



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

**“ANÁLISIS DE LA RAPIDEZ DE DESGASTE EN TORRES DE
DESTILACIÓN”**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO QUÍMICO

PRESENTA:

JOSÉ ANTONIO CHAVARRÍA RODRÍGUEZ



MÉXICO, D.F.

2013



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO:

PRESIDENTE: Profesor: Ricardo Pérez Camacho
VOCAL: Profesor: María Rafaela Gutiérrez Lara
SECRETARIO: Profesor: M. Javier Cruz Gómez
1er. SUPLENTE: Profesor: José Agustín García Reynoso
2º SUPLENTE: Profesor: Néstor Noé López Castillo

SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA:

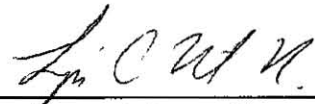
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO, TORRE DE INGENIERÍA, 4 PISO ALA NORTE.

ASESOR DEL TEMA:




Dr. M. Javier Cruz Gómez

SUPERVISOR TÉCNICO:



Dr. Néstor Noé López Castillo

SUSTENTANTE:



José Antonio Chavarría Rodríguez

Tabla de contenido

Definiciones	1
Capítulo 1. Introducción	3
1.1 Hipótesis	4
1.2 Objetivo general.....	4
1.2.1 Objetivos particulares	4
Capítulo 2. Antecedentes.....	5
2. 1 Seguridad Industrial.	5
2.1.1 Administración de la seguridad de los procesos (ASP)	6
2.1.2 Altos niveles de seguridad	7
2.2 Integridad mecánica	8
2.2.1 Información requerida.....	9
2.2.2 Aseguramiento de calidad.....	10
2.2.3 IMAC (Integridad Mecánica y Aseguramiento de Calidad)	10
2.3 Administración de los trabajos de inspección: SIMECELE (Sistema de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos).....	11
2.3.1 SIMECELE.....	12
2.4 Proceso Primario.....	13
2.4.1 Sección de precalentamiento	14
2.4.2 Sección de desalado (Coalescedores electrostáticos).....	14
2.4.3 Vaporización.....	15
2.4.4 Sección de calentamiento	16
2.4.5 Sección de destilación atmosférica	16
2.4.6 Sección de agotamiento	18
2.4.7 Tipos de petróleo en México.....	20
2.5 Materiales.....	20
2.5.1 Materiales metálicos	21
2.5.2 Materiales de construcción en la industria	21
2. 6 Mecanismos de daño	24
2.6.1 Fractura.....	24
2.6.2 Fatiga.....	25
2.6.3 Corrosión	25

2.6.3.1 Mecanismos básicos de la corrosión	26
2.6.3.2 Ataque químico directo.....	26
2.6.3.3 Ataque electroquímico.....	27
Capítulo 3. Desarrollo, análisis de datos y resultados.....	28
3.1 Metodología	28
3.2 Análisis de resultados	29
3.2.1 Ejemplo A.....	33
3.2.1 Ejemplo B.....	55
Capítulo 4. Conclusiones	67
ANEXOS	71
ANEXO A. Registro de medición de espesores del cuerpo y las boquillas: Ejemplo A y Ejemplo B.	71
ANEXO A-1 EJEMPLO A	71
ANEXO A-2 EJEMPLO B.....	85
ANEXO B. Análisis estadístico formal para determinar la velocidad máxima ajustada (D _{máx}), vida útil estimada (VUE), fecha de retiro probable (FRP) y fecha de próxima medición de espesores (FPME).....	92
ANEXO C. Normatividad y metodología.....	94
Bibliografía.....	101

Índice de tablas

Tabla 1. Capacidad de procesamiento de crudo en México (miles de barriles diarios). ⁽²¹⁾	14
Tabla 2. Productos obtenidos en la destilación atmosférica (topping) e intervalo de destilación. ⁽³⁾	17
Tabla 3. Características de los petróleos Mexicanos. ⁽⁴⁾	20
Tabla 4. Especificación de materiales y su aplicación. ^{(23) (25)}	23
Tabla 5. Información de las torres de destilación, ejemplo A y B.	30
Tabla 6. Número de puntos de medición por nivel en función del perímetro.	32
Tabla 7. Especificación de materiales de las torres de destilación, ejemplo A y B.	32
Tabla 8. Registro de fechas de medición de espesores del ejemplo A.	35
Tabla 9. Comparación de espesores (mp) de julio de 2010 contra octubre de 2002 y octubre de 2006, ejemplo A.....	36
Tabla 10. Comparación de espesores de octubre de 2006 contra julio y junio de 2010, ejemplo A.....	37

Tabla 11. Comparación de espesores de abril y septiembre de 2006 contra abril de 2002.	38
Tabla 12. Registro de la rapidez de desgaste puntual para la sección del fondo (cuerpo).	40
Tabla 13. Registro de la rapidez de desgaste puntual para la sección de alimentación (cuerpo).....	41
Tabla 14. Registro de la rapidez de desgaste puntual para la sección de gasóleo pesado (cuerpo).....	42
Tabla 15. Registro de la rapidez de desgaste puntual para la sección de gasóleo ligero (cuerpo).....	43
Tabla 16. Registro de la rapidez de desgaste puntual para la sección de nafta pesada (cuerpo).....	44
Tabla 17. Registro de la velocidad de desgaste puntual para la sección del domo (cuerpo).	45
Tabla 18. Registro de las fechas de medición de espesor de la torre del ejemplo B.....	55
Tabla 19. Registro de la rapidez de desgaste para los niveles de la torres del ejemplo B.	57
Tabla 20. Producción y distribución de petróleo crudo (MBD). ⁽²¹⁾	65

Índice de figuras

Figura 1. Mantenimiento a las instalaciones de proceso.	5
Figura 2. Instalaciones de proceso seguras.	7
Figura 3. Daño en equipos de proceso.	9
Figura 4. Diagrama de flujo de proceso de la destilación atmosférica.	19
Figura 5. Corrosión generalizada en equipos de proceso.	26
Figura 6. Seccionamiento y niveles de medición de la torre de destilación atmosférica del ejemplo A de acuerdo a su expediente de calibración.	34
Figura 7. Rapidez de desgaste por punto de medición (2006), ejemplo A.	46
Figura 8. Recubrimiento de la torre de destilación, ejemplo A.....	47
Figura 9. Geometría del fondo de la torre del ejemplo A.	49
Figura 10. Seccionamiento y niveles de medición de la torre del ejemplo A con base al análisis de la rapidez de desgaste que se presenta en la torre.	50
Figura 11. Rapidez de desgaste por punto de medición (2010), ejemplo A.	52
Figura 12. Niveles de medición de la torre de destilación del ejemplo B.	56
Figura 13. Rapidez de desgaste por punto de medición (2005), ejemplo B.	60
Figura 14. Rapidez de desgaste por punto de medición (2011), ejemplo B.	60
Figura 15. Espesor promedio por nivel de medición para julio de 1999, junio de 2005 y octubre de 2011, ejemplo B.	62
Figura 16. Diseño de la torre de destilación del ejemplo B.	63
Figura 17. Producción de petróleo en México. ⁽²¹⁾	64
Figura 18. Rapidez de desgaste promedio de 2005 y 2011 por nivel de medición y margen de rapidez de desgaste por año, ejemplo B.	66

Índice de abreviaturas

VUE. Vida útil estimada.

