a un conductor que transporte corriente, en presencia de un campo magnético, genera una diferencia de potencial en dirección perpendicular de la carga y del campo magnético. El efecto Hall es consecuencia de la ley de fuerza de Lorentz, que dice que una carga en movimiento “q” que actúa bajo la inducción de un campo magnético \vec{B} , experimenta una fuerza \vec{F} en un ángulo recto al vector de campo, y una velocidad de carga “v”, ésta relación se describe en la ecuación (9), y físicamente el efecto Hall se puede visualizar como lo indica la figura 12.

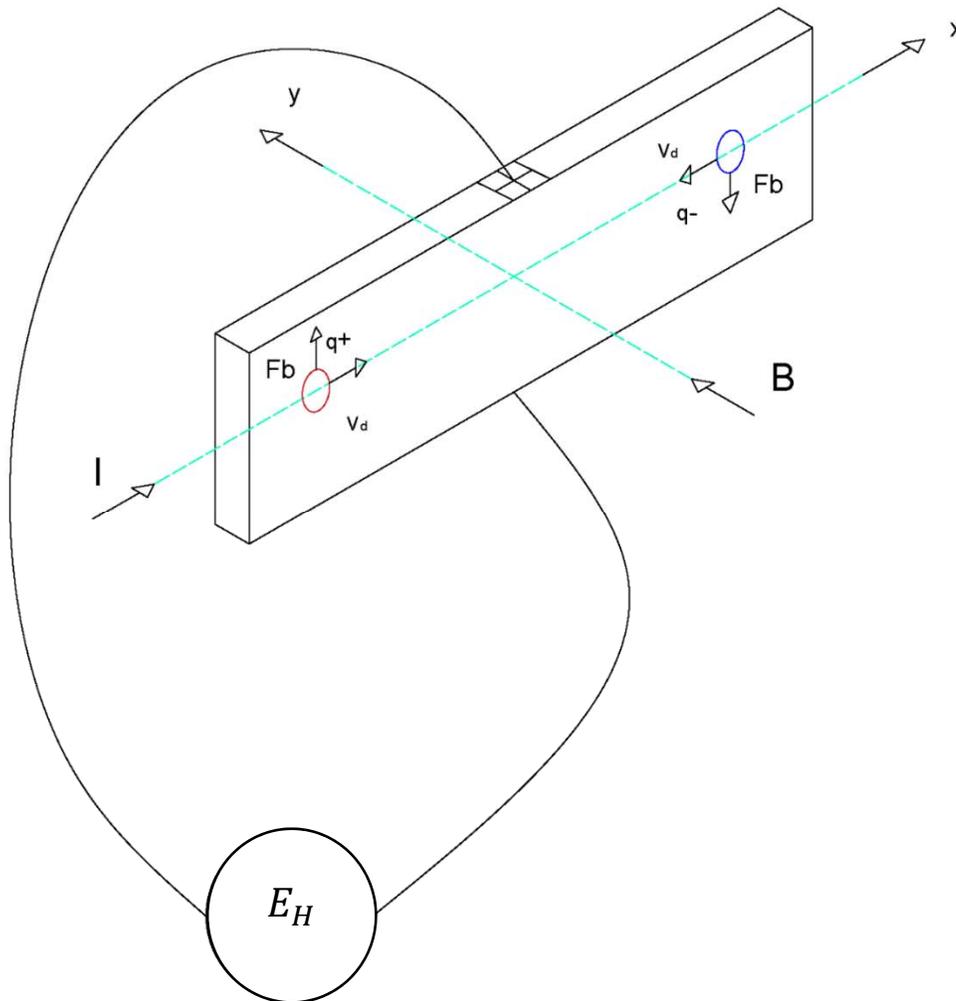


Fig. 12 Efecto Hall [9].



$$\vec{F} = -q (\vec{E} + \vec{v} \vec{B}) \quad (9)$$

Se tiene un conductor plano por el que circula una corriente “ I ” que en una dirección “ x ”, en la dirección “ y ” se aplica un campo magnético “ B ”, los electrones que se mueven sobre “ x ” y cuya carga “ q ” puede ser positiva o negativa, poseen una velocidad de arrastre “ v_d ”. De esto podemos obtener la relación con la tensión de Hall “ E_H ” de acuerdo a la ecuación (10):

$$E_H = v_d B \quad (10)$$

Para obtener la densidad de corriente que fluye sobre el conductor, se considera que se tiene un “ n ” número de cargas libres por unidad de volumen, con la velocidad de arrastre de los electrones “ v_d ”, se puede deducir la ecuación (11) y (12):

$$J_x = q n v_d \quad (11)$$

$$E_H = \frac{J_x B}{q n} = R_H J_x B \quad (12)$$

En dónde R_H es un valor conocido como “coeficiente de Hall”.



La velocidad de arrastre depende del material en dónde circula la corriente, es por esto que los sensores son hechos de semiconductores, dependiendo de la conductividad “ σ ” de los electrones en estos semiconductores y de la movilidad “ μ ”, se deduce la ecuación (13):

$$R_H = \frac{\mu}{\sigma} \quad (13)$$

El coeficiente de Hall es proporcional a la movilidad de los electrones, y a su vez es proporcional a la tensión de Hall, y éste varía de un material a otro. Al elevar este coeficiente, se puede elevar la tensión de salida de los sensores de efecto Hall. De todo esto se puede obtener que la tensión de efecto Hall es proporcional a la densidad de campo magnético y a la velocidad de arrastre de los electrones, entre mayor sean éstos, la tensión de Hall será mayor [16].

1.2.3 Sensores de Efecto Hall

Con las ecuaciones anteriores, se deduce matemáticamente que conociendo un campo magnético en un circuito con una velocidad de arrastre constante se puede conocer la tensión de Hall. Como consecuencia a este efecto se crearon los sensores de efecto Hall, que son semiconductores compuestos por varias láminas que actúan como conductores aumentando la velocidad de arrastre de los electrones e incrementando la tensión de Hall. Los sensores de efecto Hall se emplean para detectar campos magnéticos mayores a 1 Tesla.



La corriente típica para los sensores de efecto Hall comerciales es de 1 mA a 100 mA, los rangos de sensibilidad son de 10 mV/T a 1.4 V/T. La resistencia de control de entrada típica es del 1Ω a 3Ω, y las dimensiones de los sensores suelen ser de 10 mm² por 0.5 mm de espesor. Estos sensores se emplean para detectar flujo magnético de hasta 30 T.

Estos sensores poseen varias capas de semiconductores para el coeficiente de Hall, los sensores de Hall se acoplan a un circuito como lo muestra la figura 13, también se les conoce comercialmente como sensores magnéticos, en donde la superficie sensible es la parte frontal. Dentro del sensor se encuentra ubicado un amplificador diferencial, que envía una tensión de salida que es proporcional al campo magnético que se le aplique. Se puede acoplar a un circuito comparador, como comparador digital, o dependiendo de la aplicación en la que se le requiera. Su sensibilidad es del orden de los Gauss. (10 000 Gauss son equivalentes a 1 Tesla).

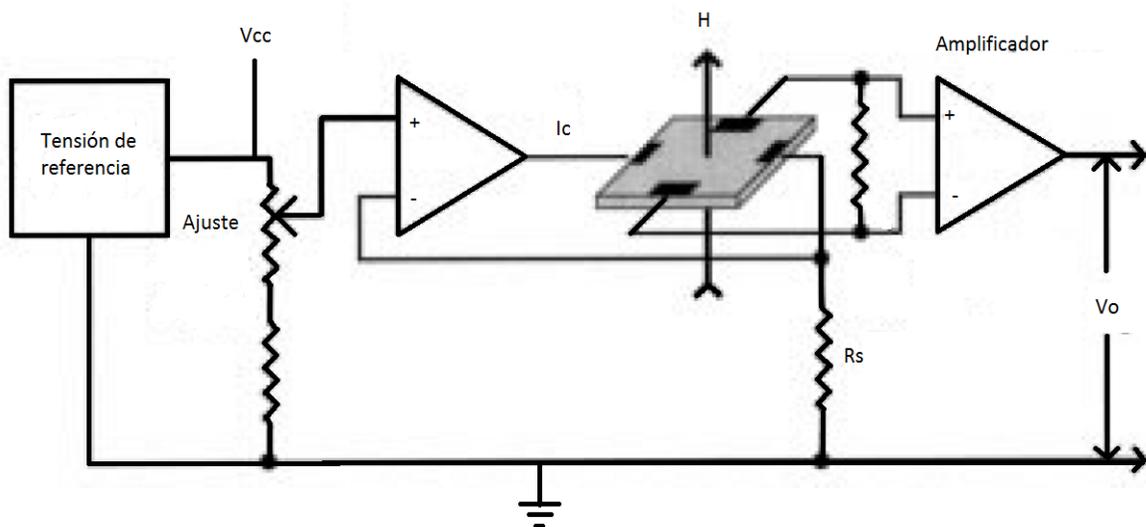


Fig. 13 Circuito de un sensor de Hall comercial [16].



El uso de los sensores de efecto Hall es muy común en la industria, ya que con ellos se puede medir distancia, son normalmente usados para la medición de dientes y ranuras en engranes, para cuantificar metales, para medir la velocidad angular de las flechas de motores, en llantas etc. También se emplean como sensores de nivel en tanques, sensores de flujo en tuberías. En las computadoras se encuentran ubicados en los lectores de CD's para regular las revoluciones a las que gira el disco. Se ocupan dentro de circuitos de instrumentación. En los automóviles se ocupan como sensor de posición cigüeñal y sensor de árbol de levas. El equipo Floormap VS2 posee 16 sensores de efecto Hall.

1.3 Fugas de Flujo Magnético

En base en el efecto de Hall y utilizando éstos sensores, se puede detectar la fuga y pérdida del flujo magnético en un material cuando en éste se encuentra alguna variación física que altere el campo magnético infringido. Esto se obtiene mediante la comparación de tensiones de salida originada los sensores. Este es un tipo de prueba no destructiva que se emplea para inspeccionar los fondos de tanques de almacenamiento.

1.3.1 Antecedentes de pruebas no destructivas

Se conoce como pruebas no destructivas (PND) a toda prueba, muestreo o cualquier tipo de evaluación que no altere las propiedades físicas del material a ser examinado con el motivo de determinar la presencia de fallas o discontinuidades que puedan alterar el funcionamiento o la integridad del equipo, dependiendo de la configuración, tamaño, ubicación y forma de éstas. A pesar de que las PND se han efectuado por varias décadas, no son del conocimiento de la persona promedio, pero son parte básica para los estándares de calidad en industrias como la construcción, en las industrias minera, aeroespacial, petroquímica, ferroviaria y en la mayoría de los procesos de calidad metalmeccánicos, que, aunque no aseguran al 100% que no existirá falla alguna en las piezas, minimiza drásticamente las probabilidades de que esto ocurra.



El origen de las pruebas no destructivas no es claramente preciso, algunos dicen que se remonta a los herreros de la edad media, que al escuchar el sonido de las espadas que forjaban, podían saber que tan fuerte era el metal, otros dicen que han existido desde el principio de la humanidad, cuando alguien veía la calidad de algún instrumento de caza. De los primeros incidentes en recipientes sujetos a presión que se tienen registro, y que a la posteridad incitaron a la aplicación de PND como estándar de calidad a la fabricación y mantenimiento habitual de éstos, es el de Hartford, Connecticut, en marzo de 1854 (figura 14).



Fig. 14: Desastre de Connecticut [10].

Alrededor de las 14:00 horas, en la fábrica Fales and Cray Car Work, un recipiente sujeto a presión que contenía vapor y era alimentado por una caldera explotó dejando a 19 muertos y alrededor de 50 heridos. La explosión del recipiente se dio a pesar de ser un equipo prácticamente nuevo, con un mes de funcionamiento y a pesar también, de que, en esos tiempos, la calidad de fabricación se consideraba muy buena. En la disputa legal para deslindar responsabilidades, el jurado realizó las siguientes sugerencias:

- Regulación para prevenir que personas sin experiencia manejasen la carga de recipientes sujetos a presión.

-
- Inspecciones de seguridad de regulares por parte de una autoridad municipal o representante del gobierno.
 - Los recipientes deberán ser instalados fuera de los edificios de las fábricas.
 - La temperatura de operación de los recipientes no debería ser operada a una mayor a la segura.

Además de este incidente, ocurrieron muchos otros, por ejemplo, el del Barco Sultana en el Mississippi, en donde explotaron 3 de sus 4 recipientes contenedores de vapor, dejando entre 1200 y 1600 muertos, la peor catástrofe en la historia de la navegación marítima en EUA, equiparable con la tragedia del Titanic. Esto originó a que 10 años después, se creara una ley en ese estado para la inspección de recipientes sujetos a presión. Esta ley requería la inspección anual de todos los recipientes sujetos a presión, si esta inspección no era aprobada, los recipientes se retiraban de operación [10].

En 1911 se creó el primer Organismo no gubernamental encargado de publicar un código para la inspección de recipientes sujetos a presión, y en 1915 publicó el primer código para la Inspección Visual (VT por sus siglas en inglés Visual Testing) de éstos. Con el paso del tiempo, los descubrimientos de la ciencia hicieron posible el desarrollo de diversas tecnologías para la inspección de materiales, en 1922 el padre de las pruebas de Radiografía Industrial (RT por sus siglas en inglés Radiographic Testing), el Dr. H. H. Lester desarrolló tecnología para inspeccionar piezas fundidas, soldaduras y blindajes metálicos ocupados por el ejército. Otro tipo de tecnología que surgió a raíz de una tragedia, es la de inducción de campo magnético, originalmente empleado para detectar discontinuidades superficiales en las vías férreas, y que más tarde, evolucionaría a las pruebas de Partículas Magnéticas (MT por sus siglas en inglés Magnetic Particle Testing) y como complemento de esta surgieron los Líquidos Penetrantes (PT por sus siglas en inglés Penetrant Testing). Con el paso del tiempo y la creación de nuevas tecnologías surgió un método de los más empleados en la actualidad, el Ultrasonido Industrial (UT por sus siglas en inglés Ultrasonic Testing).



Las Corrientes de Eddy (ET por sus siglas en inglés Eddy Current Testing) fueron estudiadas por Michael Faraday en 1831, consisten en el principio de inducción electromagnética, en 1879 E. E. Huges pudo distinguir entre metales al notar un cambio en la frecuencia de excitación del dispositivo, esto debido a la diferente permeabilidad magnética de los materiales. En 1926 se creó un aparato basado en las corrientes de Eddy para medir el espesor de los metales, pero fue a finales de la II Guerra Mundial que se desarrollaron equipos con otras características, y que en la actualidad se ocupan principalmente para la detección de discontinuidades subsuperficiales.

Además de las pruebas no destructivas, existe pruebas destructivas, estas son para determinar capacidades de los materiales (mecánicas o eléctricas) que son puestos a prueba a máximas condiciones de trabajo, características de elongación, límite de elasticidad, fatiga, dureza, etc. Para llevar a cabo PND confiables, se debe de tener en cuenta que el material o pieza a examinar debe de ser el adecuado para la técnica a emplear, realizar la inspección mediante un procedimiento escrito y autorizado por la empresa y operar el equipo adecuadamente por personal capacitado [2].

1.3.2 Pruebas no destructivas

Las PND son exámenes para analizar la integridad mecánica, es decir, evitar pérdidas de productos peligrosos que puedan ocasionar cualquier tipo de incidentes además de buscar discontinuidades, para prevenir cualquier tipo de falla, derrames, explosiones y cualquier tipo de sucesos que pongan en peligro la vida de las personas que estén cerca u operando el equipo, así como el medio ambiente. Para que estas inspecciones sean efectivas, deben de ser realizadas por personal certificado y calificado. Al individuo que lleva a cabo la inspección mediante PND se le conoce como “Inspector o Técnico”. Existen varias formas de calificar al personal de PND, tomando en cuenta que al referirse a calificación se hace referencia a las habilidades, experiencia, que son adquiridas por medio de la práctica de la técnica.



La certificación se refiere a un documento avalado por alguna institución que dan fe de las habilidades ya mencionadas, una combinación de conocimiento teórico y práctico de la técnica. Existe una asociación llamada “*American Society of Non Destructive Testing*” (ASNT), que en 1945 realizó por primera vez un programa de certificación de personal y en 1963 publicó la primera edición de una “Práctica Recomendada” para la calificación y certificación de 5 métodos (PT, MT, UT, RT Y ET) y que regula las PND en Estados Unidos y por consiguiente se ha generalizado su uso en Latinoamérica.

Derivado de la ASNT, existe una Práctica Recomendada llamada SNT-TC-1A, que son una serie de recomendaciones para asistir a empleadores que deseen certificar a su personal dentro de alguna técnica de PND. Esta práctica provee requisitos y recomendaciones de escolaridad, experiencia y entrenamientos en distintos tipos de prueba. Los niveles que establece son los siguientes:

- Aprendiz: Es un individuo que se encuentra en entrenamiento o capacitación, a fin de acumular experiencia para ser certificado como Nivel I y que siempre debe trabajar bajo la supervisión directa de personal Nivel II o III, sin ser apto para realizar ninguna prueba, interpretación, evaluación o reporte por sí solo.
- Nivel I: Es un individuo que puede realizar calibraciones a los equipos, realizar pruebas de acuerdo a procedimientos escritos, aplicar los criterios de aceptación y rechazo, además guardar estos resultados, este nivel no evalúa las discontinuidades. Conoce los principios teóricos del método, ya que son necesarias horas teóricas para esta certificación. Este inspector debe de ser entrenado y supervisado por un Nivel II o III. Después de ciertas horas de experiencia y cursos teóricos, este individuo puede acceder a una certificación como Nivel II.
- Nivel II: Es un individuo capacitado para realizar todas las funciones del Nivel I, interpretar y evaluar resultados de una inspección de acuerdo a procedimientos, códigos y normas, organizar y reportar estos resultados, además de servir como guía y entrenador de aprendices y Niveles I.



-
- Nivel III: Es un individuo que además de cumplir con todas las funciones del Nivel II, establece y elabora técnicas y procedimientos de prueba, códigos y normas. Tiene conocimientos de otras técnicas de la Industria Metal-Mecánica. Además de entrenar y certificar a personal Nivel I, II y III.

El objetivo de realizar una inspección mediante PND es analizar si existen fallas que puedan poner en peligro la integridad mecánica del equipo, estas fallas surgen debido al proceso de fabricación, o por el tipo de servicio que manejan. De acuerdo a su origen, las discontinuidades se clasifican en:

- a) De Proceso: Son originadas por los procesos de manufactura utilizados para dar forma y acabado a la pieza, tales como el forjado, extruido, maquinado, esmerilado, por tratamiento térmico, etc.
- b) De Servicio: Se manifiestan en la pieza después de cierto tiempo de estar en operación, las más comunes son las grietas por fatiga, corrosión (localizada, general, severa) y picaduras.
- c) Inherentes: Son producto de la solidificación y fusión a partir de un mineral en la pieza, como lo son las inclusiones, porosidades, sopladuras, segregaciones, traslape en frío, grietas y llenado incompleto.