FPME. Fecha de próxima medición de espesores.

FRP. Fecha de retiro probable.

GOL. Gasóleo ligero.

GOP. Gasóleo pesado.

ASP. Administración de la seguridad de los procesos.

PEMEX. Petróleos Mexicanos.

IMAC. Integridad mecánica y aseguramiento de calidad.

SIMECELE. Sistema de medición y control de espesores en líneas y equipos.

SASIPA. Subdirección de auditoría en seguridad industrial y protección ambiental.

GPEI. Gerencia de protección ecológica e industrial.

GPASI. Gerencia de protección ambiental y seguridad industrial.

ASIPA. Auditoría de seguridad industrial y protección ambiental.

GLP. Gas licuado de petróleo.

RIL. Recirculación intermedia ligera.

RIP. Recirculación intermedia pesada.

GOLV. Gasóleo ligero de vacío.

GOPV. Gasóleo pesado de vacío.

API. American Petroleum Institute.

BPD. Barriles por día.

mp. Milésimas de pulgada.

mpa. Milésimas de pulgada por año.

CA. Margen de corrosión (corrosion allowance)

LR. Límite de retiro.



Definiciones

Hidrodesulfuración. En este proceso se purifica una corriente de hidrocarburos eliminándole básicamente los compuestos de azufre. Los productos son: nafta ligera y pesada y combustóleos desulfurizados. ⁽⁴⁾

Reformación de Naftas. En este proceso se convierten las naftas pesadas de bajo octanaje en hidrocarburos aromáticos para cargas petroquímicas y componentes de gasolina de alto índice de octano que reciben el nombre de reformados. ⁽⁴⁾

Desintegración catalítica. En este proceso se rompen los hidrocarburos de gasóleo ligero de vacío (GOLV). Se produce gasolina catalítica y destilados ligeros. ⁽⁴⁾

Medición de espesor de pared. Actividad en la cual se mide el espesor de pared de líneas y equipos de proceso por medios ultrasónicos, radiográficos, electromagnéticos, mecánicos o la combinación de ellos. ⁽¹⁵⁾

Rapidez de desgaste. Es la rapidez con la cual disminuye el espesor de pared. Ordinariamente, se calcula comparando los espesores obtenidos en mediciones efectuadas en dos fechas consecutivas con un mínimo de un año de diferencia. ⁽¹⁵⁾

Circuito. Se considera como circuito, el conjunto de líneas y equipos que transportan un fluido de la misma composición, pudiendo variar en él las condiciones de operación. ⁽¹⁵⁾

Unidad de control. Se define como las secciones de circuito que tienen una velocidad de corrosión más o menos homogénea. ⁽¹⁵⁾

Vida útil estimada (VUE). Es el tiempo estimado que debe transcurrir antes de que una unidad de control llegue a su límite de retiro. La vida útil estimada se determina para cada grupo de diámetro que presente la unidad de control. ⁽¹⁵⁾

Fecha de próxima medición de espesores (FPME). Es la fecha en la cual se debe efectuar la siguiente medición de espesores de la unidad de control. ⁽¹⁵⁾



Fecha de retiro probable (FRP). Es la fecha en la cual se estima que debe retirarse la unidad de control por haber llegado al término de su vida útil estimada. ⁽¹⁵⁾

100% de medición. Consiste en medir el espesor de pared en todas las posiciones posibles marcadas en su diagrama de inspección. ⁽¹⁵⁾

Entrada hombre o registros. Son boquillas de más de 20 pulgadas de diámetro cuya función es permitir el acceso al equipo para realizar mantenimiento o una inspección visual interna. ⁽¹⁷⁾

Especificación de material. Norma técnica, que rige y regula la composición química, proceso de producción, propiedades físicas y características geométricas de un material. ⁽¹⁶⁾

Monel. Aleación compuesta por Ni – Cu (70% - 25%) principalmente, aunque también puede contener Fe y Mn (5%). ⁽¹⁸⁾

Rapidez de desgaste crítica. Es la velocidad de desgaste que excede 15 mpa, puntual o promedio. ⁽¹⁵⁾

Corrosión permisible. Espesor de material que se agrega a la tubería y equipo de proceso con el propósito de considerar el ataque químico que provoca la destrucción progresiva de material. ⁽¹⁷⁾



Capítulo 1. Introducción

La industria química y petroquímica presenta sistemas de seguridad y protección ambiental con el objetivo de proteger la salud e integridad de los trabajadores, salvaguardar las instalaciones del complejo reduciendo los incidentes presentados en las mismas, minimizar riesgos y proteger el medio ambiente.

Un alto nivel de seguridad en los sistemas de operación es conseguido en gran medida por buenas prácticas de inspección, estas prácticas ayudan a prevenir, predecir fallas prematuras además ayudan a asegurar la operación y continuidad de los procesos. Dichas prácticas de inspección permiten asegurar la integridad de los equipos y tuberías, previniendo fallas que pueden generar accidentes por fugas de los fluidos que se manejen en el proceso, así el prevenir y predecir incidentes dentro de las instalaciones generará una gran reducción de costos y una mayor producción debido a que no tendría que haber paro de planta porque se vio afectada la integridad de algún equipo.

Entre estas actividades de predicción y prevención se encuentra la inspección de espesores, dado que los equipos y tuberías de proceso están sujetos a la pérdida de material que va disminuyendo el espesor de pared por fenómenos como la corrosión. Por medio de la práctica de medición de espesores se determinan los planes de mantenimiento, fecha de próxima medición, fecha de retiro probable y la vida útil del equipo o tubería de proceso, con esto se logra conocer el estado del material a través del tiempo de operación, se puede predecir su desgaste y determina zonas de mayor desgaste.

El primer proceso de separación de componentes en una refinería es el que ocurre en la planta de “Destilación Atmosférica” llamada así porque la separación del crudo se lleva a cabo a una presión de 0.5 a 0.8 kg_f/cm^2 manométricos, ligeramente por arriba de la presión atmosférica, tiene como objetivo principal separar el crudo en varias corrientes, llamadas productos primarios es por esto que a las instalaciones donde se llevan a cabo estos procesos se les llama “Plantas Primarias”. Los productos obtenidos son Gasolina, Turbosina, Kerosina,



Gasóleo Ligero (GOL), Gasóleo pesado (GOP) y Residuo Primario. Para el fraccionamiento del crudo se usa una torre de destilación, siendo este equipo la parte esencial del proceso. Por ser la torre una parte importante en el proceso, por su continua operación, por las condiciones variables a las que opera, por la composición que presenta a lo largo de la torre y el tipo de crudo que maneje la planta, se requiere un análisis del desgaste del espesor de la torre, de manera que se pueda determinar la sección de la torre que presenta mayor desgaste y sus causas. En el presente trabajo se realiza un análisis de la rapidez de desgaste de dos torres de destilación de plantas atmosféricas.

1.1 Hipótesis

La torre de destilación presentará diferentes zonas de rapidez de desgaste, ya que, cada una de estas zonas se ve afectada por diferentes mecanismos de daño. Se espera que la torre sea dividida, con base a su rapidez de desgaste, en: fondo, alimentación y domo, siendo ésta última la que presente mayor desgaste debido a los mecanismos de corrosión que se pueden presentar.