Además de esta clasificación, las discontinuidades se pueden localizar de acuerdo a su ubicación en:

- a) Superficiales.
- b) Sub-superficiales.
- c) Volumétricas.

Dependiendo de la ubicación y el tipo de discontinuidades que se esperan encontrar, se puede inspeccionar mediante los diferentes tipos de PND que existen.



Inspección visual (VT)

La inspección visual es conocida como el primer método de PND y el más usado en la industria, consiste en la observación cuidadosa y a detalle de todas las partes sujetas al examen, se emplea para examinar superficies accesibles o expuestas y así determinar el tamaño, acabado y características de color de las discontinuidades e imperfecciones superficiales. Esta inspección suele ser reforzada mediante el uso de espejos, lupas, reglas, Vernier, micrómetros, calibradores para medición de soldadura entre otros. La mayoría de las PND involucran una inspección visual como complemento a la técnica. En la figura 15 se muestra una medición de un medidor de picaduras mejor conocido como Pit Gauge.

Existe también otro tipo de inspección visual, la indirecta remota, esta se ocupa para realizar una inspección visual en lugares no accesibles o donde la sensibilidad del ojo humano no es suficiente. Es realizada mediante una mezcla de sistemas ópticos, electrónicos y mecánicos, mediante el “boroscopio” o “videoscopio” en los que se tienen lentes especiales colocados en una sonda. Usualmente se emplean en la inspección de álabes en turbinas de gas, vapor y agua, en la industria aeroespacial, aeronáutica, automotriz, y en partes que son de difícil acceso, evitando desmantelarlas o desmontar los equipos.



Fig. 15: Medición de profundidad de socavado con medidor de picaduras.



Líquidos Penetrantes (PT)

Es una prueba que se ocupa para detectar e identificar discontinuidades superficiales, se puede realizar en materiales metálicos y no metálicos siempre y cuando no sean porosos. Consiste en aplicar sobre la superficie limpia un líquido penetrante y esperar unos minutos (De acuerdo al fabricante y procedimiento aplicable), posteriormente se aplica un líquido revelador que maximiza visualmente la discontinuidad contrastando en color con el penetrante como se muestra en la figura 16. Posteriormente se evalúan los resultados y se limpia la superficie inspeccionada. Existen 3 tipos de líquidos penetrantes:

- Tipo I, fluorescentes.
- Tipo II, visibles o coloreados.
- Tipo III, visible y fluorescente.

Esta técnica es recomendable solo en temperaturas de superficie entre los -4°C hasta los 52°C. Los líquidos se encuentran en el mercado en presentaciones de latas, similares a la pintura en aerosol.



Fig. 16: Inspección mediante Líquidos Penetrantes.



Partículas Magnéticas (MT)

Esta PND se emplea para detectar discontinuidades superficiales y sub-superficiales en materiales ferromagnéticos, principalmente en los cordones de soldadura. El proceso de aplicación consiste primeramente en hacer limpieza, eliminar todo rastro de grasa, aceite, óxidos, pintura y recubrimientos, suele hacerse con carda y/o cepillo de alambre. Posterior a esto se magnetiza la pieza a inspeccionar por medio de un campo electromagnético generado por una bobina conectada a una batería o a corriente alterna que posee en sus extremidades laminaciones de hierro que sirven como conductor del campo magnético.

Al estar en contacto con la pieza, cierra el circuito, permitiendo fluir por ésta dicho campo magnético, al aplicar limadura de hierro de color contrastante al de la pieza y en presencia de una discontinuidad, permite observar acumulación de la limadura en la ubicación de la misma. Esto ocurre debido a que, dada la permeabilidad magnética de la limadura, esta sirve como puente para permitir que fluyan las líneas de flujo ya que su permeabilidad es mayor a la del aire, así que cuando existe una fuga por una discontinuidad. Gráficamente se muestra en la figura 17:

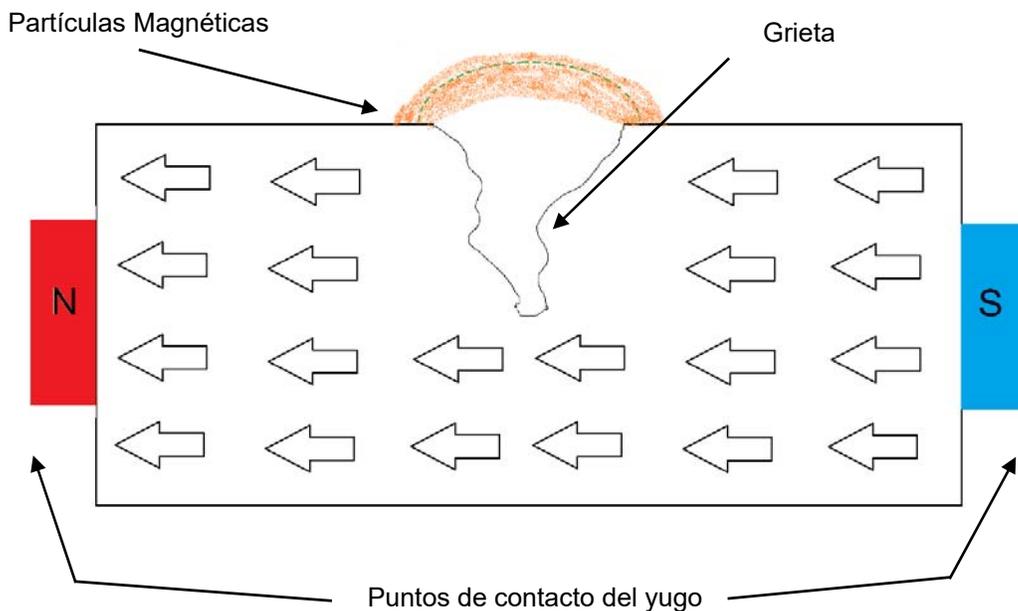


Fig. 17: Funcionamiento de las PM.



Existen partículas de distintos colores, blancas, rojas, negras, amarillas y fluorescentes, y pueden ser secas para superficies rugosas o húmedas para superficies más finas. La orientación del campo magnético es un factor muy importante, si las discontinuidades se encuentran alineadas con la dirección del flujo magnético, es posible que no sean detectadas, se obtiene un mejor resultado cuando las discontinuidades están orientadas de forma perpendicular a las líneas de flujo, es por eso que la forma más conveniente de inspeccionar mediante esta técnica es hacerlo en dos posiciones, diferenciadas 90° sobre la misma superficie, así las líneas de flujo podrán detectar cualquier indicación.

La corriente que fluye por la bobina del yugo debe de ser la suficiente para que el campo magnético tenga la fuerza que sea capaz de levantar una pieza metálica de por lo menos 4.5 kg en un yugo de corriente alterna, y de 18 kg para un yugo de corriente directa. En la figura 18 se muestra la inspección de una soldadura por medio del yugo. Otra aplicación de este método es la inspección en procesos de fundición, forjado, laminado, extrusión, maquinado y tratamientos de soldadura. Además de que es posible emplearlo en líneas de producción para cumplir estándares de calidad en todas las piezas fabricadas.



Fig. 18: Inspección mediante Partículas Magnéticas.



Radiografía (RT)

Es un método que se emplea para detectar discontinuidades volumétricas y superficiales en juntas soldadas, piezas forjadas y fundidas, es el mismo principio que se conoce en la industria médica. El funcionamiento consta de emplear una fuente de radiación de alta energía, rayos X o rayos gamma, procedentes de isótopos radioactivos (iridio 192, cobalto 60, cesio 137 etc.) hacia la pieza o soldadura a inspeccionar, en la parte posterior a esta se coloca una película fotográfica o placa en la que queda grabada la radiografía.

La ventaja de esta prueba, es que se pueden caracterizar y ubicar las discontinuidades con buena precisión, pero sin indicar la profundidad a la que se encuentran. Otras limitantes son que se tiene que tener acceso a ambos lados de la pieza, las fuentes radioactivas son un alto riesgo para la seguridad del personal, así como el manejo del equipo, las fuentes reducen su energía con el paso del tiempo y la portabilidad del equipo no es buena.

Emisión Acústica (AET)

La Emisión Acústica, (AET por sus siglas en inglés Acoustic Emission Testing) se ocupa principalmente en recipientes sujetos a presión para detectar discontinuidades superficiales y sub-superficiales, consta de analizar los movimientos internos por medio de piezoeléctricos que detectan ondas elásticas surgidas dentro del material. El proceso de inspección comienza ubicando sensores acústicos en el tanque, utilizando un acoplante para que el piezoeléctrico tenga la sensibilidad requerida, estos sensores están conectados a una computadora, se presiona el tanque con líquido o vapor, y se lleva a cabo un análisis, dependiendo del tipo de discontinuidad, y con ayuda de software especializado, se puede conocer la ubicación de esta. La ventaja que tiene esta técnica es que no se necesita de un mantenimiento mayor para ser aplicada, pero muchas veces el ruido encontrado en el ambiente de una planta industrial puede afectar las mediciones.



Ultrasonido Industrial (UT)

Es una técnica volumétrica, la cual se basa en el principio de que el sonido es una fuerza mecánica (vibraciones) que se propaga a través de un medio, ya sea por líquidos, sólidos y gases. En frecuencias por encima de los 20 000 Hz el sonido se propaga mejor por medios líquidos y materiales con baja viscosidad. En frecuencias superiores a los 100 kHz, las ondas de sonido tienen un comportamiento similar a las de la luz, ya que pueden ser reflejadas, refractas, difractadas, y absorbidas. La velocidad del sonido depende del tipo de material, además del tipo de onda, como referencia, la velocidad del sonido en el aire es de 0.33 km/s, y en el agua es de 1.48 km/s, para el acero al carbono los tipos de ondas y sus velocidades son las siguientes:

- Ondas Longitudinales: La oscilación es paralela a la dirección de propagación, es el origen de otros tipos de onda por la conversión de modo y su principal función es medir espesores, detectar y evaluar discontinuidades (El nombre común de la técnica de UT que utiliza este tipo de ondas, recibe el nombre de “haz recto”). La velocidad del sonido en ondas longitudinales del acero al carbono es de 5.9 km/s
- Ondas transversales: La oscilación es transversal a la dirección de propagación del haz ultrasónico, solo se transmite en sólidos, su velocidad es aproximadamente $\frac{1}{2}$ de la velocidad longitudinal, y se usan para la detección de discontinuidades en soldaduras, piezas fundidas, piezas forjadas y determinación de profundidad de discontinuidades (El nombre común de la técnica de UT que utiliza este tipo de ondas, recibe el nombre de “haz angular”). La velocidad del sonido en ondas transversales del acero al carbono es de 3.2 km/s.
- Ondas superficiales (ondas de Raleigh): La oscilación es elíptica, se transmiten en sólidos de superficie tersa, su velocidad es aproximadamente 90% de las transversales, se usa para la detección de discontinuidades superficiales. (La técnica de UT que ocupa estas ondas, recibe el nombre de “ondas guiadas”). La velocidad del sonido en ondas superficiales del acero al carbono es de 2.88 km/s.



-
- Ondas de Lamb: Son vibraciones complejas que se transmiten por sólidos de espesor delgado, se generan a partir de las ondas superficiales, su velocidad no es constante y son complemento para las ondas guiadas.

El proceso para la inspección de haz recto consiste en reflejar una onda ultrasónica en el medio a inspeccionar e interpretar por medio de una gráfica de dos dimensiones la señal adquirida. Para esto se ocupa un equipo detector de fallas ultrasónico o un medidor de espesores, el cual debe de tener un cable que vaya conectado a un transductor piezoeléctrico cerámico, monocristal o de doble cristal, y un acoplante (gel, agua, glicerina, grasa u otro) entre el transductor y la pieza a inspeccionar. El detector de fallas envía una señal eléctrica que se convierte en vibración por medio del transductor, y muestra una señal en la pantalla del detector la cual debe ser interpretada para conocer el espesor de la pieza y el tipo de discontinuidad si es que se llegase a presentar.

Se inspecciona manualmente toda el área a examinar y los resultados van variando de acuerdo a la ubicación en donde se encuentre el transductor. Este método es de los más usados y más eficientes en las PND dado que ayuda a conocer el espesor de la pieza, y por medio de cálculos conocer su desgaste y vida remanente, con el fin de planificar la sustitución de la pieza. En la figura 19 se muestra la inspección de una tubería de acero al carbono por medio de haz recto con un equipo detector de fallas de la marca Olympus.



Fig. 19: Inspección de tubería mediante Ultrasonido Industrial Haz Recto.



La inspección por haz angular funciona del mismo modo, solo que el transductor se acopla mecánicamente por medio de una rosca con cuerda a una zapata con un ángulo de 45°, 60° o 70° (configuraciones comerciales), normalmente de plexiglass donde surge una conversión de modo por la reflexión y refracción de ondas debido al cambio de medio de propagación, teniendo como resultado una onda ultrasónica con ese ángulo, por medio de ley de senos y cosenos se puede ubicar la discontinuidad, la profundidad y su tipo.

La inspección por medio de ondas guiadas se realiza únicamente en tubería, nos permite detectar discontinuidades superficiales y volumétricas, con la ventaja de que, en una sola prueba, dependiendo de los factores de la tubería, se pueden inspeccionar hasta 100 m, ahorrando tiempo en la inspección. El método consiste en acoplar mecánicamente a la tubería un anillo (inflable o rígido) con transductores en toda su superficie, conectado a un generador de ondas guiadas y a su vez a una computadora que grafica por medio de señales el resultado de la prueba. En la figura 20 se muestra la colocación de un anillo inflable conectado de dos terminales acoplado en una tubería de 10”.



Fig. 20: Inspección de tubería mediante Onda Ultrasónica Guiada.



Existe otro tipo de inspección que se ocupa para hacer medición de espesores y mapeo de corrosión, el cual es el equipo de Arreglo de Fases (PA por sus siglas en inglés Phased Array). Este equipo funciona con el principio del ultrasonido industrial convencional, a diferencia que el equipo permite modificar electrónicamente las características acústicas de la probeta (arreglo de cristales), ya que, en vez de tener únicamente un cristal, las probetas presentan un arreglo de 16 o más, los cuales pueden tener defase, agrupamiento, y mejor visualización de la inspección, además que cuando se inspecciona de forma angular, se pueden tener distintos ángulos al mismo tiempo. En la figura 21 se muestra la inspección de soldadura en la tapa de un intercambiador de calor de acero al carbono.



Fig. 21: Inspección de Intercambiador de Calor mediante Arreglo de Fases.

El equipo de PA permite inspeccionar a cero grados como si fuese haz recto, teniendo la ventaja de que los barridos son de mayor área, y en la pantalla del equipo la corrosión y discontinuidades se pueden visualizar de forma sectorial y en código de colores, también se puede inspeccionar con los ángulos comerciales de el haz angular, 45°, 60° y 70° y emplear la visualización sectorial para identificar las discontinuidades en las soldaduras para que se pueda ver a mayor detalle el tipo, profundidad y forma de éstas.



Corrientes de Eddy (ET)

El principio de funcionamiento de las corrientes de Eddy o corrientes de Foucault se basan en la inducción electromagnética. El movimiento del campo magnético en un conductor induce una tensión en éste, causando un flujo de corriente eléctrica, en consecuencia, cuando un campo alterno de magnetismo producido por una bobina en equipo medidor de corrientes de Eddy entra en contacto con la pieza a inspeccionar (conductor) se genera una tensión, causando un flujo de corriente eléctrica en dicha pieza.

Este tipo de prueba opera también bajo los términos de la ley de Lenz, que, aplicándola en la técnica, funciona cuando la dirección del flujo de corriente en la pieza a inspeccionar es opuesta al sentido a la variación del flujo magnético inducido. En la práctica, las corrientes inducidas se comunican con otra bobina que induce el campo magnético generado por las corrientes de Eddy que las transforma en una tensión, de la cual se puede cuantificar la variación en caso de haberla, y así se detectan las discontinuidades. Este método sirve para detectar discontinuidades superficiales y subsuperficiales, se ocupa principalmente para soldaduras e inspección de tubos de intercambiadores de calor y solo aires, siempre y cuando los materiales sean ferromagnéticos. En la figura 22 se muestra la inspección de tubos de intercambiador internamente con una sonda de ET.



Fig. 22: Inspección de tubos Intercambiador de Calor mediante Corrientes de Eddy.

Otras técnicas electromagnéticas para las PND's:

Además de las corrientes de Eddy, existen otras técnicas de inspección, como las corrientes de Eddy remotas y el análisis de modulación, que no son muy usadas en la industria debido a su baja eficacia. Existe también la técnica de fugas de flujo magnético, que es ampliamente usada para la detección de discontinuidades en fondos planos de tanques de almacenamiento verticales [1,2].

1.3.3 Fugas de Flujo Magnético (MFL)

La técnica de PND de Fugas de flujo magnético (MFL por sus siglas en inglés Magnetic Flux Leakage) es una técnica volumétrica de origen electromagnético. Las MFL se ocupan para inspeccionar tubería y placas de acero, en ambos casos funciona del mismo modo, el equipo con el que se inspecciona posee un imán de gran campo magnético, normalmente de aleación de materiales. Se satura magnéticamente la pieza a inspeccionar, al ser magnetizado el material al 100% de sus dominios, su flujo no puede cambiar, ya que el material no puede magnetizarse más que lo que sus dominios magnéticos le permiten, al momento de encontrar una picadura, corrosión o pérdida de material, el flujo no puede seguir su paso por medio de este material, razón por la que se desvía fuera de la pieza. Cuando esto ocurre, por medio de unos sensores de efecto Hall, se puede cuantificar la pérdida aproximada de material en porcentaje por medio de una señal visual, auditiva, o por medio de un software de recopilación de datos si se encuentra conectado a una computadora. Gráficamente se ve como lo indica la figura 23.

Las Fugas de Flujo Magnético se emplean para maximizar la vida de los tanques de almacenamiento, ya que su aplicación permite conocer la pérdida de material de las placas del fondo de los tanques de almacenamiento, que a su vez permiten planificar un programa de mantenimiento correctivo adecuado para minimizar los costos que puede ser originados por fugas. La ventaja de esta técnica es que se permite inspeccionar hasta el 90% del área total de las placas de fondo en un tiempo sumamente corto, cosa que, con otra técnica volumétrica, como el UT, se llevaría demasiado tiempo.



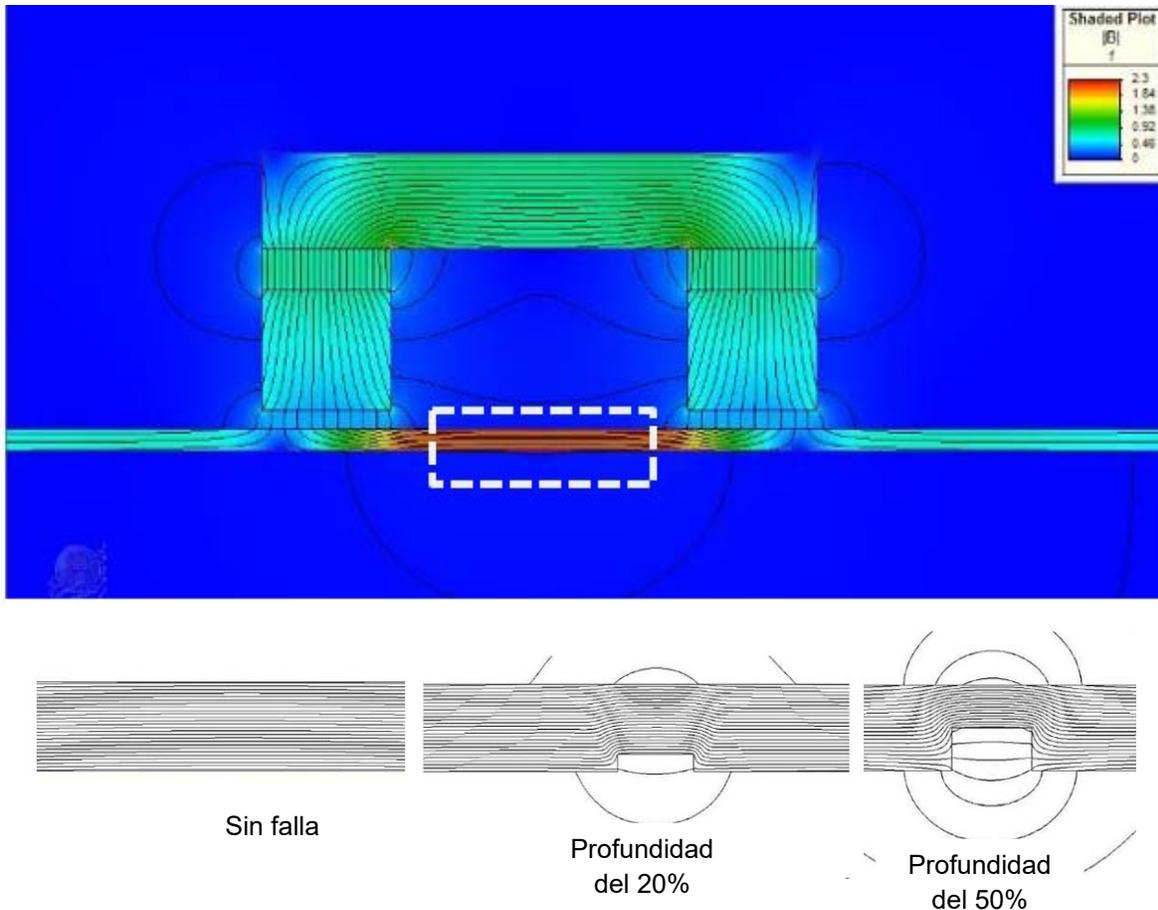


Fig. 23: Análisis por el método finito del funcionamiento de las fugas de flujo magnético [6]

La desventaja de ésta técnica es con equipos convencionales, como el Floormap VS2 no se puede conocer la superficie de origen de la discontinuidad, es decir si se encuentra en la superficie o en la parte inferior de la placa, es por esto que la inspección visual sirve como complemento. A pesar de esto, existen equipos de última generación que discriminan el origen de la discontinuidad. La tecnología de estos equipos agrega sensores de reluctancia magnética que detectan la densidad de flujo magnético que fluye en un punto determinado, al sobreponer los resultados con los obtenidos con los sensores de efecto Hall, se puede identificar el origen, ya que en la parte superior de la placa la densidad de flujo es menor a la densidad de flujo presentada en una discontinuidad ubicada en la parte inferior de la placa inspeccionada.

Todos los resultados relevantes de la prueba de MFL, es decir que sobrepasen pérdida de material del 50% deben de ser verificados por otra técnica, por lo general suele ser la medición de espesores o un barrido lineal del área con arreglo de fases. Cabe destacar que tanto en las MFL como en cualquier otra PND, la calidad de los resultados arrojados por la inspección depende principalmente de la limpieza de la superficie en donde se aplicará la técnica, la calibración del equipo empleado y la experiencia del personal que lleva a cabo la inspección, en la figura 24 se muestra el barrido por medio del equipo Floormap VS2 de MFL [6].



Fig. 24: Inspección de placas de fondo de tanque mediante MFL.

CAPÍTULO 2 DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN POR FUGAS DE FLUJO MAGNÉTICO



2.1 Descripción del código API 653

La normatividad aplicable en la República Mexicana para recipientes atmosféricos y a presión se rige principalmente por normas de PEMEX, éstas a su vez son basadas en códigos API (por sus siglas en inglés American Petroleum Institute) y ASME (por sus siglas en inglés American Society of Mechanical Engineers).

2.1.1 API

El Instituto Americano del Petróleo (API), es una institución formada en Estados Unidos a principios de la Primer Guerra Mundial, debido a la necesidad de crear normas entre diversas compañías independientes dentro del ramo y las empresas que surgieron a partir de la disolución de la Standard Oil para satisfacer las demandas y las necesidades que el gobierno tendría a la posteridad durante la guerra. Posterior a esto, se estableció formalmente el 20 de marzo de 1919, sus bases más importantes fueron:

- Fomentar el comercio exterior e interior de los productos petrolíferos.
- Promover los intereses de la industria petrolífera.
- Promover el mejoramiento de sus miembros.
- Promover el estudio del petróleo y gas natural y las ciencias relacionadas.

En la actualidad cuenta con más de 500 miembros corporativos, de muchos segmentos de la industria, tanto como productores, proveedores, operadores de tubería, refinerías, transportes marinos, etc. Sus esfuerzos se concentraron primeramente en reunir estadísticas de la industria, tales como la producción, en la actualidad las estadísticas de API son las más confiables dentro de la industria.



Otra acción en la que concentraron esfuerzos fue en estandarizar los equipos para la industria petrolífera, ya que durante la guerra hubo problemas y retrasos en construcción de pozos, uno de ellos fue que los diámetros de tubería no eran los mismos, así que no se podían acoplar correctamente cuando era necesarios. A partir de esto surgieron códigos que entrarían en vigor en 1924, hoy en día existen más de 500 códigos y prácticas recomendadas que cubren todos los segmentos de la industria. API posee también una universidad que ofrece talleres, congresos, conferencias, para apoyar a sus miembros a cumplir las exigencias regulatorias que se exigen a la industria [11].

Hay diferencia entre códigos y prácticas recomendadas de API. La diferencia es que, un código es un documento que define un conjunto de requisitos y condiciones que se aplican a procesos que regulan la fabricación diseño, montaje, pruebas, reparación y operación de instalaciones, equipos o componentes específicos, y únicamente son aplicables cuando lo indique el contrato de compra-venta. Una práctica recomendada describe la “buena práctica” o la forma más recomendable de realizar una actividad, basadas de acuerdo a un conjunto de experiencias, y que no son de aplicación obligatoria.

API cuenta con programas de certificación dentro de sus códigos, existe un monograma API que verifica que los fabricantes cumplan con sus especificaciones de diseño de equipos. Existe también un programa de certificación para las personas en sus distintos códigos, esta certificación se obtiene aplicando una serie de exámenes además de demostrar experiencia en campo dentro de la industria y el código para el cuál se desea aplicar. API considera únicamente como inspector a alguien que está certificado por esta institución. Algunos códigos y certificaciones aplicables en la inspección de integridad mecánica son las siguientes:

- API 510 Pressure Vessel Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair and Alteration. Código que se emplea para la inspección, clasificación, reparación y procedimientos para la alteración de recipientes sujetos a presión.



-
- API 570 Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping Systems. Código que se emplea para la inspección, clasificación, reparación y procedimientos para la alteración de tubería metálica y de fibra de vidrio reforzada.
 - API 650 Welded Tanks for oil Storage. Código que se aplica a la construcción de tanques soldados para almacenamiento de hidrocarburos de diferente capacidad, y presiones internas no mayores a 2.5 psi o 0.17 kg/cm².
 - API 653 Tank Inspection Repair, Alteration and Reconstruction. Código que se aplica a tanques construidos bajo API 650, provee los requerimientos mínimos para el mantenimiento de la integridad mecánica después de haber puesto los tanques en operación, así como los requerimientos de inspección, reparación, modificación, traslado y reconstrucción.

2.1.2 Código API 653

El código API 653 se limita a la base, fondo, envolvente, estructura, techo, accesorios y boquillas del tanque, algunos requerimientos del API 650 pueden aplicarse también a reparaciones y mantenimiento. El API 653 cuenta con 170 páginas, y su estructura se encuentra dividida en 13 secciones y 11 anexos, los cuales son los siguientes:

1. Scope (Alcance).
2. References (Referencias).
3. Definitions (Definiciones).
4. Suitability for Service (Idoneidad del servicio): Provee cálculos de espesor actual, cálculos para determinar el espesor mínimo en el envolvente, tensiones máximas permitidas de acuerdo a ASTM, eficiencia de las juntas, tipos de discontinuidades permitidas entre otras. En el punto 4.4 se hace referencia a la evaluación del fondo del tanque, enlista algunas de las causas de las fugas y



fallas en los fondos de tanques según registros históricos, algunos se enuncian a continuación.

- a) Pitting o picaduras producidas por corrosión localizada.
- b) Corrosión en soldaduras y zona afectada por el calor.
- c) Historial de fracturas en soldaduras.
- d) Tensión en las placas de fondo debido a soportes del techo y cargas de la envolvente.
- e) Corrosión en la parte inferior de las placas.
- f) Asentamientos irregulares de las placas de fondo.
- g) Rellenado de grava o arena en la base del tanque no homogéneo.

En el punto 4.4.3.2 se define que los sistemas y pruebas de detección de fugas están destinados a identificar, cuantificar y localizar fallas que no están abiertas a la superficie, es decir, que no son detectables por medio de una inspección visual. Estos métodos pueden ser realizados por el dueño del tanque o proporcionado por un tercero, y las diferentes pruebas no destructivas se encuentran listadas en el API-RP-575. usadas en el código y otros tecnicismos.

- 5. Brittle Fracture Considerations (Consideraciones de fractura por fragilidad): Se provee un procedimiento para determinar la continuidad de operación respecto al riesgo de fractura en los tanques soldados.
- 6. Inspection: Establece la rutina de inspección tanto interna como externa, se recomienda inspección visual externa por lo menos cada cinco años, a partir de esta y dependiendo del servicio y las características del tanque, establecer la frecuencia con la que se debe inspeccionar internamente incluyendo distintas variables. Establece también que la inspección del fondo debe realizarse con medición de espesores o alguna otra técnica electromagnética. Hace referencia también a los aspectos que debe de poseer un reporte de inspección por PND.
- 7. Materials (Materiales).
- 8. Design Considerations for Reconstructed Tanks (Consideraciones de diseño para tanques reconstruidos).
- 9. Tank Repair and Alteration (Reparación y modificación de tanques).
- 10. Dismantling and Reconstruction (Desmontaje y reconstrucción).



11. Welding (Soldaduras): Establece que los procedimientos para soldadura, así como las calificaciones de soldadores deben de estar acordes al ASME Sección IX y API 650 Sec. 9, y ser complementados por los códigos de soldadura estructural AWS D1.1 y AWS D1.6, así como los métodos de soldadura.

12. Examination and Testing (Exámenes y pruebas): Establece que los requerimientos de las pruebas no destructivas, así como sus criterios de aceptación y rechazo deben de estar sujetos a API 650 los tipos de PND's aplicables y demás requerimientos para examinación por MFL se encuentran en el anexo G.

13. Marking and Recordkeeping (Marcado y registros).

a) Annex A Background on Past Editions of API Welded Storage Tanks Standards (Anexo A, antecedentes de normas API para tanques de almacenamiento soldados).

b) Annex B Evaluation of Tank Bottom Settlement (Anexo B, evaluación del asentamiento del fondo del tanque).

c) Annex C Check List for Tank Inspection (Anexo C, lista de chequeo para la inspección del tanque).

d) Annex D Authorized Inspector Certification (Anexo D, certificación de inspectores autorizados)

e) Annex F NDE Requirements Summary (Anexo F, resumen de los requisitos para PND).

f) Annex G Qualification of Tank Bottom Examination Procedures and Personnel (Anexo G, calificación de procedimientos y personal para examinación del fondo del tanque): El anexo G provee la calificación para el personal que examina los fondos de tanque mediante PND. Establece que cada empresa de inspección debe de tener un procedimiento calificado acorde al equipo con el que se inspecciona el fondo del tanque con variables esenciales y no esenciales. Los examinadores o inspectores en la técnica, deben de estar calificados por lo menos en la PND que aplicarán, cada empresa dedicada a la inspección es



responsable de entrenar, probar y calificar al inspector de la técnica de acuerdo al procedimiento previamente aprobado por un inspector API 653.

Este procedimiento sirve como un registro para poder verificar los resultados, discriminar las variables esenciales de las no esenciales entre otros.

- g) Annex H Similar Services Assessment (Anexo H, evaluación de servicios similares).
- h) Annex S Austenitic Stainless Steel Storage Tanks (Anexo S, tanques de almacenamiento de acero inoxidable).
- i) Annex SC Stainless and Carbon Steel Mixed Storage Tanks (Anexo SC, tanques de almacenamiento mixtos de acero al carbono e inoxidable).
- j) Annex X Duplex Stainless Steel Storage Tanks (Anexo X, tanques de almacenamiento inoxidables dobles) [3].

En el punto 4.4.5 del código se presenta una ecuación para obtener el espesor mínimo de las placas del fondo del tanque, esta ecuación se encuentra dada de acuerdo a los lapsos de inspección, es decir, para la próxima inspección el valor mínimo que se debe de tener en las placas del tanque, esto se muestra en la ecuación (14):

$$MRT = (\text{Mínimo de } RT_{BC} \text{ o } RT_{IP}) - O_R (StP_r + UP_r) \quad (14)$$

En dónde:

- MRT (del inglés Minimum Remaining Thickness) es el valor del espesor mínimo remanente al término del intervalo O_R .
- O_R (del inglés Operation Interval) es el intervalo de operación antes de la próxima inspección, de acuerdo al recubrimiento o protección que posea el fondo del tanque.



-
- RT_{BC} (del inglés Remaining Thickness from Bottom) es el espesor mínimo remanente después de reparaciones en la parte inferior de las placas de fondo.
 - RT_{IP} (del inglés Remaining Thickness Internal) es el espesor mínimo remanente después de reparaciones en la parte superior de las placas de fondo.
 - StP_r es la velocidad máxima de corrosión en la parte superior de las placas de fondo, es igual a cero cuando se tiene recubrimiento.
 - UP_r es la velocidad máxima de corrosión en la parte inferior de las placas de fondo, es igual a cero cuando se tiene protección catódica efectiva.

Para obtener la velocidad de corrosión empleada para StP_r y UP_r se debe de tomar en cuenta la corrosión como un valor lineal que se obtiene con la ecuación (15):

$$\text{Velocidad de corrosión} = \frac{\text{Pérdida de material}}{\text{Años}} \quad (15)$$

El valor de pérdida de material está dado en milésimas de pulgada de acuerdo a el espesor nominal del material, y el valor de años, son los años que lleva en operación el tanque desde que se fabricó. Cabe destacar que éstas fórmulas se encuentran dependientes de valores arrojados por la misma inspección. El fabricante o el usuario son los que tienen que proporcionar un valor de espesor mínimo, ya que API 653 no es muy preciso en este punto.

2.2 Práctica recomendada API 575

La práctica recomendada “API-RP-575 Inspection of Atmospheric and Low Pressure Storage Tanks” (Inspección de tanques atmosféricos y de baja presión) describe varios tipos de tanques de almacenamiento y los códigos para su construcción y mantenimiento, las razones para su inspección, las causas del deterioro, métodos de reparación, entre otros, y está encaminada a complementar las normas API 650 y API 653.



El apartado al que hace referencia el API 653 para inspección de placas de fondo por medio de MFL se encuentra en el punto 7.4.4: “El fondo del tanque debe ser inspeccionado en toda su área para evaluar si se ha producido pérdida de material significativa. Se pueden emplear fugas de flujo magnético para escanear rápidamente el espesor de las placas del fondo del tanque. Cuando se localicen áreas donde se detecte que haya pérdida de material, se debe de realizar un escaneo de corrosión por medio de una técnica de inspección ultrasónica cuantitativa y detallada. Se pueden emplear equipos alternativos ultrasónicos multitransductores con pantalla análogo o digital para detectar la pérdida de materia” [12].

2.3 Descripción del Equipo Floormap VS2.

El equipo Floormap VS2, es un equipo detector de fugas de flujo magnético para placas de fondo de tanques de almacenamiento. Fabricado por la marca inglesa Silverwing NDT ubicada en Swensea, Inglaterra, el magneto que posee para generar flujo magnético es de aleación de hierro-boro-neodimio, su cuerpo es una estructura metálica no ferromagnética, impulsada por un motor de corriente continua (C.C.), posee una computadora con pantalla táctil para adquisición de datos, todo esto alimentado por una batería de 12 Volts. Sus partes se describen a continuación:

- 1) Carcasa: Es un arreglo de aluminio en donde van montadas las piezas del equipo, los magnetos, los sensores de efecto Hall, los circuitos internos, el motor, las llantas, el pistón, la batería, y la computadora. El peso del equipo completo en operación es de aproximadamente 54 kg, en la figura 25 se muestra el equipo Floormap VS2 armado completamente, en la figura 26 se muestra la parte inferior y en la figura 27 se muestra la parte posterior.





Fig. 25: Equipo Floormap VS2.

- 2) Magnetos: Son los encargados de generar el campo magnético para realizar la inspección por MFL, están fabricados de una aleación de hierro-boro-neodimio, tienen una longitud de 250 mm.

- 3) Puente magnético: Es el arreglo que presentan los magnetos para dejar fluir libremente el magnetismo entre los dos magnetos en la parte superior, y así cerrar el circuito magnético, teniendo cada magneto un polo. En la parte inferior se encuentran pegados a polos de hierro que, al igual que en la parte superior, también permiten fluir el magnetismo, se encuentran colocados a 4 mm de la superficie y sirven para proteger a los magnetos de la corrosión, golpes, desgaste mecánico y de la suciedad encontrada en los fondos de tanques.