1.2 Objetivo general

Definir las secciones de una torre de destilación atmosférica que presenten un proceso de desgaste homogéneo.

1.2.1 Objetivos particulares

- ✓ Establecer y analizar los posibles mecanismos de daño en torres de destilación.
- ✓ Determinar qué información puede obtenerse a partir de un análisis de los datos de medición de espesores.
- ✓ Zona de mayor desgaste en una torre de destilación.



Capítulo 2. Antecedentes

2. 1 Seguridad Industrial.

La seguridad industrial tiene como objetivo la reducción de riesgos inherentes a un proceso.

La experiencia acumulada en la industria química y petroquímica demuestra que la mayoría de los incidentes en los procesos industriales son el resultado de errores o condiciones relacionadas con:

- Falta de comprensión de la tecnología del proceso.
- Procedimientos de operación.
- Mantenimiento, figura 1.
- Modificaciones a los procesos o equipos no autorizadas o inadecuadamente formuladas.
- Programas de inspección y mantenimiento inadecuados.
- Inspecciones no realizadas en las fechas estipuladas y/o inspecciones sin seguimiento.
- Supervisión deficiente o incompetente y fallas en la comunicación de la información esencial de la seguridad del proceso.



Figura 1. Mantenimiento a las instalaciones de proceso.



Las industrias químicas manejan productos y utilizan presiones y temperaturas que exigen la adopción de medidas de seguridad para reducir o anular los riesgos inherentes a los procesos de estas instalaciones. Los procesos de refinación y petroquímica han evolucionado debido a los progresos realizados en los materiales, las máquinas y la instrumentación. Los materiales son capaces de operar en condiciones severas de temperatura, presión y resistencia química. ⁽¹⁾

2.1.1 Administración de la seguridad de los procesos (ASP)

La administración de la seguridad de los procesos tiene como principal objetivo prevenir y reducir los incidentes relacionados con los procesos de la empresa. Para cumplir con este propósito, la ASP proporciona los controles necesarios:

- Planeación y respuesta a emergencias
- Administración de cambios de tecnología
- Entrenamiento y desempeño
- Investigación y reporte de incidentes
- Contratistas
- Investigación de incidentes y accidentes
- Integridad mecánica
- Tecnología del proceso
- Procedimientos de operación y prácticas seguras
- Análisis de riesgos de procesos
- Aseguramiento de la calidad
- Auditorías
- Administración de cambios menores
- Administración de cambios de personal

El Sistema de Administración de la Seguridad de los Procesos (ASP) abarca las estrategias necesarias para asegurar y mantener la excelencia en la seguridad del proceso. Así como el ASP involucra las medidas para la prevención de incidentes al mismo tiempo proporciona las actividades necesarias en caso de que ocurran dichos eventos. ⁽¹⁰⁾



2.1.2 Altos niveles de seguridad

El alto nivel de seguridad alcanzado en las plantas petroquímicas es por:

- Adecuada distribución física de los equipos.
- Diseño correcto de los equipos y los servicios.
- Diseño correcto de sistemas de instrumentación de seguridad.
- Buen mantenimiento preventivo y correctivo, figura 2.
- Normas operativas de las plantas.
- Motivación de la organización a todos los niveles en materia de seguridad.



Figura 2. Instalaciones de proceso seguras.

Este último punto es fundamental, para lograr un alto nivel de seguridad en las plantas es necesario que todo el personal esté mentalizado sobre la trascendencia económica y social de los accidentes y cumplan con la normatividad y procedimientos existentes. La seguridad no es sólo responsabilidad de los departamentos a los que se les asigna esta función, si no que todos los puestos de trabajo son corresponsables de la seguridad industrial, constituyendo esta tarea una parte esencial de sus labores. ⁽¹⁾



Así, algunos puntos que generan un alto nivel de seguridad forman parte de lo que se denomina Integridad Mecánica. En el presente trabajo se profundizará en el área de integridad mecánica a cargo del sector correspondiente de la planta.

2.2 Integridad mecánica

Es una filosofía de trabajo que tiene por objeto garantizar que todo el equipo, sistema o componente crítico de las operaciones y procesos sea diseñado, procurado, fabricado, construido, instalado, operado, inspeccionado, mantenido y/o reemplazado oportunamente para prevenir fallas, accidentes o potenciales riesgos a personas, instalaciones y al medio ambiente, basándose en el nivel de riesgo, confiabilidad, requerimientos de servicio, recomendaciones de fabricante, regulaciones y normas establecidas.

La integridad mecánica constituye las actividades que aumentan la confiabilidad de los equipos y la disciplina operativa, proporcionando un medio para reducir o eliminar eventos no deseados y garantizar la protección del personal, comunidad, medio ambiente e instalaciones.

La integridad y seguridad de las instalaciones deben garantizarse mediante manuales de operación y programas integrales de mantenimiento (predictivo y preventivo) apegados a normas, especificaciones y procedimientos, con el compromiso de hacerlo siempre de la manera correcta por todo el personal.

El personal que labora en las instalaciones, es responsable de establecer los procedimientos necesarios para la integridad mecánica de los equipos, que incluyen los procedimientos de aseguramiento de calidad y el mantenimiento, ya que, cada una de estas actividades son específicas y están relacionadas con el tipo de proceso o trabajo que se realiza. Cada centro de trabajo y/o empresa será encargada de desarrollar una serie de actividades encaminadas a la integridad mecánica de los procesos.

La integridad mecánica permite la prevención y control de cualquier evento no deseado, ver figura 3, siempre y cuando se cumplan los siguientes puntos:



- Sean seguras desde su diseño.
- Sean construidas de acuerdo a normas y especificaciones vigentes y apegadas al diseño.
- Los equipos y componentes críticos se diseñen, construyan, arranquen, operen y mantengan en forma segura.
- Se capacite al personal en integridad mecánica.
- Se actualicen los procesos de mantenimiento.



Figura 3. Daño en equipos de proceso.

Debe tomarse en cuenta que el cumplimiento de estos puntos garantiza en gran medida la confiabilidad, seguridad y protección ambiental de la instalación. ⁽¹⁹⁾ ⁽²⁰⁾

2.2.1 Información requerida

Los procedimientos y/o manuales, que deben ser empleados serán de fácil acceso y actualizados constantemente. Esta documentación debe incluir como mínimo:

- Lista de los equipos.
- Especificación de materiales y hoja de datos técnicos.
- Planos de construcción de equipos.
- Informes de pruebas de materiales y certificaciones.



- Informes de cualquier prueba, inspección, mantenimiento o reparación de equipos en el proceso.
- Informes de fallas y/o desviaciones y registros de acciones correctivas.
- Registros de calibración del equipo.
- Información requerida para establecer la integridad de los equipos y los límites de funcionamiento seguro (vida útil y límite de retiro).

2.2.2 Aseguramiento de calidad

El aseguramiento de equipos y materiales es la relación entre las especificaciones de diseño y la instalación inicial. Los esfuerzos de aseguramiento de calidad están enfocados en garantizar que los equipos de proceso, ejemplo: calderas y recipientes a presión estén fabricados conforme a las especificaciones de diseño y ensamblados e instalados correctamente.

La integridad mecánica y el aseguramiento de calidad son dos puntos importantes dentro de lo que conforma la Administración de la Seguridad de los Procesos, el cual es un sistema exclusivo de las políticas de PEMEX, conocido como IMAC. ⁽²⁰⁾

2.2.3 IMAC (Integridad Mecánica y Aseguramiento de Calidad)

Integridad mecánica y Aseguramiento de calidad conforman un sistema denominado "IMAC", el cual contribuye y ayuda al personal de la empresa a asegurar que sus instalaciones, sistemas, procesos, equipos y componentes mantengan sus condiciones originales de diseño desde su fabricación, instalación, comisionamiento¹, arranque exitoso, operación durante toda su vida útil hasta su desmantelamiento y disposición, de manera confiable y segura.

Uno de los principales objetivos del IMAC es eliminar cualquier diferencia que pueda existir entre las especificaciones originales de diseño de las instalaciones y como están físicamente construidas en estos momentos. IMAC se enfoca en el

¹ Comisionamiento: Es un proceso sistemático que suministra confirmación documentada sobre todos los sistemas edilicios en relación a que los mismos funcionan tal y como fueron concebidos.



mantenimiento, las operaciones y en la mejora continua de la integridad y confiabilidad de los sistemas. ⁽²⁰⁾

IMAC está conformado por una serie de elementos como el control y aseguramiento de calidad de los sistemas en operación a través de una serie de componentes como procedimientos de mantenimiento, capacitación de mantenimiento, reparaciones y modificaciones, además de proponer inspecciones y pruebas para dar seguimiento a cada uno de los sistemas, equipos o componentes críticos que conforman el proceso.

Así es como IMAC propone inspecciones basadas en tiempo, estado y riesgo y todo tipo de ensayo destructivo y no destructivo en todos los componentes que conforman el proceso, líneas y equipos.

2.3 Administración de los trabajos de inspección: SIMECELE (Sistema de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos).

Las actividades de mantenimiento preventivo y predictivo son importantes, además necesarias para asegurar la confiabilidad y disponibilidad de una operación segura. Tales actividades ayudan a asegurar la operación y continuidad de los procesos.

Pueden ser utilizadas varias técnicas como:

- ✓ Inspección visual externa
- ✓ Inspección visual interna
- ✓ Medición de espesores
- ✓ Pruebas destructivas
- ✓ Pruebas no destructivas

Se requiere determinar cada una de estas inspecciones y pruebas, determinar su frecuencia de ejecución y desarrollar el programa de las mismas. ⁽²⁶⁾



2.3.1 SIMECELE

El SIMECELE es un programa desarrollado en la Universidad Nacional Autónoma de México para PEMEX Refinación, tiene el objetivo de llevar un control del desgaste de líneas y equipos de proceso por medio de un análisis estadístico de sus espesores, los cuales, tienen que ser capturados en el sistema. Además permite administrar la información sobre la integridad mecánica de líneas y equipos.

El SIMECELE ha sido desarrollado con base en la metodología propuesta por distintos procedimientos y guías de inspección (ver anexo C):

- DG-SASIPA-IT-00204. Guía para el registro, análisis y programación de la medición preventiva de espesores.
- GPEI-IT-0201. Procedimiento de revisión de niplería de plantas en operación.
- GPEI-IT-4200. Procedimiento para el control de desgaste de niplería.
- DG-GPASI-IT-0903. Procedimiento para efectuar la revisión de tornillería de tuberías y equipos en las instalaciones en operación de PEMEX-Refinación.
- DG-GPASI-IT-0209. Procesamiento para efectuar la inspección de tuberías de proceso y servicios auxiliares en operación de las instalaciones de PEMEX-Refinación.
- DG-ASIPA-IT-00008. Espesor de retiro para tuberías, válvulas y conexiones metálicas, empleadas en el transporte de fluidos.

El SIMECELE realiza el análisis de los datos de espesor comparando dos fechas de medición, con el cual determina la rapidez de desgaste, la vida estimada y la fecha de próxima medición de espesores, así programa la inspección de las unidades de control de acuerdo a los resultados de las últimas fechas de inspección de cada unidad de control, de éste mismo se pueden obtener los diagramas de inspección técnica de las unidades de control.



El programa ofrece varias ventajas, entre las cuales destaca:

- Control adecuado de la información.
 - ✓ Seguridad en los centros de trabajo.
- Información disponible, confiable y respaldada.

Se menciona este sistema porque es la fuente que nos proporcionara los datos necesarios para el análisis que se llevará a cabo en este trabajo.

2.4 Proceso Primario

El primer proceso de separación en una refinería es el que ocurre en la planta de “Destilación Atmosférica”, llamada así porque la separación del crudo (por destilación) se lleva a cabo a una presión ligeramente arriba de la presión atmosférica, tiene como objetivo principal, separar el crudo en varias corrientes, llamadas productos primarios o fracciones, es por esto que a esta separación se le llama también fraccionamiento del crudo y a las instalaciones donde se llevan a cabo estos procesos se les denomina “Plantas Primarias”.

La planta primaria procesa crudo y se obtienen como productos: Nafta (Gasolina), Kerosina, Gasóleo ligero (diesel), Gasóleo Pesado y Residuo. Estas fracciones se dirigen a procesos adicionales como:

- ✓ Destilación al vacío
- ✓ Hidrodesulfuración
- ✓ Reformación de naftas
- ✓ Desintegración catalítica

Las plantas de destilación atmosférica y de hidrodesulfuración son las de mayor capacidad en México, y las primeras aun aumentado su capacidad para procesar crudo en el último año, como se muestra en la tabla 1.



Tabla 1. Capacidad de procesamiento de crudo en México (miles de barriles diarios). ⁽²¹⁾

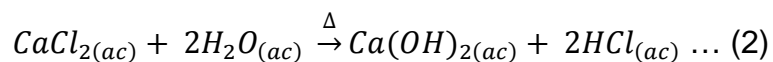
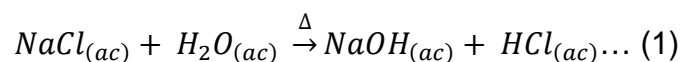
Año Planta	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Destilación Atmosférica	1540	1540	1540	1540	1540	1540	1540	1690
Destilación al vacío	768	768	754	754	754	754	754	832
Desintegración	375	375	381	381	381	381	381	423
Reducción de viscosidad	141	141	91	91	91	91	91	91
Reformación de naftas	301	301	279	279	279	279	279	279
Hidrodesulfuración	987	987	926	926	926	926	1010	1067
Alquilación e isomerización	144	144	152	152	128	128	128	142
Coquización	100	100	100	100	100	100	100	156

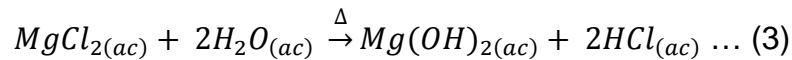
2.4.1 Sección de precalentamiento

Se recibe el crudo proveniente de tanques y se precalienta hasta alcanzar la temperatura requerida para el desalado (alrededor de 250 °C), para tal efecto se aprovechan las corrientes de productos, los reflujos externos de la misma y las corrientes de residuo de vacío y recirculación de gasóleo pesado del mismo proceso.