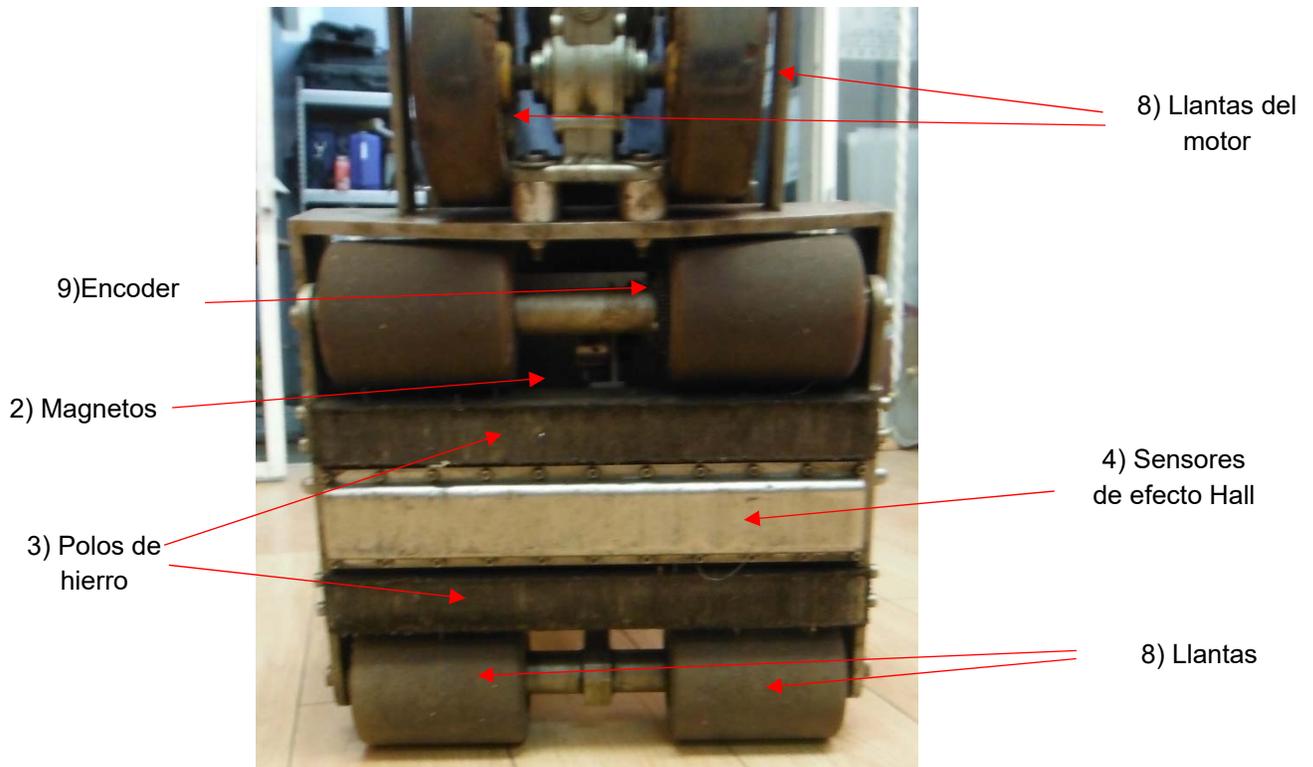


Fig. 26: Parte inferior del Floormap VS2.

- 4) Sensores de efecto Hall: Son los sensores que detectan cuando hay fugas de flujo, se encuentran protegidos por una cubierta metálica no ferromagnética para evitar que se vea afectado su funcionamiento debido a golpes y suciedad. Son 32 sensores acomodados en zigzag. En la parte posterior, los sensores poseen un sistema de resorte y tornillo sin fin para ajustar la altura con respecto a la placa, esto para tener mayor o menor sensibilidad, la altura varía dependiendo el espesor que se vaya a inspeccionar, se toma como medida un juego de lanas plásticas es espesor de 0.5 mm cada una.
- 5) Motor eléctrico: Genera un movimiento en las llantas delanteras del equipo a las cuál está acoplado mecánicamente, ya que cuando se encuentra en una placa metálica dentro de un tanque, es muy difícil de mover, debido a la fuerza del campo magnético. Es un motor de 24 V que genera una velocidad constante de 0.5m/s

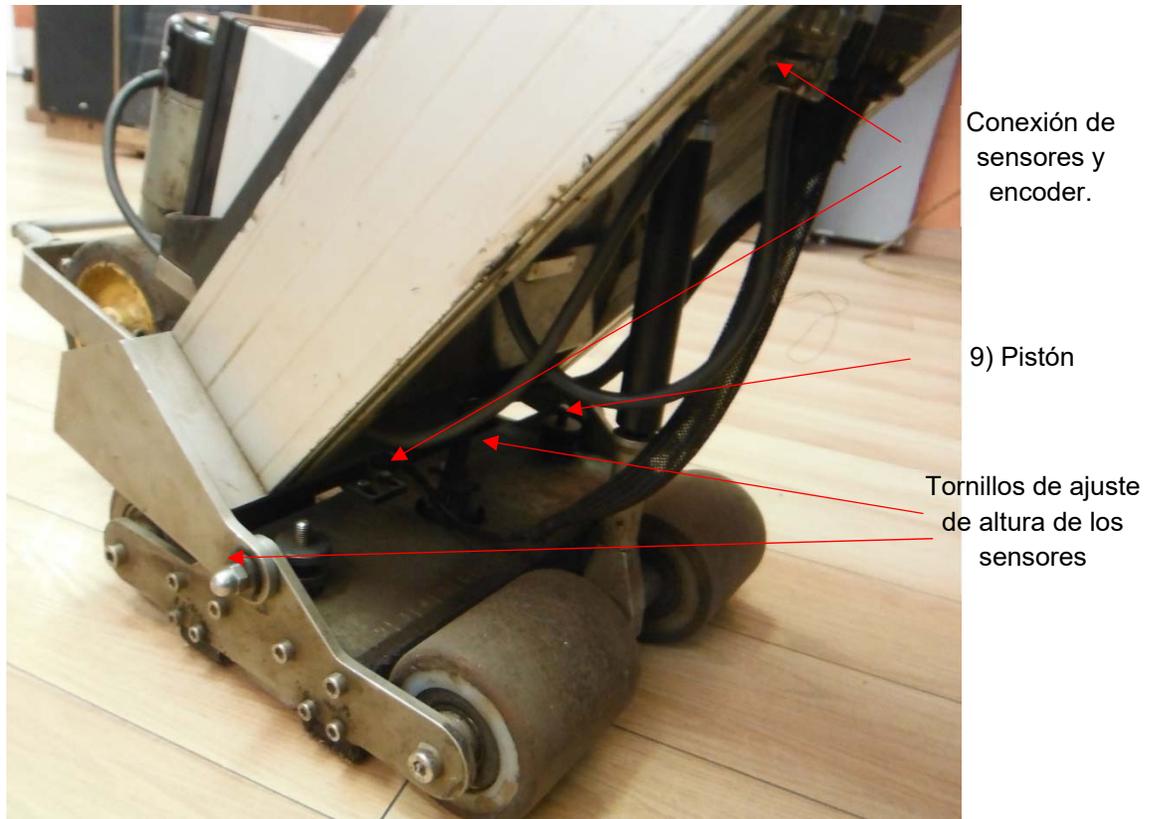


Fig. 27: Parte posterior del Floormap VS2.

- 6) **Batería:** Es una batería recargable de gel ácido de plomo a 12 V, 30 A-h que proporciona alrededor de 4 horas de trabajo continuo.
- 7) **Llantas:** El motor cuenta con dos llantas que dan la tracción necesaria para generar movimiento, y alrededor de los polos magnéticos se encuentran otras 4 llantas que sirven para darle movilidad y soporte a la carcasa.
- 8) **Encoder:** Es un transductor que va acoplado mecánicamente a una llanta por medio de un sistema de engranes rectos que decodifica el movimiento de las llantas para dar un posicionamiento del equipo a partir de un punto.
- 9) **Pistón:** Se encuentra acoplada a la parte posterior de la carcasa y al eje de las llantas traseras, sirve para amortiguar el manejo del equipo, además de despegarlo de la placa de acero para así moverlo libremente, y al momento de volverlo a colocar no se golpee la carcasa.

10) Circuitos internos del Floormap: Se encuentran protegidos superficialmente con una cubierta de plástico, es dónde se lleva a cabo la comparación por medio de circuitos integrados de las diferencias de tensión que arrojan los sensores de efecto Hall en caso de haber pérdida, están conectados a los sensores y al encoder por la parte trasera del equipo, y en la parte delantera hay alimentación eléctrica y de datos a la computadora. Además de estos circuitos también se encuentra un transformador que alimenta a los circuitos relevadores para el modo de funcionamiento manual, y un interruptor de presión que se activa al girar la manija derecha, funciona para activar el motor. Se pueden observar en la figura 28.

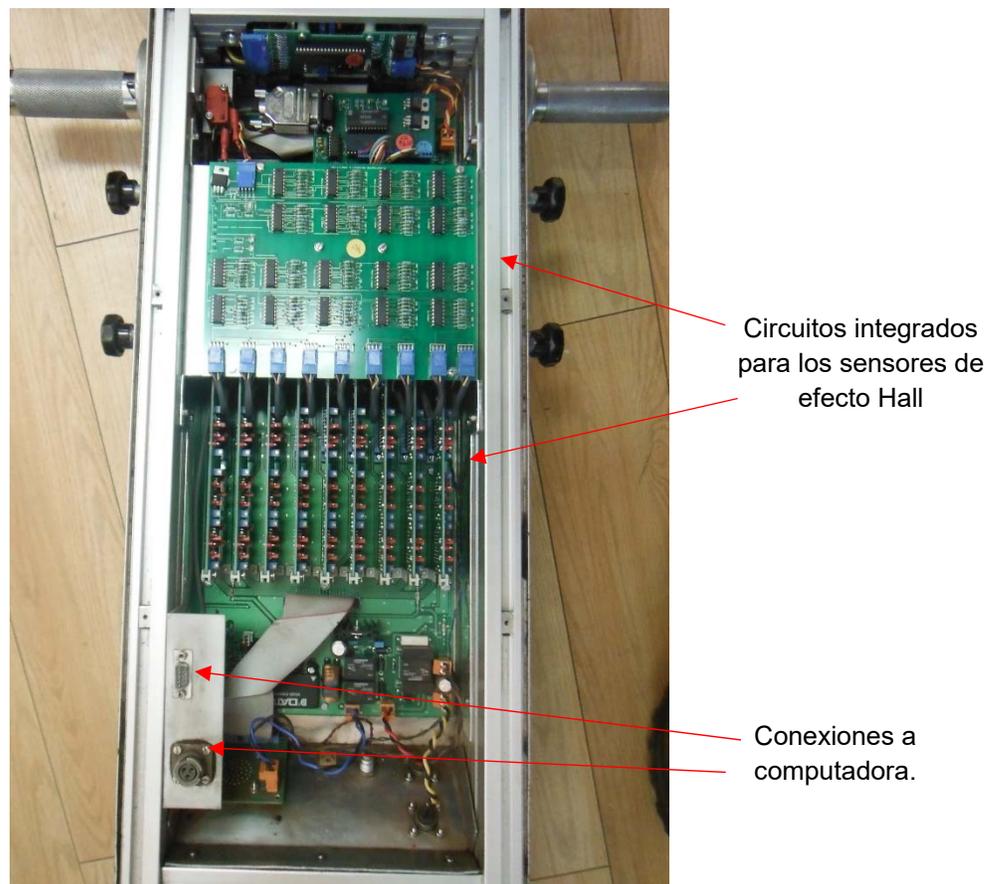


Fig. 28: Parte frontal del Floormap VS2 sin cubierta plástica.

11) Manijas: Sirven para dirigir al equipo al momento de que se está moviendo, además de que permiten que se pueda cargar el equipo.



12) Panel frontal y computadora: El equipo Floormap cuenta con un panel de control frontal, en donde se encuentra los botones de encendido, reset, tipo de inspección, espesor del material, y un panel de leds y threshold o umbral, estos últimos sirven cuando inspeccionamos de modo manual, sin conectar la computadora. La computadora se ocupa con el modo de mapeo, y sirve para generar un reporte en tiempo real y por medio de un software de adquisición de datos en código de colores y por porcentaje de pérdida de material que se encuentre en la placa de fondo que se esté inspeccionando. Se puede observar en la figura 29.

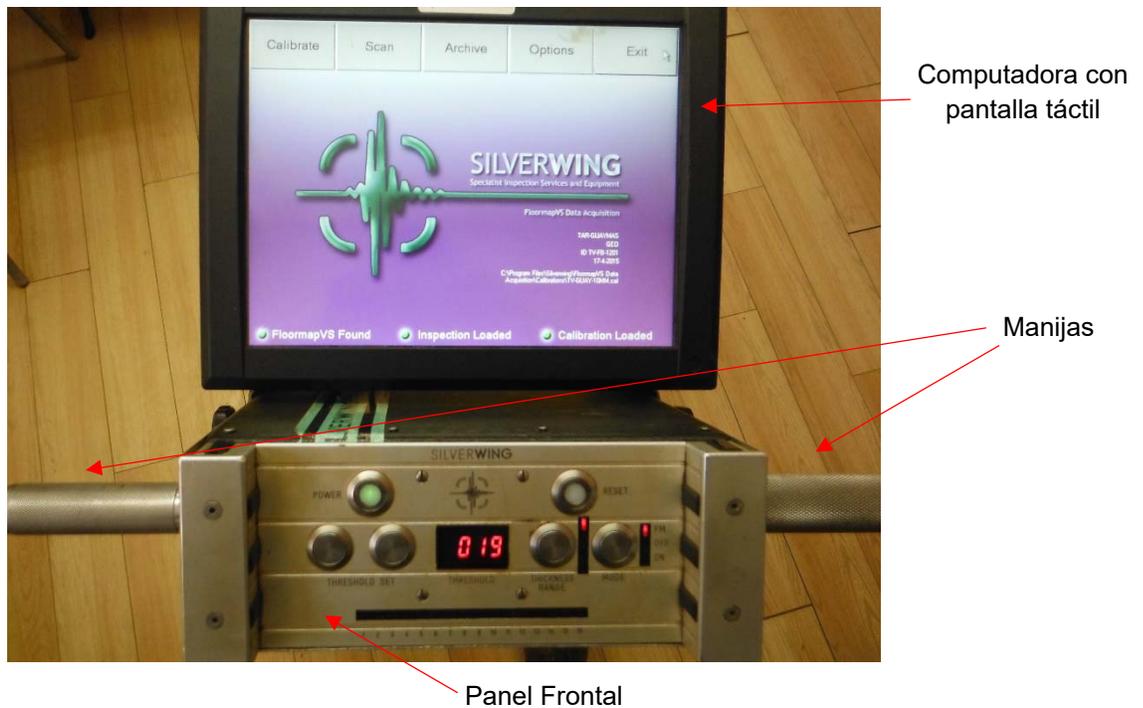


Fig. 29: Parte superior del equipo Floormap VS2.



2.4 Procedimiento para la inspección de tanques de almacenamiento

2.4.1 Limitaciones del procedimiento

Describir los requisitos para la inspección por medio de MFL a las placas de fondo de tanques de almacenamiento mediante el uso del equipo Floormap VS2 para placas de acero.

2.4.2 Glosario

- Handscan: Es un complemento del equipo Floormap, que se emplea para escáner las placas del fondo en dónde se encuentren obstrucciones y lugares en donde el acceso del Floormap sea imposible.
- Placa de calibración: Es una placa de acero al carbón, la cual debe de ser del mismo espesor de la placa que se inspeccionará. Esta posee 4 barrenos a profundidades del 20%, 40%, 60% y 80% del total del espesor, los cuales se ocupan como referencia para dimensionar la pérdida de material, el ancho debe ser de 40 cm y el largo de 130 cm, en la figura 30 se muestra la placa de calibración.

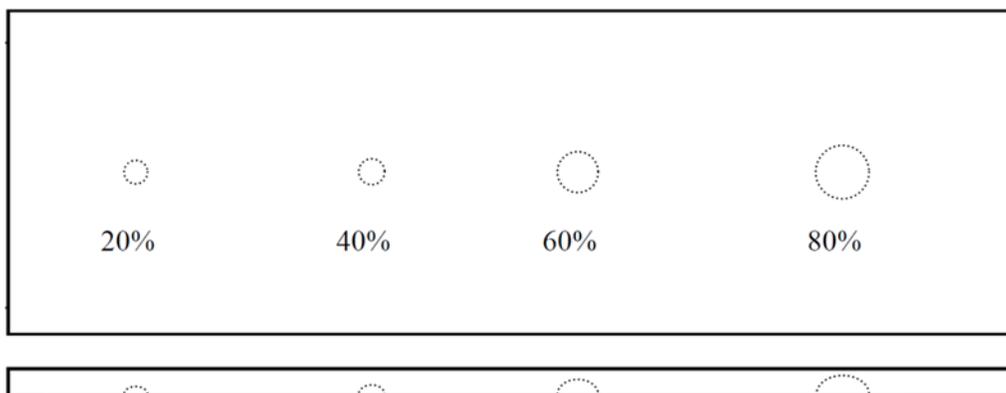


Fig. 30: Placa de calibración con pérdida de material simulada.



-
- Placa de Simulación de Recubrimiento: Es una placa de Vinilo, no magnética del mismo grosor del recubrimiento del piso del tanque (de existir uno), se coloca sobre la placa de calibración durante el proceso de calibración.
 - Tank Datum (TD): Es un punto de referencia imaginario para definir la numeración de las placas dentro del tanque, este depende del tipo de tanque, así como de la orientación de las placas y de la entrada hombre, se sugiere que se haga, dependiendo del criterio del inspector, con dirección a la parte trasera del hombro izquierdo, teniendo del lado derecho la entrada hombre.
 - PR: Es un punto seleccionado en cada placa en donde se comenzará el escaneo por medio del Floormap VS2, sirve para localizar las coordenadas “x” y “y” dentro del software de adquisición de datos.

2.4.3 Requisitos para llevar a cabo la inspección

Existen diversos requisitos que se deben de cumplir y variantes que se deben de conocer previo a la inspección del tanque. Estos son los siguientes:

- Espesor de las placas de fondo y las placas anulares.
- Espesor del recubrimiento (si es que se posee).
- Estado general de la limpieza de la superficie.
- Ubicación de anillos de enfriamiento, soportes, serpentines u otras obstrucciones.
- Nombre y datos del cliente.
- Requisitos de seguridad.

2.4.4 Equipo necesario para la inspección

El equipo necesario para llevar a cabo la inspección es el siguiente:

- Equipo Floormap VS2.
- Placa de Calibración acorde al espesor a inspeccionar.
- Placa de simulación de recubrimiento (de ser necesaria).
- Laminas plásticas para ajustar los sensores de Hall.
- Equipo de UT o similar para corroborar indicaciones.