2.4.2 Sección de desalado (Coalescedores electrostáticos)

El desalado del crudo es una operación mediante la cual se eliminan las sales, Cloruro de Sodio (NaCl) principalmente, aunque también podemos encontrar sales de Magnesio y Calcio contenidas en el crudo. La remoción de estas sales se hace con objeto de evitar la formación de Ácido Clorhídrico (HCl), que de otra forma produciría problemas de corrosión en las torres y algunos otros equipos, la presencia de sales disueltas en agua puede producir la formación de este compuesto, al llevar a cabo las reacciones (1), (2) y (3).





El crudo es precalentado y mezclado con agua formando una emulsión que disuelve las sales que trae el crudo, esta adición se realiza en función del crudo y depende del contenido de sales presentes.

Dentro de la desaladora se rompe la emulsión crudo – agua, o sea, se provoca que las pequeñas gotitas se junten con otras, formando así una gota grande que cae al fondo de la desaladora debido a su mayor peso; este rompimiento se provoca con dos rejillas dentro de la desaladora que están conectadas a alto voltaje. Al tener un alto voltaje en las dos rejillas, la emulsión crudo – agua está sujeta a la acción de un campo eléctrico de corriente alterna, el cual destruye la película de crudo que rodea a las gotas, haciendo posible la combinación de éstas, separándose el agua con las sales y sólidos del crudo, así el crudo ya desalado se extrae por la parte superior del recipiente.

Durante el proceso se le añade un desemulsificante químico esto para aumentar la velocidad de separación del crudo que queda atrapado en el agua.

2.4.3 Vaporización

El despunte se realiza en las torres despuntadoras y tienen como finalidad eliminar los gases incondensables y separar las fracciones ligeras del petróleo crudo. Para conseguir lo anterior, el crudo desalado proveniente de las desaladoras se hace pasar por una serie de intercambiadores donde se alcanza la temperatura requerida para el despunte.

El crudo que sale de esta serie de intercambiadores se encuentra parcialmente vaporizado y de esta forma se alimenta a las torres despuntadoras, donde las fracciones ligeras, así como incondensables, se extraen por el domo, mientras que el crudo ya despuntado se obtiene por el fondo.

Los vapores provenientes de las torres despuntadoras son parcialmente condensados por medio de una serie de cambiadores de calor. La mezcla efluente



se envía a unos tanques acumuladores, compuesto por tres corrientes de salida (separadores trifásicos).

El crudo despuntado obtenido del fondo de las torres despuntadoras se hace pasar por una serie de intercambiadores de calor para posteriormente alimentarse a un control de flujo al calentador en donde se calienta hasta obtener las condiciones requeridas para ser alimentado a la torre atmosférica.

2.4.4 Sección de calentamiento

El calentamiento tiene como objetivo elevar la temperatura del crudo despuntado, proveniente del fondo de las torres despuntadoras a 351 °C, antes de enviarlo a la torre de destilación atmosférica. La operación anterior se lleva a cabo en el calentador de crudo.

Este calentador es a fuego directo y trabaja con un sistema de precalentamiento de aire, el combustible para el calentador puede ser gas o combustóleo.

2.4.5 Sección de destilación atmosférica

En esta sección se lleva a cabo la operación fundamental de la planta, separación del crudo en los diversos productos deseados, gas licuado de petróleo (GLP), Gasolina (Nafta), Kerosina, Gasóleo ligero (diesel), Gasóleo pesado y residuo primario, cada una de estas fracciones se obtiene a determinado intervalo de temperatura, como se muestra en la tabla 2.

La corriente del fondo (residuo primario) es cargada a la torre de vacío para ser procesado posteriormente. Al entrar el crudo a la torre fraccionadora, los vapores se separan y ascienden al domo, poniéndose en contacto a través de los platos con la corriente líquida que desciende. La concentración de los componentes ligeros en los vapores va aumentando conforme asciende y la concentración de los componentes pesados en la corriente líquida aumenta conforme desciende.



Tabla 2. Productos obtenidos en la destilación atmosférica (topping) e intervalo de destilación. ⁽³⁾

Producto	Intervalo de destilación (°C)
LPG	< 32
Gasolina	32 - 104
Kerosina	157 - 232
Gasóleo Ligero (diesel)	232 - 343
Gasóleo Pesado	343 - 426
Residuo	> 426

De igual manera, la torre recibe una alimentación de vapor sobrecalentado a 400 °C, casi en el fondo de la torre. Este vapor tiene como finalidad agotar el crudo que cae al fondo de la torre, mediante la reducción de la presión parcial de los hidrocarburos.

En el domo de la torre se extrae la corriente más ligera, la cual está compuesta por vapores de nafta, gases (metano, etano, propano y butano) y agua que se envían a los condensadores de la torre atmosférica con previa adición de inhibidor de corrosión y amoniaco (NH₃). Estos vapores se condensan totalmente, así la mezcla de condensados pasa al acumulador de la torre, el agua sale por la pierna colectora y la gasolina se extrae por el cuerpo del acumulador.

En la torre atmosférica se efectúan tres extracciones laterales de producto así como recirculaciones que ceden calor en el tren de precalentamiento de crudo con el propósito de ajustar a las condiciones de diseño.

De igual manera se tienen dos recirculaciones que reciben el nombre de, recirculación intermedia ligera (RIL) y recirculación intermedia pesada (RIP), su finalidad es normalizar el perfil de flujos y temperaturas en la columna atmosférica por medio de la condensación de vapores que se efectúa debajo de los platos donde retornan las recirculaciones.



El residuo resultante del proceso es obtenido por el fondo de la torre de destilación atmosférica, este producto es enviado a la planta de vacío, en donde se lleva a cabo la separación de éste, a través del fraccionamiento al vacío para obtener:

- Gasóleo ligero de vacío (GOLV)
- Gasóleo pesado de vacío (GOPV)
- Residuo de vacío

En caso de que el residuo no sea enviado a la planta de vacío es almacenado, enfriándolo previamente.

2.4.6 Sección de agotamiento

La operación de agotamiento tiene como objetivo afinar la composición de los productos laterales (Kerosina, gasóleo ligero y gasóleo pesado), de tal forma que se cumplan las especificaciones requeridas en estos productos.

Esta operación consiste en extraer la corriente del producto lateral, enviarlo a la torre agotadora donde es utilizado vapor de baja presión como agente de arrastre. La torre agotadora, a su vez cuenta con tres agotadores individuales que se denominan, agotador de kerosina, agotador de gasóleo ligero y agotador de gasóleo pesado. Los vapores ligeros resultantes del agotamiento, así como el vapor inyectado salen por el domo y se envían a la torre de destilación atmosférica. Los productos, ya con las especificaciones requeridas, se obtienen por el fondo de cada agotador y posteriormente son bombeados a tanques de almacenamiento. ^{(2) (3) (4) (5) (6)}

Así, el proceso primario se convierte en la base del resto de los procesos químicos en una refinería, por obtener de éste las fracciones primarias para lograr una serie de productos básicos en la industria química. La composición y la cantidad de cada una de estas fracciones serán dependientes del tipo de petróleo que se maneje en el proceso. Estas etapas que conforman el proceso de destilación atmosférica se muestran de manera simplificada en la figura 4.

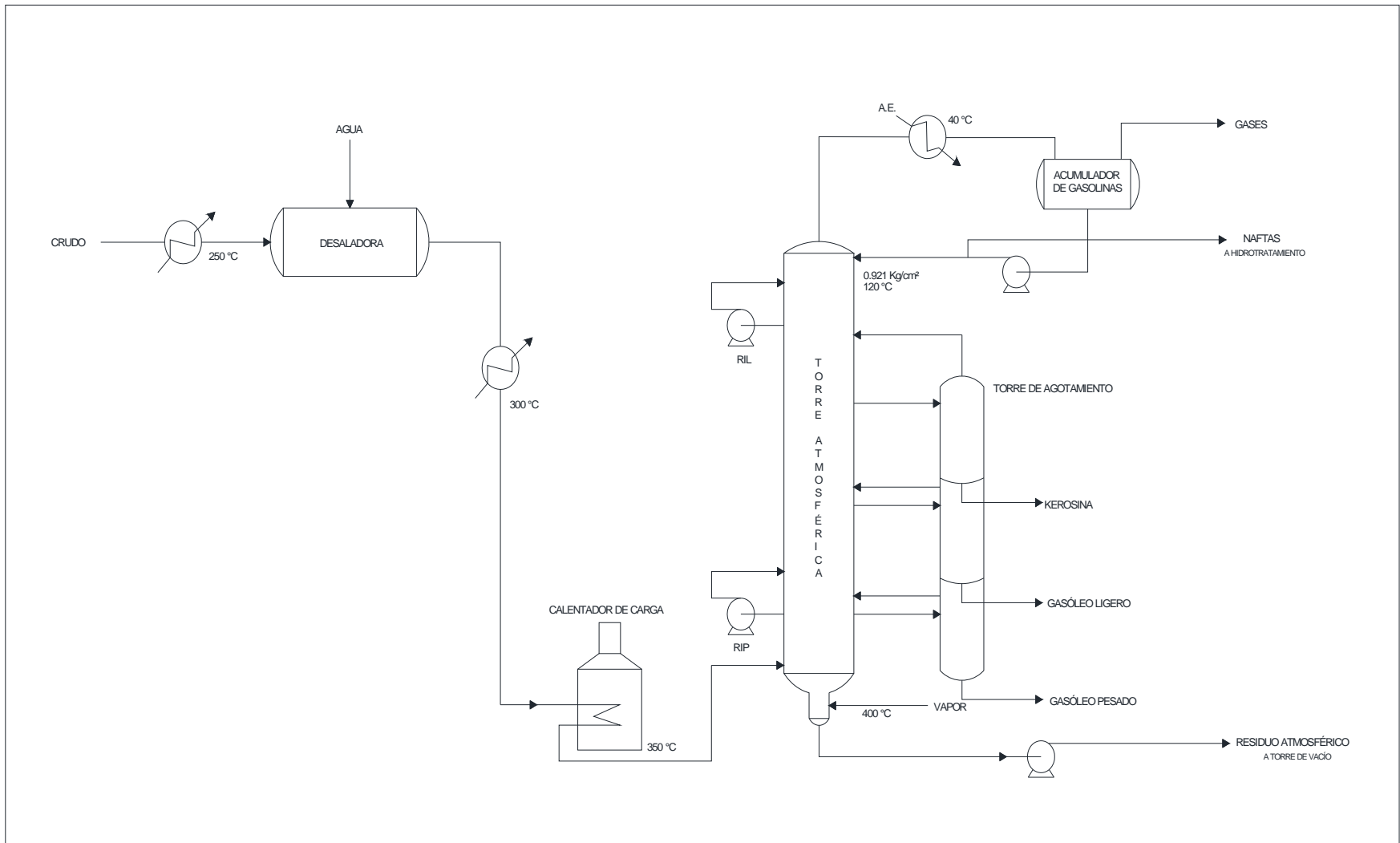


Figura 4. Diagrama de flujo de proceso de la destilación atmosférica.



2.4.7 Tipos de petróleo en México

Para exportación, en México se preparan tres variedades de petróleo crudo:

- Istmo. Ligero con densidad de 33.6 °API y 1.3% de azufre en peso.
- Maya. Pesado con densidad de 22 °API y 3.3% de azufre en peso.
- Olmeca. Superligero con densidades de 39.3 °API y 0.77% de azufre en peso.

Se pueden formar mezclas a partir de estas variedades de petróleo. Cada una de estas variedades presenta diferentes características como las mostradas en la tabla 3.

Tabla 3. Características de los petróleos Mexicanos. ⁽⁴⁾

Características	Olmeca	Istmo	Maya
Peso específico 20/4 °C	0.825	0.858	0.92
° API	39.3	33.6	22.0
Viscosidad, SSU a 15.6 °C	43.3	60.0	1288
Factor de caracterización K	12.00	11.85	11.63
Contenido de azufre (% peso)	0.77	1.3	3.3
Carbón Ramsbottom (% peso)	1.62	3.92	10.57
Metales: Vanadio	2.5	39.5	343.0
Gasolina (% vol)	38.0	26.0	17
Destilados intermedios (% vol)	33.7	32.0	28.0
Gasóleos (% vol)	20.5	18.0	16.0
Residuo (% vol)	5.4	23.0	38.0

2.5 Materiales

La producción de nuevos materiales y el procesado de éstos hasta convertirlos en productos acabados, constituyen una parte importante de nuestra economía. Los ingenieros diseñan la mayoría de los productos facturados y los procesos necesarios para su fabricación.



Puesto que la producción necesita materiales, los ingenieros deben conocer la estructura interna y propiedades de los materiales, de modo que sean capaces de seleccionar el material más adecuado para cada aplicación y también capaces de desarrollar los mejores métodos de procesado.

La búsqueda de nuevos materiales, progresa continuamente, por ejemplo, los ingenieros mecánicos buscan materiales que soporten altas temperaturas de modo que los motores puedan funcionar más eficientemente. Los ingenieros eléctricos procuran encontrar nuevos materiales para conseguir que los dispositivos electrónicos puedan operar a mayores velocidades y temperaturas. Los ingenieros químicos buscan descubrir materiales más resistentes a la corrosión. ⁽⁹⁾

2.5.1 Materiales metálicos

Los metales son, en general, buenos conductores eléctricos y térmicos. Muchos metales son relativamente resistentes y dúctiles a temperatura ambiente, y otros mantienen alta resistencia, incluso a elevadas temperaturas. Cuando son metales puros son suaves y fácilmente deformables, pero se puede mejorar su resistencia ya sea por aleaciones o tratamientos mecánicos. La mayoría de los metales son procesados fundiendo primeramente el metal en un horno cuya función es servir como un depósito de metal fundido. Los elementos para formar aleaciones pueden ser añadidos al metal fundido con el fin de producir diferentes tipos de aleaciones.