-
- Probar y aprobar el sistema de iluminación, de ser necesario se tiene que instalar un sistema propio.
 - Equipo de seguridad adecuado para el personal (botas, casco, overol, barbiquejo, lentes de seguridad transparentes).
 - Equipos respiratorios (de ser necesario).

2.4.5 Personal

El personal que lleve a cabo la inspección debe estar conformado por un líder que haya tenido capacitación de equipos de Silverwing directamente o por el distribuidor autorizado de sus productos en la República Mexicana. El llevará a cabo la calibración y debe permanecer durante la inspección, mientras que el personal que lleve a cabo las verificaciones de las indicaciones debe de estar capacitado en UT por lo menos como Nivel I ASNT, además todos los involucrados en el trabajo operativo deben de haber asistido a pláticas de seguridad correspondientes a trabajos en espacios confinados o aplicables en el centro de trabajo.

2.4.6 Trabajos previos a la inspección

Los trabajos que se requieren antes de realizar la inspección dentro del tanque son los siguientes:

- Limpieza en el fondo del tanque, de tal forma que esté libre de residuos de producto, escamas o cascarillas de óxido, agua, y lo más seco posible, de ser necesario se barrerá y se quitarán residuos antes de escanear la placa.
- Se deberán tener los permisos de trabajo correspondientes, contar con las medidas de seguridad apropiadas, así como se hará saber el tiempo en el que el personal se encuentre dentro del tanque.
- Inspección a la iluminación para establecer si es adecuada para realizar la inspección.
- Numeración de las placas de acuerdo al sistema más conveniente para el software del Floormap VS2.



2.4.7 Calibración.

La calibración del equipo se llevará a cabo usando la placa de calibración de la figura 30. El proceso de calibración consiste en generarle al equipo una referencia magnética para el espesor de la placa que se inspeccionará, es por esto que las placas de calibración deben de ser del mismo espesor que las placas de fondo y las anulares además de que se tiene que ajustar la altura de los sensores de Hall de acuerdo con dicho espesor.

Se ajusta la altura de los sensores de Hall con ayuda de las laines según la tabla 3. Después de ajustar la altura de los sensores, se coloca la placa de calibración en un sitio plano de modo que las discontinuidades simuladas queden hacia abajo, y se coloca sobre ésta el recubrimiento (si es que el tanque cuenta con este). Se introducen los datos del sitio en el software y se accede al menú de calibración, una vez ahí se hace un barrido comenzando con el lado de la placa que está el 20% de pérdida, para finalizar en el 80%, accionando la manija derecha del Floormap VS2. Una vez realizada esta acción, la imagen del software debe de verse como lo indica la figura 31.

Tabla 3: Ajuste de sensores en equipo Floormap VS2.

Espesor (mm)	Recubrimiento (mm)	Intervalo de espesores	Altura de los sensores (mm)
6	Ninguno	Intervalo 1	3 (6 laines)
6	1	Intervalo 1	3 (6 laines)
6	3	Intervalo 2	2 (4 laines)
6	6	Intervalo 1	1 (2 laines)
8	Ninguno	Intervalo 2	3 (6 laines)
8	1	Intervalo 2	3 (6 laines)
8	3	Intervalo 2	2 (4 laines)
8	6	Intervalo 2	1 (2 laines)
10	Ninguno	Intervalo 3	3 (6 laines)
10	1	Intervalo 3	3 (6 laines)
10	3	Intervalo 4	2 (4 laines)
10	6	Intervalo 4	1 (2 laines)



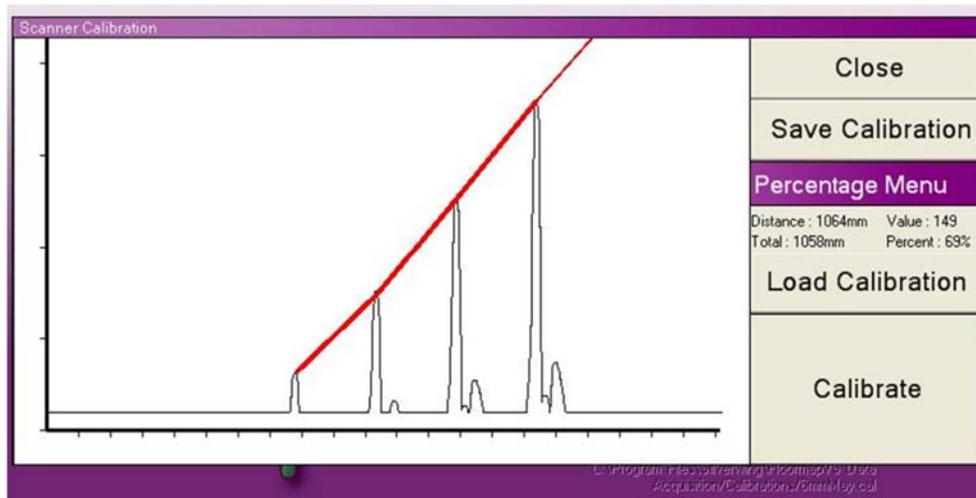


Fig. 31: Gráfica de la calibración del equipo.

2.4.8 Inspección

- a) Cerciorarse de la limpieza de la superficie de las placas de fondo.
- b) Realizar un dibujo para localizar las placas, a partir de esto se les asigna una numeración por filas y placas comenzando de la izquierda superior tomando como referencia el TD quedando de la siguiente forma: 1/1 para la placa 1 de la fila, 2/1 para la placa 2 de la fila 1, 3/5 para la placa 3 de la fila 5, etc. Esta numeración se marca también en las placas del tanque con alguna tiza, gis u otro similar.
- c) Se realiza la medición de las placas, largo y ancho, y se toma registro de la medición, en cada placa se dibujan líneas de guía de 25 cm de ancho, que servirán como guía en los barridos.
- d) Se lleva a cabo el barrido de placas con el equipo Floormap VS2 haciendo de forma adecuada al software, partiendo del PR y seleccionando el tipo de escaneo.



e) Se realizan los barridos longitudinales necesarios, ya sea en modo raster (zigzag) o parallel (paralelos), este punto es muy importante, ya que se inspecciona el 95% del total de la superficie aproximadamente, se coloca el Floormap en el tope de la soldadura, y se acciona el interruptor de movimiento, este interruptor se suelta unos centímetros antes de llegar a la soldadura que se encuentra en el otro lado de la placa, ese es un barrido. Si se encuentra en modo raster, se tiene que voltear el equipo Floormap VS2 y posteriormente realizar el barrido en dirección contraria al primero, tomando como referencia que la llanta del Floormap VS2 quede situada sobre la línea de guía. Este procedimiento se repite las veces que sea necesario para cubrir el total de la superficie longitudinal de la placa. Para los barridos en parallel, se tiene que regresar al punto dónde se realizó el primer barrido, y comenzar con el siguiente a partir de la línea guía, así todos comenzarán a partir de la misma dirección. Esto se ilustra en la figura 32.

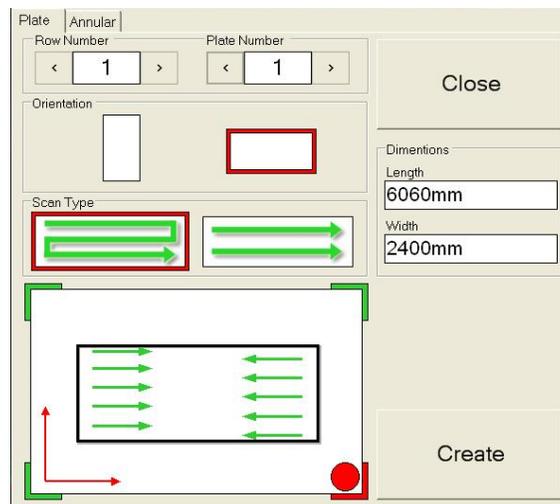


Fig. 32: Imagen de la pantalla del software al comienzo del escaneo.

Posterior a esto se realizan dos escaneos transversales para cubrir el área del comienzo y fin del escaneo. Esto se debe a que con estos escaneos se cubrirá la distancia que existe entre los sensores y las llantas del Floormap VS2 que es de 160 mm, y así tener mayor porcentaje de cobertura en inspección de la placa.



-
- f) Para casos en donde haya obstrucciones y el equipo Floormap no tenga acceso, se marcará y posteriormente se empleará el equipo Handscan, calibrado con la misma placa que el Floormap VS2 a sensibilidad de pérdida del 40% del espesor, este equipo posee una señal audible y unos leds que indican la ubicación de en cuál sensor se encuentra la pérdida, se deberá mover hacia adelante y atrás para detectar la zona de la indicación.
- g) En sitios donde se encuentre puntos con pérdida de espesor mayor o igual al 40% se deberá realizar un estudio en ese punto, y 50 mm alrededor de este con UT, y se tomarán datos de profundidad y ubicación de la indicación [13].

En la figura 33 se muestra un diagrama de flujo para la inspección de las placas de fondo de tanque de almacenamiento



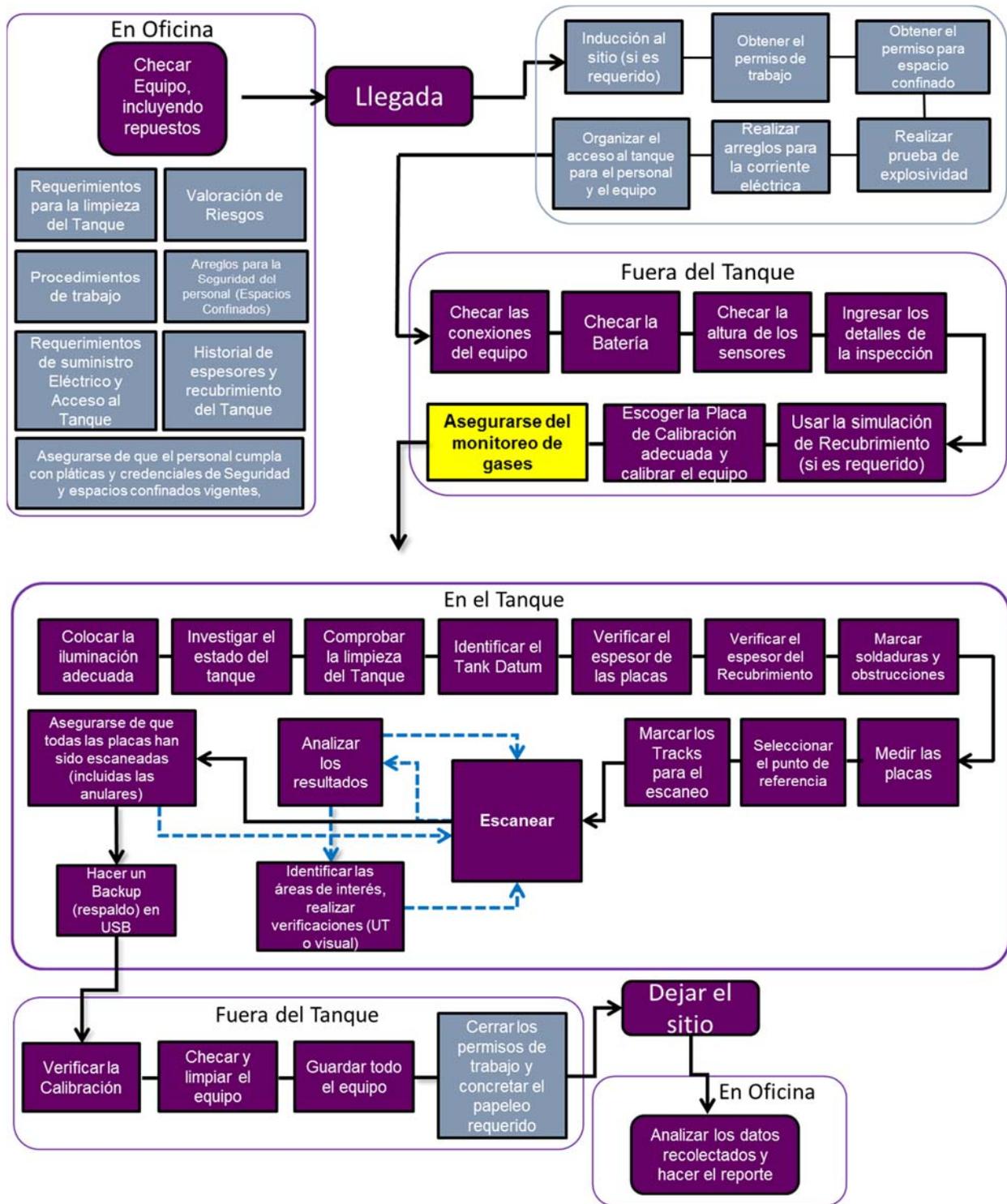


Fig. 33: Diagrama de flujo para inspección mediante Floormap VS2 [6].



CAPÍTULO 3 INSPECCIÓN DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO



3.1 Tanque criogénico

3.2.1 Descripción del tanque

El equipo es un tanque criogénico, con capacidad de almacenamiento de 200,000 barriles, cuyo servicio es Amoniaco Anhídrido que se ocupa como fertilizante, se encuentra ubicado en una zona costera del norponiente de la República Mexicana, en una terminal de almacenamiento y reparto en PEMEX. El diámetro del tanque es de 54.8 m, su altura es de 14.6 m, con techo cónico autosoportado, construido con acero al carbono ASTM A 36, con espesor nominal en las placas del fondo de 0.250" en las placas centrales y de 0.375" en las placas anulares. El año de la puesta a servicio del tanque fue 1977, el año de la inspección fue 2015, es decir que para ese momento llevaba 38 años en operación. Se inspeccionaron las placas de fondo del tanque interno, debido a que el equipo salió de funcionamiento de acuerdo al programa de mantenimiento del centro de trabajo, se llevaron a cabo trabajos de inspección en el tanque interno y externo, además de que se requería la inspección de placas de fondo, de acuerdo al código API 653. Se muestra la imagen de su exterior en la figura 34.



Fig. 34: Tanque criogénico.



El trabajo consistió en Inspección de Placas de Fondo del Tanque mediante el equipo Floormap VS2 que utiliza el principio de MFL y la verificación de la inspección de placas por medio de mapeo de corrosión con el equipo de PA Omniscan MX en discontinuidades por arriba del 40% de pérdida de material encontradas producto de la inspección del equipo Floormap VS2.

3.2.2 Prueba en campo

La prueba en campo se realizó de acuerdo al procedimiento correspondiente:

- 1) Antes de realizar los trabajos y el traslado al área, se solicitó el espesor de las placas de fondo, el cual es 0.250" para las placas centrales y 0.375" para las anulares, por lo que se movilizaron a sitio las placas de calibración de espesor de 6 y 10 mm ya que son las que se acercan más al espesor de las placas del tanque. No se tiene recubrimiento. Se realizó un chequeo al equipo, cables, batería y todo lo necesario para llevar a cabo la inspección en sitio. Se solicitó el historial de espesores y mantenimientos al tanque.
- 2) Previamente al desplazamiento del personal y equipo de inspección se solicitó la completa inertización del tanque, es decir, que el tanque se encontrase abierto por la entrada hombre, limpio de residuos, en este caso fertilizante, y limpieza por medio de agua a presión, Sant Blast u otro que dejase la superficie del piso lo más cercano al metal base. Además de esto se solicitó el secado y la iluminación del sitio.
- 3) Posteriormente se trasladó al personal y al equipo a las instalaciones de PEMEX, en dónde, por protocolo se realizan pláticas de seguridad para todo individuo ajeno a dichas instalaciones, y a las cuales el personal asistió.
- 4) El personal que llevó a cabo la inspección acudió además a pláticas de seguridad para espacios confinados. El ingeniero encargado de la seguridad se cercioró que todo el personal cumplía con todo el equipo de seguridad para elaborar los trabajos, calzado de seguridad con casquillo y suela antiderrapante, overol naranja de algodón al 100%, guantes, lentes de seguridad transparentes, casco, barbiquejo, y cubre bocas.



-
- 5) Antes de entrar al tanque, el personal se sometió a un examen médico en donde se revisó su estado físico general, así como la presión arterial, este procedimiento se realizó durante todos los días antes de que el personal entrara al tanque, también fue necesario acudir a la Reunión de Inicio de Jornada (RIJ) todos los días mientras se llevó a cabo la inspección con motivo de conocer los trabajos que se llevaron a cabo en el tanque y para que se coordinaran las actividades y tiempos de ejecución. Se obtuvieron los permisos de trabajo necesarios y se verificaron los niveles de oxígeno dentro el tanque.

 - 6) Posterior a esto, el ingeniero encargado de la seguridad realizó las mediciones de los niveles de oxígeno, los niveles de oxígenos fueron de 21%, sin haber variaciones ni algún otro gas peligroso dentro del área.

 - 7) Una vez realizados los puntos anteriores, se procedió a entrar al tanque, en donde se llevó a cabo la verificación de las condiciones de limpieza, así como las condiciones de iluminación. Cuando la condición de esta fue la adecuada se procedió a identificar y marcar el TD dentro del tanque, posterior a eso se enumeraron las placas de izquierda a derecha comenzando con la fila 1 placa 1, fila uno placa 2 y así sucesivamente, teniendo como referencia el TD en la parte posterior izquierda. Se identificó el norte como referencia, la numeración, y el TD indicado con una flecha roja, la flecha azul indica la entrada hombre acorde a la figura 35.

 - 8) Se realizó la medición de las placas centrales, ancho y largo y se tomó registro de estas medidas en el Anexo A.

 - 9) Se procedió a salir del tanque y llevar a cabo el armado y encendido del equipo Floormap VS2, se revisaron, colocaron, y conectaron la batería, cables y computadora.

 - 10) Una vez armado el equipo se colocó sobre una superficie metálica y se ajustó la altura de los sensores con ayuda de los tornillos y las lanas plásticas de acuerdo a la tabla 3 de la página 65, para un espesor de 6 mm sin recubrimiento, los sensores se ajustaron a 3 mm de altura, por lo que se ocuparon 6 lanas.



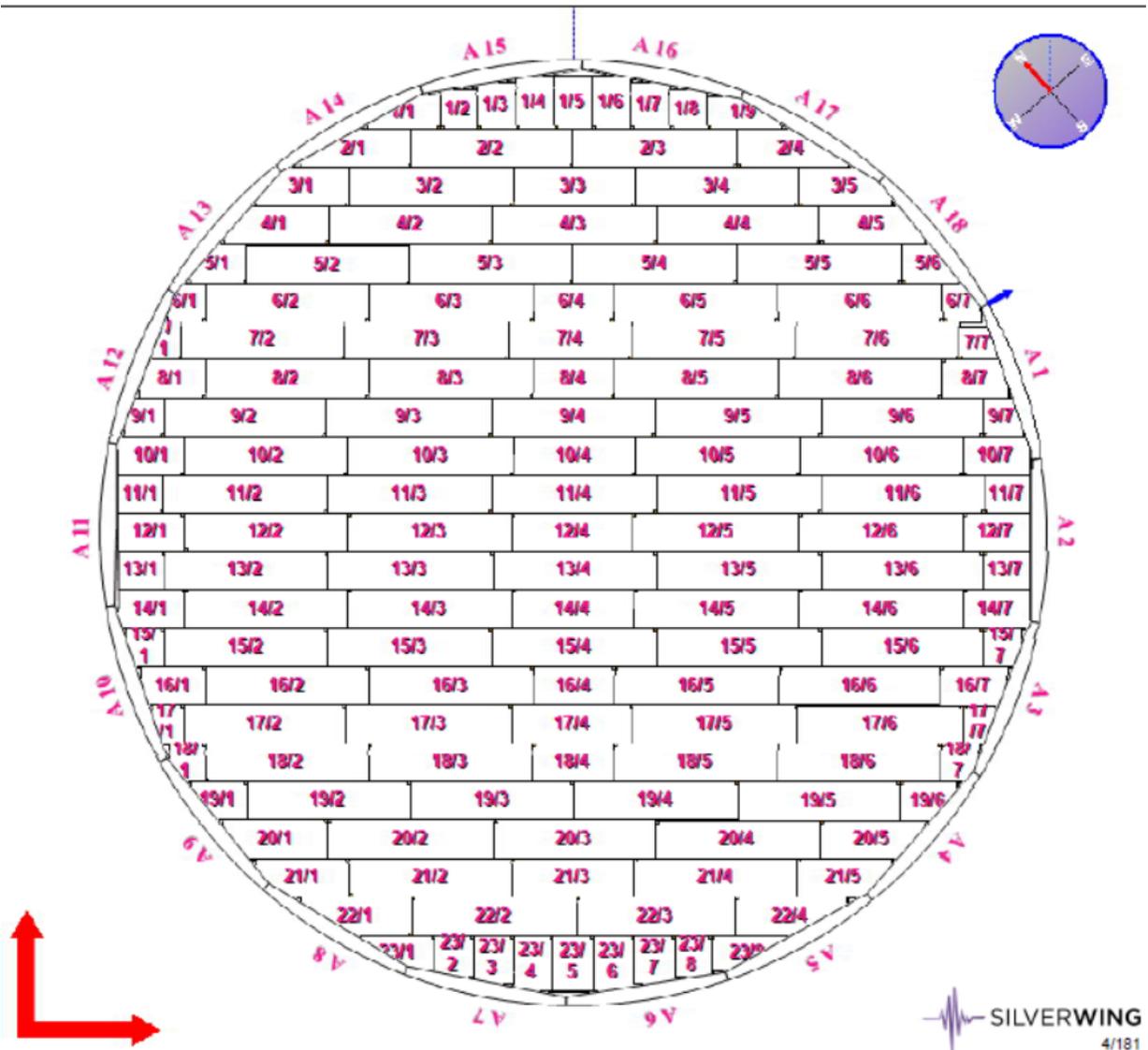


Fig. 35: Placas de fondo del tanque enumeradas.

11) Después de esto se calibró el equipo para inspeccionar las placas centrales, para lo que se empleó la placa de 6mm, se accedió al software del equipo en el apartado de calibración, se colocó la placa en un sitio plano con las indicaciones de pérdida de material hacia abajo y se procedió a hacer un barrido con la muesca de 20% de pérdida al principio de la placa y la de 80% al final, una vez que se realizó esto se guardó la calibración y se verificó volviendo a pasar el equipo sobre la placa. La figura 36 muestra la calibración del equipo.





Fig. 36: Calibración de Floormap VS2 con placa de 6mm.

- 12) Se creó un archivo en el software del Floormap VS2 con los datos del recinto, la ubicación del tanque, la orientación respecto al norte geográfico, el nombre del operario, el diámetro del tanque y el número de placas anulares, el software arrojó la imagen presentada en la figura 35. Una vez creado, se procedió a asegurarse de los niveles de oxígeno del tanque, y después de esto ingresar al tanque y comenzar la inspección.
- 13) Se inspeccionó el tanque comenzando con la fila 1 placa 1 de acuerdo al software e ingresando los datos de las dimensiones de cada placa que se habían obtenido anteriormente, haciendo escaneos en raster y parallel de acuerdo a la ubicación de cada placa. El PR para las placas se fue tomando arbitrariamente para cada una, aprovechando la ubicación del equipo después del escaneo anterior. Para este tanque, la mayoría de los barridos se realizaron por modo raster, excepto las placas iniciales y finales de cada fila, que fueron inspeccionadas por modo parallel. Todos los escaneos de las placas centrales fueron complementados con escaneos transversales, para cubrir la mayor área posible dentro de cada placa. En el centro del tanque se encontró una obstrucción. La figura 37 muestra la inspección de las placas centrales.





Fig. 37: Inspección de placas centrales por medio de Floormap VS2.

- 14) Se tomó registro de las indicaciones de pérdida de material mayores al 40%, una vez que se terminaron de inspeccionar las placas centrales, se sacó el equipo del tanque para repetir el proceso de calibración con la placa de calibración de 10 mm, que de acuerdo a la tabla 3 de la página 65 para las placas anulares, la altura de los sensores fue la misma, a 3 mm con 6 lanas.
- 15) Se reingresó al tanque para concluir con la inspección de las placas anulares, se encontraron algunas obstrucciones, así como lo muestra la figura 38, el software permite el ingreso de datos para las placas anulares. Para estas placas fue requerido un PR, que se dejó en la parte posterior en cada placa, en las placas anulares no se encontraron indicaciones por arriba del 40%.
- 16) Una vez terminada la inspección de las placas anulares, se realizaron las verificaciones por medio del equipo OmniScan MX2 de PA en las zonas en donde la pérdida de material fue mayor al 40% como lo indica la figura 39, con esto se confirmaron los datos arrojados por el Floormap VS2.

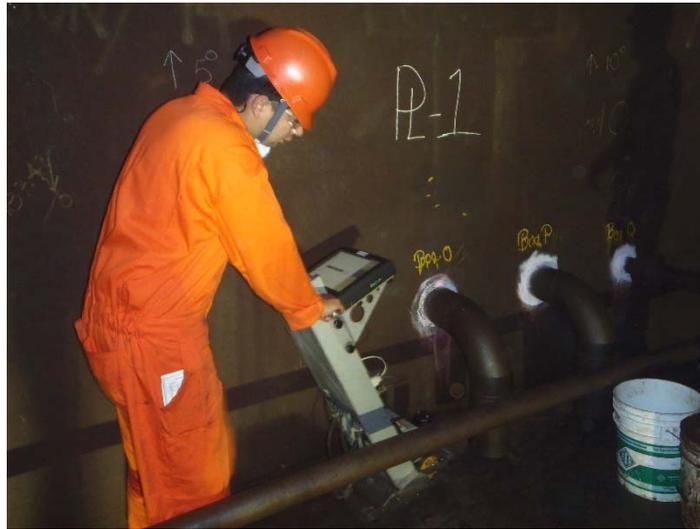


Fig. 38: Inspección de placas anulares por medio de Floormap VS2.



Fig. 39 Verificación por medio de PA.

3.2 Tanque de almacenamiento de 20 000 barriles

3.2.1 Descripción del tanque

El equipo es un tanque de almacenamiento de 20 000 barriles, cuyo servicio es Gasolina Premium, la ubicación del tanque es en la zona costera del suroriente de la República Mexicana, en una terminal de almacenamiento y reparto en PEMEX. El diámetro del tanque es de 18.29 m, con altura de 12.19 m, debido a que el equipo se encontraba en reparación, no poseía techo, se encontraba abierto, y es de tipo cónico soportado, el material de las placas de acero es acero al carbono ASTM A 36, con espesor nominal de las placas de fondo de 0.250" sin placas anulares. El año de puesta en servicio del tanque fue 1983, el año de la inspección fue 2015, para ese momento llevaba 32 años en operación. Se inspeccionaron las placas de fondo del tanque, debido a que se realizó cambio de techo y mantenimiento mayor en las placas del envoltente, se inspeccionaron las placas de fondo de acuerdo al código API 653. Se muestra la imagen de su exterior en la figura 40.



Fig. 40: Tanque de almacenamiento de 20 000barriles.



3.2.2 Prueba en campo

Se realizaron los mismos puntos del tanque criogénico, para este tanque no fueron necesarias las pláticas de seguridad para espacios confinados, ya que en el momento de la inspección el tanque se encontraba completamente abierto, sin techo. El registro de la longitud de las placas se muestra en el Anexo B, y quedaron enumeradas de acuerdo a la figura 41.

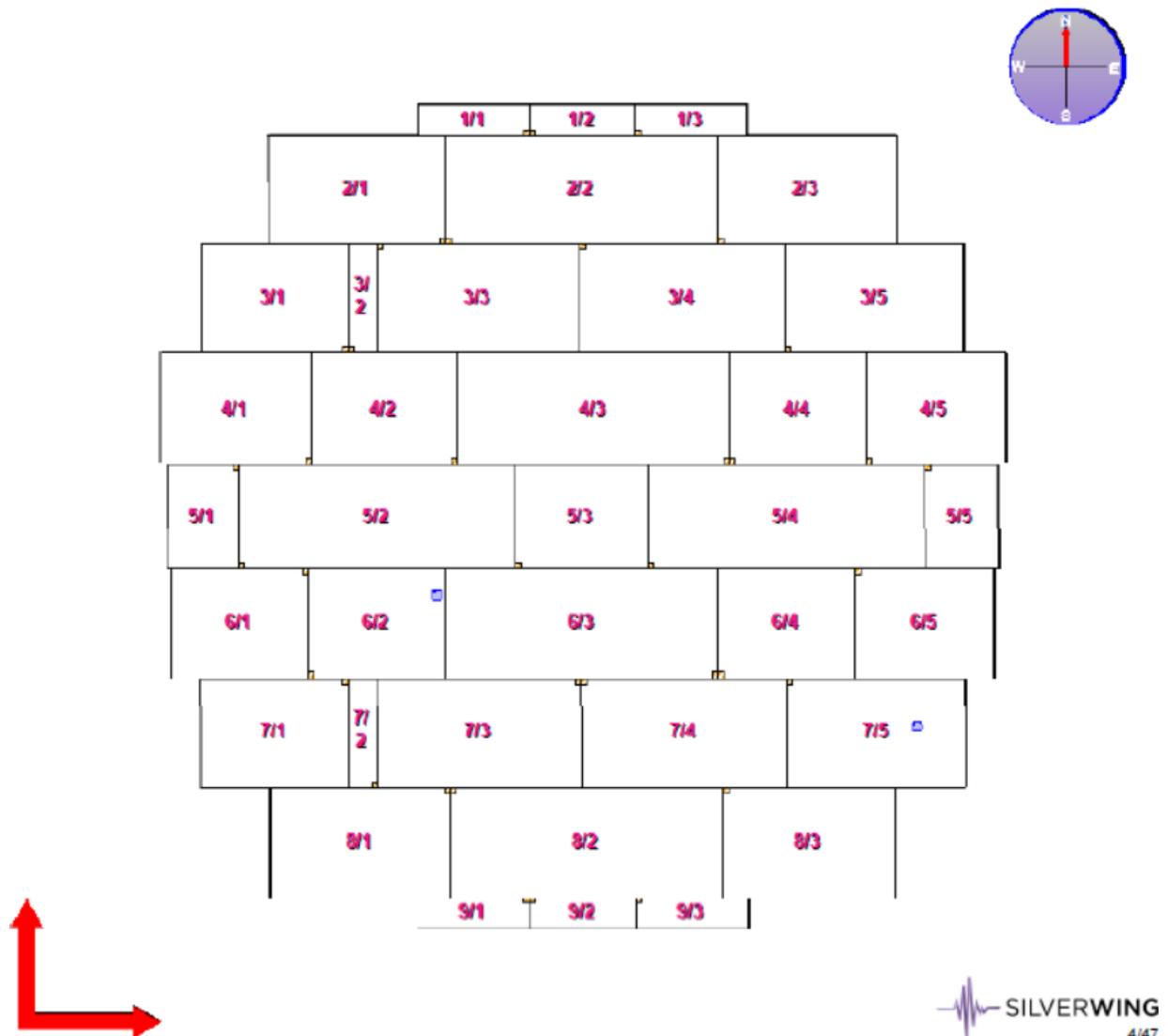


Fig. 41: Placas de fondo del tanque enumeradas.



En la figura 42 y 43 se muestra el escaneo de las placas de fondo con el Floormap VS2 con algunas de las obstrucciones ubicadas en el piso del tanque, para esta inspección, el escaneo se realizó en modo paralelo, debido al número de obstrucciones en el piso.



Fig. 42: Escaneo de las placas de fondo mediante Floormap VS2.

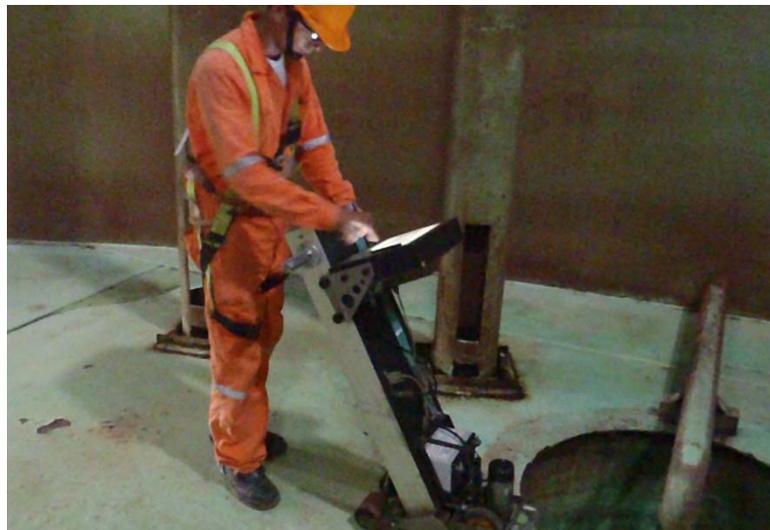


Fig. 43: Escaneo de las placas de fondo con obstrucciones mediante Floormap VS2.



En la figura 44 se muestra un barrido por medio del equipo OmniScan de PA para las zonas en donde el equipo Floormap VS2 no tiene acceso, mientras que en la figura 45 se muestra un área con corrosión superficial en forma de picadura.



Fig. 44: Escaneo de las placas de fondo con PA.



Fig. 45: Corrosión superficial de una placa del fondo del tanque.



CAPÍTULO 4 ANÁLISIS DE RESULTADOS



4.1 Pérdida de material

4.1.1 Tanque criogénico

En el tanque “A”, se encontró corrosión aleatoria localizada en la superficie del tanque del 20% por lo que no resulto relevante, con el Floormap se encontraron puntos de corrosión localizada en todo el tanque, pero esta no excedió el 40%, en la zona donde se encontró pérdida relevante del espesor de más de 40% de las placas en dos áreas indicados en la tabla 4. En la figura 46 se muestra el resultado obtenido por el software del Floormap VS2 en la indicación de la fila 10 placa 7, que fue de 60%, y en la figura 47 se muestra el resultado de la placa de la fila 13 placa 7. En esta última placa, el resultado del software indica pérdida máxima de corrosión de 41%.

Tabla 4: Discontinuidades relevantes encontradas en el tanque criogénico.

Fila	Placa	% de Pérdida Máxima
10	6	60
13	7	41

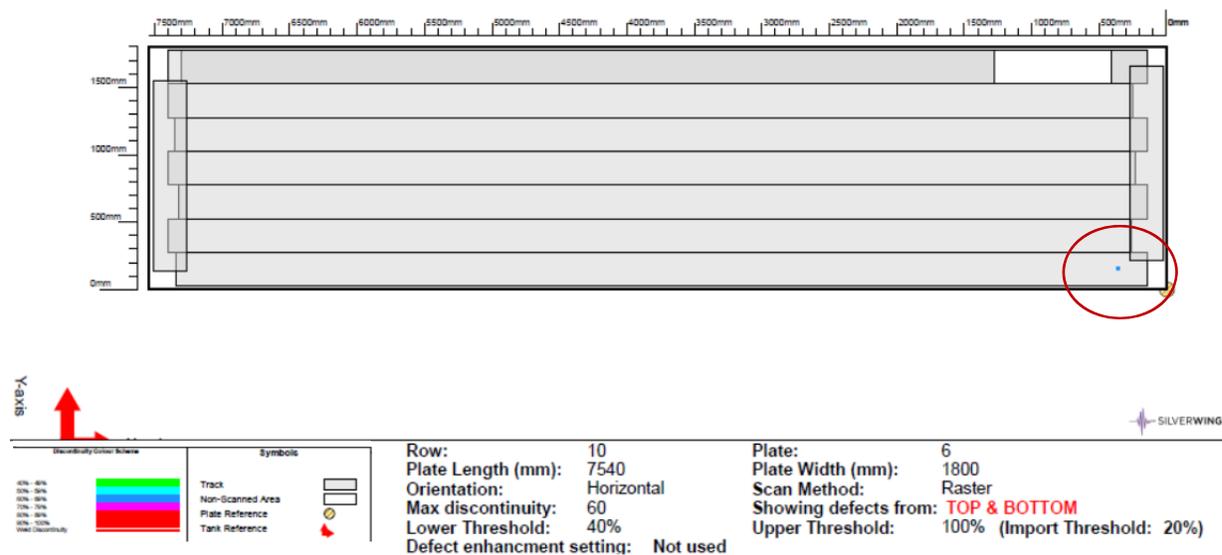


Fig. 46: Resultado de corrosión en fila 10 placa 6.