La adición de uno o más elementos de aleación son agregados con el objetivo de mejorar una o más propiedades útiles. ⁽⁹⁾

2.5.2 Materiales de construcción en la industria

Para el diseño de equipos y tuberías en plantas industriales existen gran variedad de aceros al carbón y aleaciones entre los cuales elegir. Al seleccionar un acero para una tarea específica deben considerarse diversas propiedades, como:



- ✓ Resistencia mecánica
- ✓ Maquinabilidad
- ✓ Templabilidad
- ✓ Soldabilidad
- ✓ Resistencia a la fatiga
- ✓ Resistencia a la corrosión
- ✓ Servicio

Existen catálogos de los fabricantes para la selección de perfiles estructurales estándar, barras y otros productos de acero. ^{(7) (8)}

Los materiales más comunes en la refinación de petróleo son acero al carbón y acero inoxidable, por ejemplo:

- Cuando se tiene como material acero al carbón existe la posibilidad de fragilización si se manejan fluidos cáusticos o alcalinos y la posibilidad de corrosión cuando se expone a cianuros, ácidos y sales ácidas. ⁽¹²⁾
- Cuando se tiene como material acero inoxidable es posible la corrosión por la acción de cloruros o algunos otros haluros, de igual manera es conveniente tener cuidado cuando el material es expuesto a temperaturas entre 427 °C – 871 °C por la posible corrosión intergranular. ⁽¹²⁾

Los materiales de construcción en la industria química, dependen en gran medida del servicio y condiciones a las que operan (presión y temperatura), la tabla 4 muestra la especificación de algunos materiales y los casos en que podrían ser utilizados.



Tabla 4. Especificación de materiales y su aplicación. ⁽²³⁾ ⁽²⁵⁾

Forma	Material	Especificación		Composición	Aplicación
		Número	Grado		
Placa	Acero al carbón	A-285	C	Carbón (C)	Calderas para servicio estacionario y otros recipientes a baja presión.
		A-515	70	Carbón (C) – Silicio (Si)	Para servicios a temperaturas intermedias y altas.
		A-516	70	Carbón (C) – Manganeso (Mn) – Silicio (Si)	Para servicios a temperaturas bajas e intermedias.
	Acero Inoxidable (Martensítico)	A-240	410	Cromo (13 Cr)	Para servicios donde la corrosión es moderada.
Tubería	Acero al carbón	SA-53	B	Carbón (C) – Manganeso (Mn)	Tuberías soldadas y sin costura.
		SA-106	B	Carbón (C) – Manganeso (Mn)	Tuberías sin costura, utilizada para servicios a altas temperaturas.



El acero al carbón es el material más utilizado para la construcción de recipientes sujetos a presión. En algunos casos son utilizados aceros inoxidables martensíticos debido a su resistencia a la corrosión; las aleaciones de cobre (excepto la aleación 400, monel) son raramente utilizadas en recipientes de refinería pero pueden ser encontrados en recipientes de plantas petroquímicas. ⁽²³⁾

Las placas, para recipientes sujetos a presión, son construidas de acuerdo al código ASME, sección VIII.

2. 6 Mecanismos de daño

Aun cuando la mayoría de los diseños en ingeniería exigen metales resistentes, es deseable conocer algo acerca de los daños en los mismos. Un conocimiento de los tipos de daño de metales ayudará a producir mejores diseños porque deben conocerse las limitaciones que habrán de encontrarse y/o prevenir estos mecanismos de daño.

A continuación se describen los mecanismos de daño más comunes, presentes en plantas de refinación de petróleo.

2.6.1 Fractura

La ruptura completa de un material puede envolver fractura dúctil en la cual la deformación plástica continúa hasta un 100% de reducción de área o la ruptura final puede resultar de una falla frágil, de la cual las partes adyacentes del metal se separan por esfuerzos normales a la superficie de ruptura. Como la falla frágil no produce deformación plástica requiere menos energía que una falla dúctil en donde la energía es absorbida en el proceso de formar dislocaciones y otras deformaciones dentro de los cristales.

La energía requerida para fracturar un material se denomina tenacidad. Los requerimientos de energía son, con frecuencia, más importantes en el diseño de ingeniería que los reales esfuerzos a la tensión. Así, el término resistencia al



impacto se usa para denotar tenacidad. La resistencia al impacto es sensitiva a la rapidez de carga y a la temperatura, así como a los aumentos de esfuerzo.

Bajo cargas de impacto existe sólo un tiempo límite disponible para la deformación plástica uniforme. De ahí la deformación puede exceder el esfuerzo de fractura en irregularidades geométricas, límites de granos u otras imperfecciones, así que puede iniciarse una falla. Una vez iniciada, la falla misma causa una concentración de esfuerzo; como resultado la falla se propaga para completar la fractura. ⁽¹⁴⁾

2.6.2 Fatiga

Hay muchos ejemplos registrados de fallas eventuales en rotación de turbinas de potencia y otros equipos mecánicos que han soportado condiciones de operación durante largos periodos de tiempo. La explicación común ha sido que el metal se ha “cansado” y falla porque se fatiga.

El esfuerzo que un material puede tolerar en condiciones de carga cíclica es mucho menor que el que soporta en condiciones estáticas. ⁽¹⁴⁾

2.6.3 Corrosión

La corrosión es la primera causa de deterioro en recipientes a presión. La severidad del deterioro depende de la resistencia a la corrosión de los materiales de construcción. Cuando se presenta el fenómeno de corrosión existe pérdida en el espesor del metal, ésta no siempre es constante y es función de variables como contenido de sal y sulfuros en el petróleo crudo, fluidos cáusticos, ácidos inorgánicos, ácidos orgánicos y agua (especialmente agua con pH bajo). ⁽²³⁾

La corrosión es un ataque químico gradual del medio a un metal, que da por resultado la conversión del metal en un óxido, una sal o algún otro compuesto, como se muestra en la figura 5. Los metales que han experimentado corrosión pierden su resistencia, su ductilidad y otras propiedades mecánicas.



Figura 5. Corrosión generalizada en equipos de proceso.

El ataque corrosivo se produce frecuentemente en combinación con otros mecanismos de fallas, tales como la fatiga, la erosión y el esfuerzo. Existen muchos tipos de medios corrosivos, tales como el aire, las atmósferas industriales, el suelo, los ácidos, las bases y las soluciones salinas. Con frecuencia, se produce una corrosión a elevadas temperaturas.

2.6.3.1 Mecanismos básicos de la corrosión

La corrosión es el medio químico por el que se deterioran y destruyen los metales y se han reconocido dos mecanismos básicos:

- Ataque químico directo
- Ataque electroquímico

La diferencia entre estos dos mecanismos es que en el ataque químico directo incluye todos los tipos de corrosión en los que no hay un flujo apreciable de corriente a través del metal.

2.6.3.2 Ataque químico directo

El ataque químico directo da como resultado una reacción uniforme sobre toda la superficie expuesta. Por lo general, se produce en el material metálico una capa



escamosa o un depósito de espesor uniforme. Aunque dicho depósito se adhiere frecuentemente muy bien, son también comunes las capas depositadas que no se adhieren.

2.6.3.3 Ataque electroquímico

El ataque electroquímico es el segundo mecanismo principal de la corrosión y se caracteriza por el establecimiento de zonas catódicas y anódicas, separadas por distancias finitas y entre las que fluyen electrones, a través del metal. En el corrosivo electrolítico, la electricidad fluye por medio del movimiento de los iones, de modo que el ataque es localizado, más que uniforme, como es el caso en el ataque químico directo.