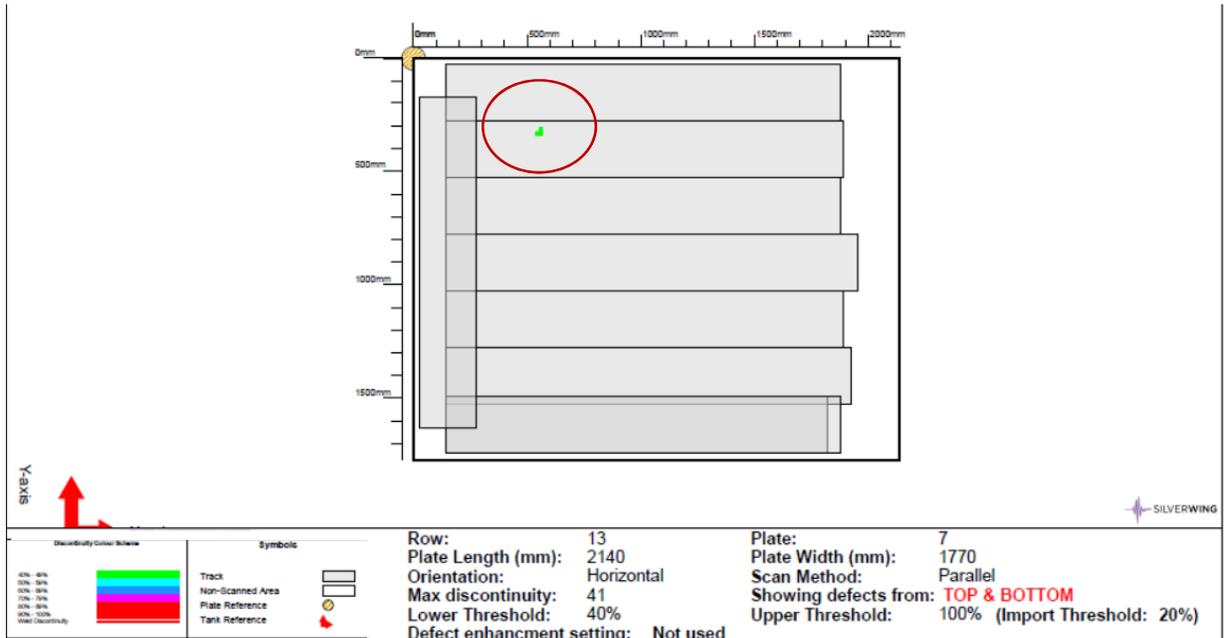


Fig. 47: Resultado de corrosión en fila 13 placa 7.

Posteriormente de los resultados encontrados con el Floormap VS2, se hicieron verificaciones de las indicaciones por medio del PA, en la figura 48 se muestra una captura de pantalla del equipo OmniScan para la fila 10 placa 6, en esta se muestra que el espesor encontrado por el barrido de corrosión mediante PA es de 0.100". Para la fila 13 placa 7 se muestra la pérdida máxima en el área donde se encontró la discontinuidad en la figura 49, en donde el espesor es de 0.128".

En la figura 50 se puede observar el área en dónde fue encontrada la discontinuidad, que para la fila 10 placa 6 fue puntual, mientras que en la figura 51 se muestra que la discontinuidad encontrada en la fila 13 placa 7 cubría un área de alrededor de 30 cm^2 .



PLACA_10-6 F.htm

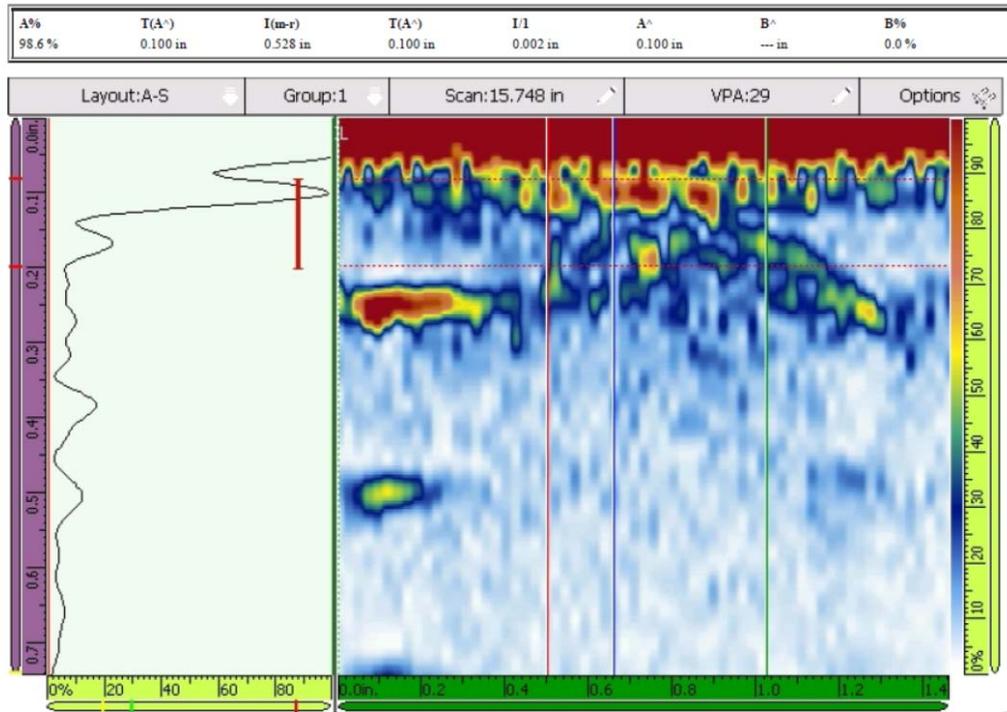


Fig. 48: Resultado de barrido por PA en fila 10 placa 6.

PLACA_13-7B.htm

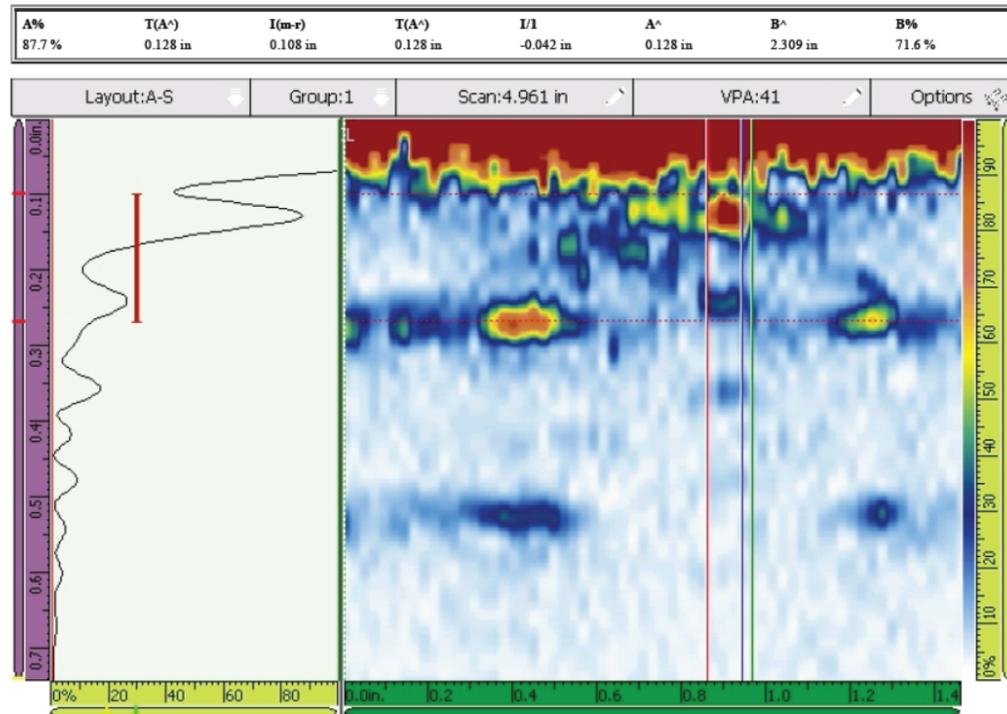


Fig. 49: Resultado de barrido por PA en fila 13 placa 7.





Fig. 50: Imagen de la discontinuidad ubicada en fila 10 placa 6.



Fig. 51: Imagen de la discontinuidad ubicada en fila 13 placa 7.

Considerando que el espesor nominal de las Placas es de 0.250", se obtiene que la pérdida de material es:



$$0.250'' \times 0.60 = 0.150'' \quad (16)$$

y

$$0.250 \times 0.41 = 0.102'' \quad (17)$$

La pérdida de material en la placa 6 de la fila 10 es de 0.150'', esto es verificado por los datos obtenidos por el OmniScan, debido a que el resultado indica que se tiene un espesor en ese punto de 0.100''. El resultado arrojado por el Floormap VS2 para la fila 13 placa 7 es de pérdida de material de 0.102'', resultado que varía en el mapeo por PA, en donde indica que hay un espesor remanente de 0.128'', es decir, pérdida de material de 0.122'', en porcentaje sería pérdida de 48% de material.

4.1.2 Tanque de almacenamiento de 20 000 barriles

En el tanque de almacenamiento de 20 000 barriles se encontró pérdida superficial de las placas de hasta 20% sin ser relevante, con el Floormap se encontró pérdida de hasta 40% en muy pocas zonas del tanque, la pérdida relevante del espesor de más de 40%, para este ejemplo, el threshold se mantuvo en 20%, es por esto que en la imagen 52, el resultado de la fila 6 placa 2 y el resultado de la fila 7 placa 2 indicada en la figura 53 muestran puntos en color amarillo, que indica pérdida de material de más del 20% y las que se encuentran entre el 30% y el 40% en color naranja. En estas placas se encontraron un par de alrededor de diez cm², indicados en la tabla 5, para los resultados obtenidos en la fila 6

Tabla 5: Discontinuidades relevantes encontradas en el Tanque "B".

Fila	Placa	% de Pérdida Máxima
6	2	66
7	5	51



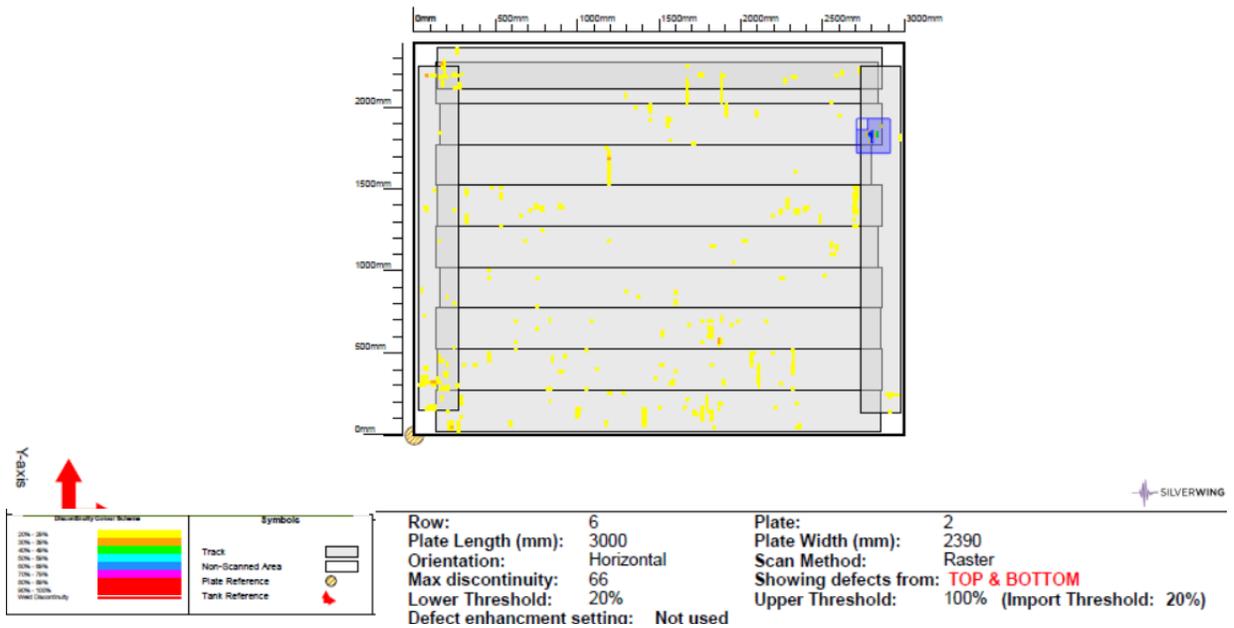


Fig. 52: Resultado de corrosión en fila 10 placa 6.

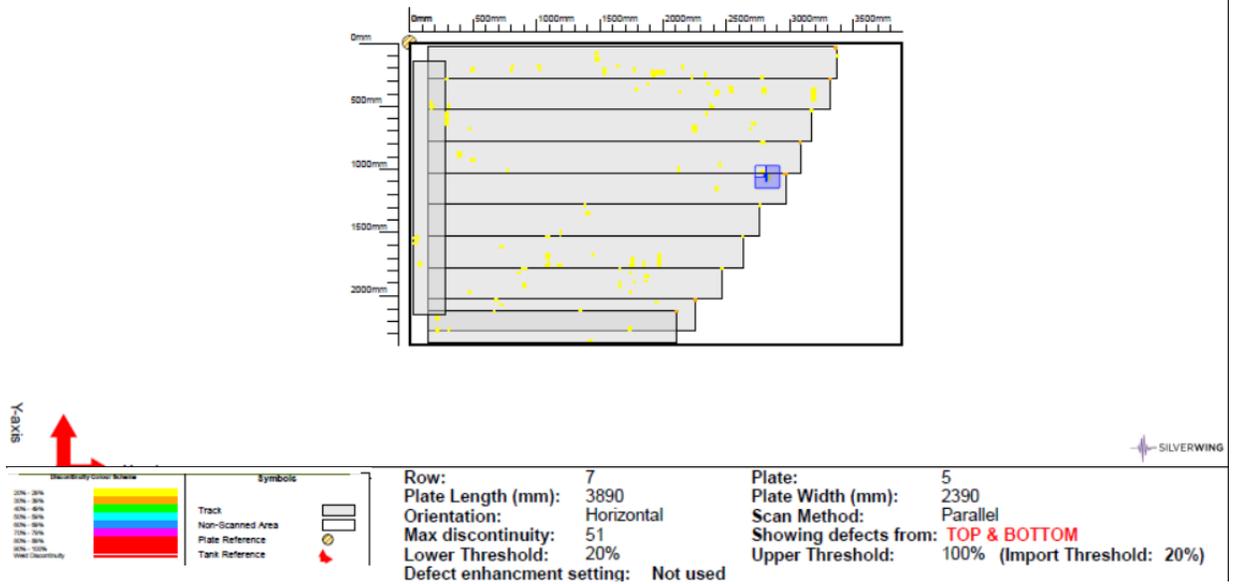


Fig. 53: Resultado de corrosión en fila 7 placa 5.



Las indicaciones encontradas en este Tanque fueron verificadas con el equipo OMNISCAN MX como lo indica el procedimiento, tomando en cuenta que el espesor nominal es de 0.250" se tiene que la pérdida de material es:

$$0.250" \times 0.66 = 0.165" \quad (17)$$

y

$$0.250 \times 0.51 = 0.127" \quad (18)$$

La pérdida de espesor de la fila 6 placa 2 es de 0.165", por lo que el espesor remanente es de 0.085", la pérdida de espesor de la fila 7 placa 5 es de 0.125", por lo que el espesor remanente es de 0.123". Se realizaron verificaciones con el equipo OmniScan de PA en estos puntos y la información arrojada por éste fue que en la fila 6 placa 2 se encontró un espesor de 0.080", resultado que varía en 0.005" con los resultados del Floormap VS2. Mientras que en la fila 6 placa 5, el espesor encontrado con el barrido de PA fue de 0.120", resultado que varía en 0.005" de la medición con el Floormap VS2.

4.2 Visualización de pérdida de material

4.2.1 Tanque criogénico

El software del Floormap VS2 permite la visualización del piso del tanque en código de colores. Para este tanque las discontinuidades se presentan en color azul de distinto tono y en placas separadas, en color gris se presenta el área del tanque que fue inspeccionada y en color blanco las zonas que no se inspeccionaron debido a que no se tuvo acceso. La figura 54 presenta la imagen de la vista general del tanque arrojada por el software.



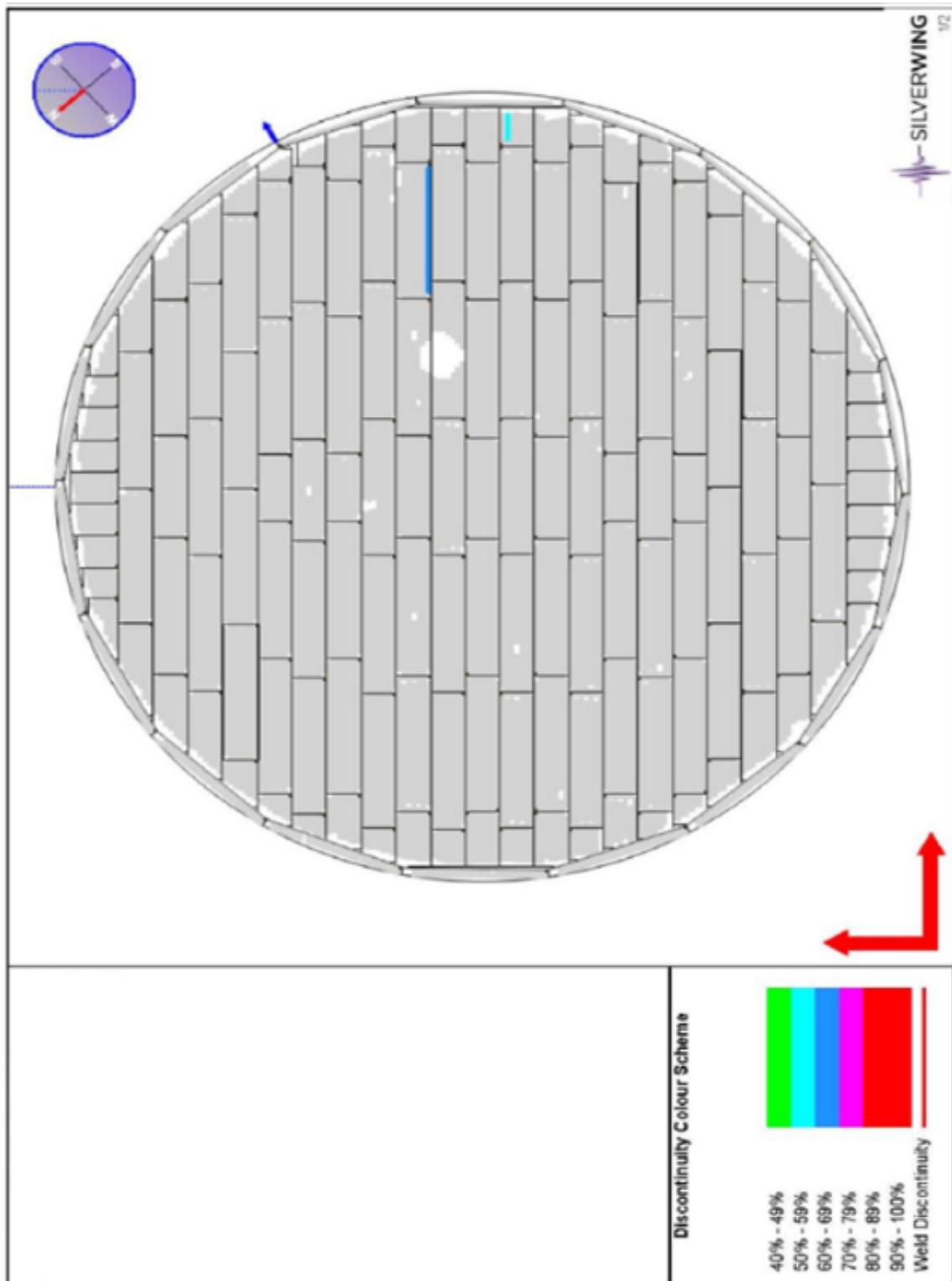


Fig. 54: Visualización del tanque criogénico.



4.2.1 Tanque de almacenamiento de 20 000 barriles

En el tanque de almacenamiento de 20 000 barriles las discontinuidades se presentan en color azul de distinto tono y en placas separadas, en color gris se presenta el área del tanque que fue inspeccionada y en color blanco las zonas que no se inspeccionaron debido a que no se tuvo acceso. La figura 55 muestra el tanque de 20 000 barriles.

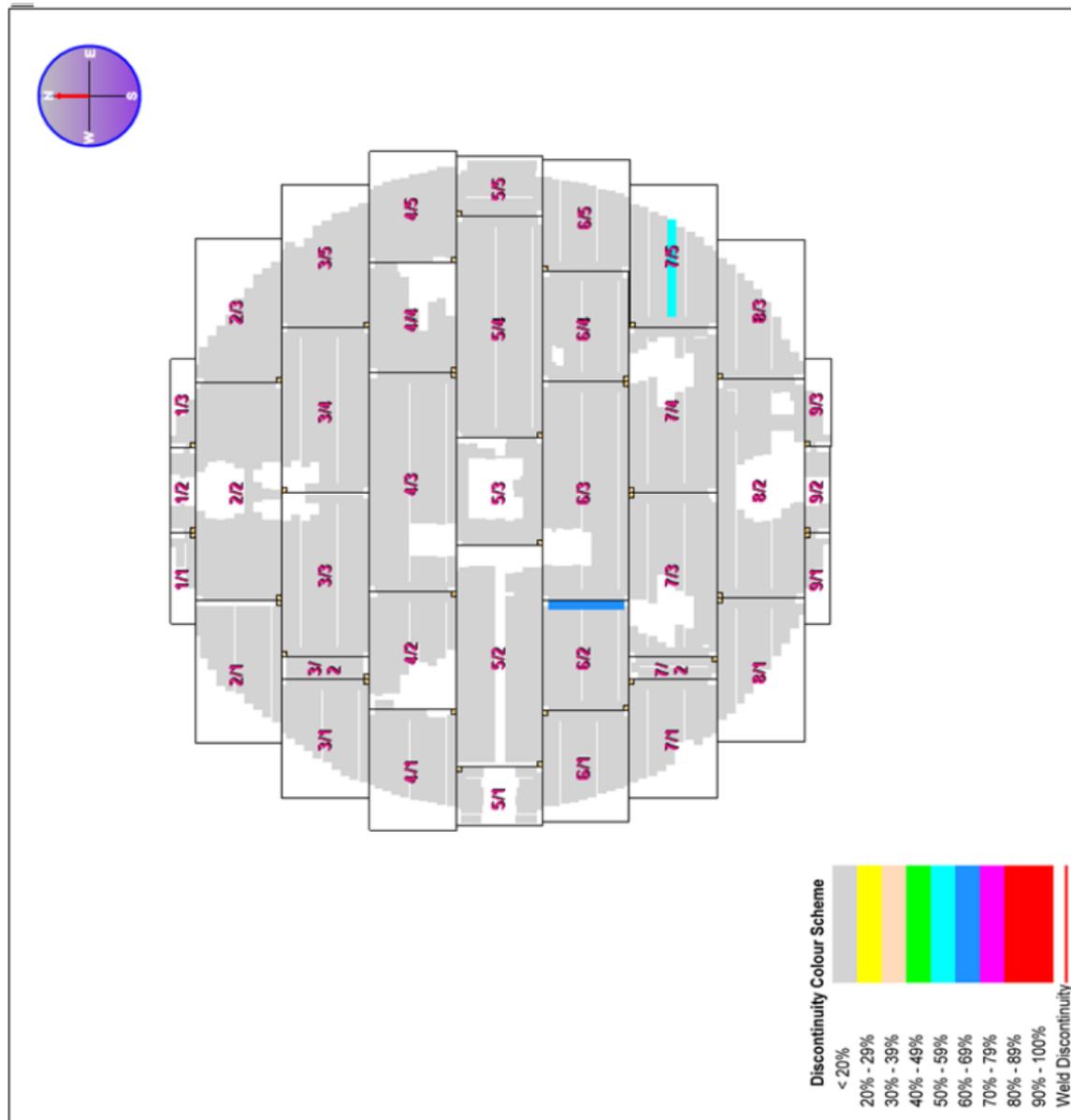


Fig. 55: Visualización del tanque de almacenamiento de 20 000 barriles.



4.3 Cálculo de vida remanente

4.3.1 Tanque criogénico

Para la discontinuidad ubicada en la placa 6 de la fila 10, de acuerdo a datos del fabricante, el límite de retiro para placa rolada de 0.250" es de 0.100", por lo que tiene que repararse, sustituyendo toda la placa o parchando la zona como lo indica API 653 en su figura 9.13 dependiendo de la ubicación de la discontinuidad. Para la discontinuidad ubicada en la placa 7 de la fila 13, se ocupa la ecuación (14), en donde:

- El mínimo de RT_{BC} o RT_{IP} es 0.148" ya que no se presenta reparación.
- El intervalo O_R para la próxima inspección de acuerdo al cliente es de 5 años
- Para la velocidad de corrosión superior e inferior, considerando que el año de fabricación del tanque es 1977, se han perdido 0.102" en 38 años. De acuerdo a la ecuación (15) la velocidad de corrosión es:

$$\frac{0.102''}{28 \text{ años}} = 0.002'' \text{ por año}$$

Entonces se tiene que:

$$MRT = 0.148'' - 5 \text{ años} \left(\frac{0.002''}{\text{año}} \right)$$

$$MRT = 0.138''$$

El espesor mínimo remanente para la zona afectada por la corrosión en la inspección de cinco años debe de ser de por lo menos 0.138".



4.3.2 Tanque de almacenamiento de 20 000 barriles

Para la discontinuidad ubicada en la placa 2 de la fila 6, de acuerdo a datos del fabricante, el límite de retiro para placa rolada de 0.250" es de 0.100", por lo que el espesor remanente es menor al mínimo que debería de tener esa placa, así que tiene que repararse, sustituyendo toda la placa o parchando la zona como lo indica API 653 en su figura 9.13 dependiendo de la ubicación de la discontinuidad. Para la discontinuidad ubicada en la placa 5 de la fila 7, se ocupa la ecuación (14), en donde:

- El mínimo de RT_{BC} o RT_{IP} es 0.123" ya que no se presenta reparación.
- El intervalo O_R para la próxima inspección de acuerdo al cliente es de 5 años
- Para la velocidad de corrosión superior e inferior, considerando que el año de fabricación del tanque es 1983, se han perdido 0.127" en 32 años. De acuerdo a la ecuación (15) la velocidad de corrosión es:

$$\frac{0.127''}{32 \text{ años}} = 0.003'' \text{ por año}$$

Entonces se tiene que:

$$MRT = 0.123'' - 5 \text{ años} \left(\frac{0.003''}{\text{año}} \right)$$

$$MRT = 0.108''$$

El espesor mínimo remanente para la zona afectada por la corrosión en la inspección de cinco años debe de ser de por lo menos 0.108".



CONCLUSIONES

El método de inspección por fugas de flujo magnético es un método muy útil que se emplea para inspeccionar las placas de fondo de los tanques de almacenamiento con ayuda de los sensores de efecto Hall. Permite inspeccionar el tanque en la mayoría de su superficie, ya que la corrosión no se presenta bajo un patrón en específico, esta se puede encontrar en cualquier lugar en las placas de fondo.

Por el medio del procedimiento de inspección y con el equipo Floormap VS2 se realizó la inspección en las placas de fondo de tanque de almacenamiento en dos casos donde era necesaria la inspección. La técnica de MFL fue complementada con PA por medio del equipo OmniScan para realizar verificaciones de las indicaciones relevantes, en dónde los resultados no tuvieron una variación mayor a 0.005”.

En el tanque criogénico se encontraron dos indicaciones relevantes, una de pérdida de material del 60% y otra del 41%. Debido a la ubicación del tanque y el producto almacenado, una vez terminada la inspección se recomendó parchar la zona donde se encuentran estas indicaciones, las cuales fueron verificadas con el barrido de PA con el equipo OmniScan y en donde se presentaron las capturas de pantalla cuando la sonda se encontraba en las zonas mencionadas.

En el tanque de almacenamiento de 20 000 barriles se encontraron dos puntos de pérdida de material relevantes, uno con 66% y otro con 51% de pérdida de material. Tomando en cuenta las condiciones del tanque y que se estaba reparando, se recomendó el parchar estas zonas de acuerdo a API 653. Las verificaciones con el OmniScan no variaron en más de 0.005” respecto a los resultados arrojados por el Floormap VS2.

El procedimiento aplicado a la inspección de estos tanques es el más adecuado, ya que está conformado por recomendaciones del fabricante y por recomendaciones de técnicos que han realizado la inspección a tanques de almacenamiento. Siempre se tienen que seguir los estándares de seguridad de la instalación, además de tener en cuenta que el espacio confinado en el que se trabaja presenta una atmósfera aislada y que es una zona que no fue fabricada para que el hombre trabajase normalmente. Respecto a los resultados arrojados por el Floormap VS2, se puede decir que son muy cercanos a lo que presenta la placa de acero realmente.



Cabe destacar que por medio del uso del equipo Floormap VS2 y la técnica de MFL es posible realizar la inspección de un tanque como el criogénico en 4 días únicamente con dos personas, o como el tanque de almacenamiento de 20 000 barriles en un solo día. Esta característica hace que la técnica de MFL sea la más usada para inspeccionar las placas de fondo de los tanques de almacenamiento, y según datos del fabricante, el Floormap VS2 es utilizado en el 80% de las inspecciones por medio de MFL que se realizan en el mundo. De no existir esta técnica, se tendría que realizar un barrido del total de la superficie de los tanques de manera manual o con equipos automatizados de UT, cosa que no es práctica, ya que el tiempo de inspección sería más del triple.



BIBLIOGRAFIA

- [1] J. Hellier, Charles, (2001). *“Handbook of nondestructive evaluation”* Vol. 1, Nueva York, McGraw-Hill,
- [2] García, Hector, (2009). *“Inspección de Soldadura”* San Luis Potosí. Segunda Edición, Edición del autor.
- [3] API (enero 2012) *“API Standar 653, Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction”* E.U.A. 4ta Edición, 2da Adenda.
- [4] API (agosto 2012) *“API Standar 650, Welded Tanks for Oil Storage”* 11va Edición, 3da Adenda, E.U.A.
- [5] PEMEX (enero 2008) *“NFR-113-PEMEX-2007, Diseño de Tanques Atmosféricos”* Rev. 0, México.
- [6] Silverwing (2015) *“Operators training course Floormap 3Di”* Exclusive material for trainees and distributors, Swansea UK.
- [7] Resnick, Robert, Halliday, David, S. Krane, Kennet (2002) *“Física”* 5ta Edición, E.U.A. Editorial Cecsá.
- [8] Tippens, Paul, (2007) *“Física, conceptos y aplicaciones”* 7ma Edición, Mc Graw Hill Interamericana editores.
- [9] Serway, Raymond, Beichner, Robert, (2002) *“Física para ciencias e Ingeniería”* E.U.A. 5ta Edición, Mc Graw Hill Interamericana editores,
- [10] Today in History – Fales & Gray Explosion Underscores Need for a Hartford Hospital - Obtenida el 29 de enero de 2016 de: <http://connecticuthistory.org/today-in-history-fales-gray-explosion-underscores-need-for-a-hartford-hospital/>
- [11] API History- Obtenida el 23 de febrero de 2016 de la página oficial del American Petroleum Institute: <http://www.americanpetroleuminstitute.com/GlobalItems/GlobalHeaderPages/About-API/API-History>
- [12] API (noviembre 1995) *“API-Recommended Practice 575 Inspection of Atmospheric and Low Pressure Storage Tanks”* E.U.A. 1ra Edición.
- [13] Vázquez, Carlos, Chávez, Austreberto, *“Reparación de Tanques Atmosféricos”* Instituto Mexicano del Petróleo.



[14] Lipson, Charles, (Díaz, Enrique trad. Al español en 1970) *“Importancia del desgaste del diseño”* 1ra Edición, Herrero Hermanos, Sucesores S.A.

[15] PEMEX (septiembre 2007) “NFR-017-PEMEX-2007, Protección catódica en tanques de almacenamiento” México. Rev. 1.

[16] Macintyre, Seteven A. *“Magnetic Field Measurement”* Macyntire Electronic Design. 1999.



ANEXO A Registro de dimensiones de placas del tanque criogénico

En este anexo se muestran las medidas obtenidas durante el procedimiento de inspección por MFL al tanque criogénico.

N° de placa	Fila	Placa	Longitud (mm)	Ancho (mm)
1	1	1	3400	1570
2	1	2	1860	1700
3	1	3	2160	1800
4	1	4	2500	1780
5	1	5	2500	1770
6	1	6	2500	1780
7	1	7	2190	1800
8	1	8	1870	1760
9	1	9	3410	1550
10	2	1	5150	1760
11	2	2	7500	1760
12	2	3	7640	1760
13	2	4	5200	1760
14	3	1	4340	1790
15	3	2	7620	1790
16	3	3	5660	1790
17	3	4	7600	1790
18	3	5	4330	1790
19	4	1	4900	1780
20	4	2	7600	1780
21	4	3	7620	1780
22	4	4	7550	1780
23	4	5	4890	1780
24	5	1	2600	1810
25	5	2	7580	1810
26	5	3	7570	1810
27	5	4	7650	1810
28	5	5	7580	1810



29	5	6	2620	1810
30	6	1	1780	1810
31	6	2	7570	1780
32	6	3	7630	1780
33	6	4	3740	1780
34	6	5	7620	1780
35	6	6	7630	1780
36	6	7	1820	1780
37	7	1	1780	1490
38	7	2	7560	1780
39	7	3	7660	1780
40	7	4	5660	1780
41	7	5	7620	1780
42	7	6	7600	1780
43	7	7	1780	1490
44	8	1	3100	1790
45	8	2	7570	1790
46	8	3	7650	1790
47	8	4	3730	1790
48	8	5	7650	1790
49	8	6	7580	1790
50	8	7	3090	1790
51	9	1	1840	1790
52	9	2	7520	1790
53	9	3	7680	1790
54	9	4	7620	1790
55	9	5	7670	1790
56	9	6	7550	1790
57	9	7	1830	1790
58	10	1	3080	1800
59	10	2	7570	1800
60	10	3	7680	1800
61	10	4	5670	1800
62	10	5	7670	1800
63	10	6	7540	1800
64	10	7	3050	1800
65	11	1	2120	1790
66	11	2	7620	1790
67	11	3	7660	1790
68	11	4	7600	1790
69	11	5	7650	1790



70	11	6	7560	1790
71	11	7	2110	1790
72	12	1	3100	1750
73	12	2	7520	1750
74	12	3	7630	1750
75	12	4	5670	1750
76	12	5	7650	1750
77	12	6	7640	1750
78	12	7	3090	1750
79	13	1	2120	1770
80	13	2	7590	1770
81	13	3	7680	1770
82	13	4	7580	1770
83	13	5	7650	1770
84	13	6	7520	1770
85	13	7	2140	1770
86	14	1	3100	1800
87	14	2	7550	1800
88	14	3	7650	1800
89	14	4	5700	1800
90	14	5	7650	1800
91	14	6	7600	1800
92	14	7	3100	1800
93	15	1	1800	1800
94	15	2	7540	1800
95	15	3	7660	1800
96	15	4	7600	1800
97	15	5	7660	1800
98	15	6	7500	1800
99	15	7	1800	1800
100	16	1	3000	1780
101	16	2	7570	1780
102	16	3	7650	1780
103	16	4	3780	1780
104	16	5	7600	1780
105	16	6	7500	1780
106	16	7	3100	1790
107	17	1	1770	1500
108	17	2	7540	1770
109	17	3	1650	1770
110	17	4	5650	1770



111	17	5	7650	1770
112	17	6	7680	1770
113	17	7	1770	1500
114	18	1	1800	1700
115	18	2	7570	1800
116	18	3	7600	1800
117	18	4	3750	1800
118	18	5	7650	1800
119	18	6	7550	1800
120	18	7	1800	1800
121	19	1	2600	1780
122	19	2	7600	1780
123	19	3	7600	1780
124	19	4	7600	1780
125	19	5	7550	1780
126	19	6	2600	1780
127	20	1	4900	1800
128	20	2	7650	1800
129	20	3	7560	1800
130	20	4	7580	1800
131	20	5	4900	1800
132	21	1	4300	1780
133	21	2	7600	1780
134	21	3	5650	1780
135	21	4	7600	1780
136	21	5	4340	1780
137	22	1	5150	1810
138	22	2	7600	1810
139	22	3	7400	1810
140	22	4	5150	1810
141	23	1	3400	1600
142	23	2	1890	1780
143	23	3	2220	1860
144	23	4	2550	1850
145	23	5	2550	1870
146	23	6	2550	1880
147	23	7	2200	1900
148	23	8	1900	1700
149	23	9	3450	1600



ANEXO B Registro de dimensiones del tanque de almacenamiento de 20 000 barriles

En este anexo se muestran las medidas obtenidas durante el procedimiento de inspección por MFL al tanque de almacenamiento de 20 000 barriles.

N° de placa	Fila	Placa	Longitud (mm)	Ancho (mm)
1	1	1	2450	690
2	1	2	2320	690
3	1	3	2430	690
4	2	1	3880	2380
5	2	2	5970	2380
6	2	3	3910	2380
7	3	1	3250	2380
8	3	2	2380	610
9	3	3	4460	2380
10	3	4	4510	2380
11	3	5	3910	2380
12	4	1	3300	2400
13	4	2	3200	2400
14	4	3	5990	2400
15	4	4	2990	2400
16	4	5	3030	2400
17	5	1	2340	1590
18	5	2	6050	2340
19	5	3	2930	2340
20	5	4	6050	2340
21	5	5	2340	1620
22	6	1	3020	2390
23	6	2	3000	2390
24	6	3	5980	2390
25	6	4	3000	2390
26	6	5	3040	2390
27	7	1	3240	2390
28	7	2	2390	630
29	7	3	4470	2390
30	7	4	4530	2390



31	7	5	3890	2390
32	8	1	3930	2420
33	8	2	5980	2420
34	8	3	3800	2420
35	9	1	2480	690
36	9	2	2340	700
37	9	3	2440	700