Capítulo 3. Desarrollo, análisis de datos y resultados

3.1 Metodología

El análisis de la rapidez de desgaste en torres de destilación en una planta primaria consta de las siguientes etapas:

1. Recopilación de información:
 - ✓ Expedientes: Es un tipo de documentación que incluye el registro de la medición de espesores, condensado de la estadística (fecha de análisis, fecha de última calibración, número de puntos calibrados, velocidad de desgaste, fecha de próxima medición y fecha de retiro probable), dibujo del equipo con sus niveles de medición, análisis del registro de medición de espesores.
 - ✓ Hojas de diseño mecánico/Hojas de datos.
 - ✓ Descripción del proceso.
2. Consulta del registro de medición de espesores del SIMECELE.
3. Análisis de información de cada refinería:
 - ✓ Correlación de los niveles de medición presentados en el expediente y en el SIMECELE.
 - ✓ Cálculo de la rapidez de desgaste.
 - ✓ Seccionamiento de la torre de destilación.
 - ✓ Digitalización de la torre con sus puntos de medición y secciones localizadas.
 - ✓ Determinación de la sección de mayor desgaste.
 - ✓ Análisis de los posibles mecanismos de daño.



3.2 Análisis de resultados

De acuerdo a la guía para el registro, análisis y programación de la medición preventiva de espesores (DG-SASIPA-IT-00204) en las torres de destilación primaria se deben considerar como unidades de control las secciones del fondo, la de carga, la intermedia superior y la del domo, esto es por la rapidez de desgaste que se pueda presentar en cada una de ellas, es decir, que cuando en un recipiente la rapidez de desgaste se pueda considerar homogénea, se debe tomar como una unidad de control el recipiente entero, en otras palabras, si cada sección de la torre presenta valores de rapidez de corrosión homogénea considerar dicha sección como una unidad de control. Bajo estos argumentos se determinará:

- Si el seccionamiento propuesto por la guía es aplicable.
- Zona de la torre que presenta mayor desgaste.

con base al análisis de la rapidez de desgaste de cada torre.

Este análisis se realizó en dos torres, el ejemplo A y el ejemplo B, la tabla 5 muestra de forma resumida lo que se conoce de cada torre de destilación atmosférica.



Tabla 5. Información de las torres de destilación, ejemplo A y B.

Torre	A			B		
Diámetro (cm)	365/487			381		
Productos	Nafta pesada, kerosina, gasóleo ligero, gasóleo Pesado y residuo.			Nafta, turbosina, kerosina, gasóleo ligero, gasóleo pesado y residuo.		
Capacidad (BPD)	50, 000			54, 690		
Material de construcción del cuerpo	Acero al carbón			Acero al carbón		
Especificación de Material del cuerpo	A-285 Gr. C			A-285 Gr. C		
Recubrimiento interno	Monel y acero inoxidable			Monel (sólo en platos 31 y 32)		
Tipo de crudo	Crudo pesado y ligero			Mezcla de crudos		
Temperatura de operación (°C)	Domo	Alimentación	Fondo	Domo	Alimentación	Fondo
	130	355	365	132	351	370
Presión de operación (kg_f/cm^2)	0.70			0.80		
Presión de diseño (kg_f/cm^2)	3.51			3.51		



Torre	A	B
Tipo de geometría	Sección cilíndrica y cónica	Sección cilíndrica
Tipo de alimentación	Parcialmente vaporizada	Parcialmente vaporizada
CA (mp)	Se desconoce	0.125
Número de unidades de control	7	1
Gráficos	<ol style="list-style-type: none">1. Rapidez de desgaste por punto de medición (2006).2. Rapidez de desgaste por punto de medición (2010).	<ol style="list-style-type: none">1. Rapidez de desgaste por punto de medición (2005).2. Rapidez de desgaste por punto de medición (2011).3. Espesor promedio por nivel de medición para 1999, 2005 y 2011.4. Rapidez de desgaste promedio de 2005 y 2011 por nivel de medición y margen de rapidez de desgaste por año.
Número de niveles de medición	27	9
Número de puntos de medición	4	8



El número de puntos de medición por nivel es función del perímetro de la torre o recipiente, de acuerdo a la tabla 6, que se encuentra en la DG-SASIPA-IT-00204 “Guía para el registro, análisis y programación de la medición preventiva de espesores”.

Tabla 6. Número de puntos de medición por nivel en función del perímetro.

Perímetro (cm)		Puntos de medición
Desde	Hasta	
menor	300	4
301	400	6
401	600	8
601	800	12
801	1200	16
1201	Mayor	24

Si el equipo completo o alguna de sus secciones tienen recubrimiento interno, los puntos de medición por nivel deben ser la mitad de los correspondientes al diámetro, pero en ningún caso debe ser menor a 4 puntos de medición.

En el análisis de la rapidez de desgaste sólo se consideró el cuerpo de la torre y no las boquillas del recipiente, porque generalmente el material de las boquillas y del cuerpo de la torre es diferente, y la rapidez de desgaste depende del tipo de material del que esté construido el recipiente. Tanto en el ejemplo A y B se tienen que el cuerpo y las boquillas son de especificación de material diferente, como se muestra en la tabla 7.

Tabla 7. Especificación de materiales de las torres de destilación, ejemplo A y B.

Ejemplo	Especificación de Material	
	Cuerpo	Boquillas
A	A-285 Grado C	A-106
B	A-285 Grado C	A-106



El análisis de la rapidez de desgaste se debe realizar por cada uno de los diferentes diámetros que se presenten, ya que, para cada diámetro se puede presentar un valor distinto de espesor nominal, lo que llevaría a un espesor mínimo encontrado y límite de retiro (en función del diámetro) distintos, los cuales permiten calcular la vida útil estimada que a su vez determina la fecha de próxima medición de espesores y la fecha de retiro probable, consultar el anexo B “Análisis estadístico formal para determinar la velocidad máxima ajustada”, el cual se basa en la prueba estadística t de student que se asemeja a una distribución normal. Es utilizada una distribución de este tipo porque una gran cantidad de ambientes típicos de corrosión generalizada homogénea, presentan una distribución más o menos normal. Se realizó un análisis, el cual no se incluye en este escrito, donde se muestra que la distribución de estas torres de destilación no sigue una tendencia normal.

3.2.1 Ejemplo A

En el ejemplo A, la planta primaria tiene una capacidad de 50 000 BPD, inicialmente fue diseñada para procesar dos tipos de crudo: crudo pesado y crudo ligero. La torre de destilación es dividida en siete secciones (unidades de control), como se muestra en la figura 6.

- Fondo
- Alimentación
- Gasóleo pesado
- Gasóleo ligero
- Kerosina
- Nafta pesada
- Domo

La torre A presenta un perímetro de 1530 cm (parte superior) y 1147 cm (parte inferior), es decir, que debían haber sido medido 24 puntos para las zonas de GOP, GOL, kerosina, nafta pesada y el domo de la torre y 16 puntos en el fondo, en vez de 4 puntos de medición por nivel, como se realizó en toda la torre.

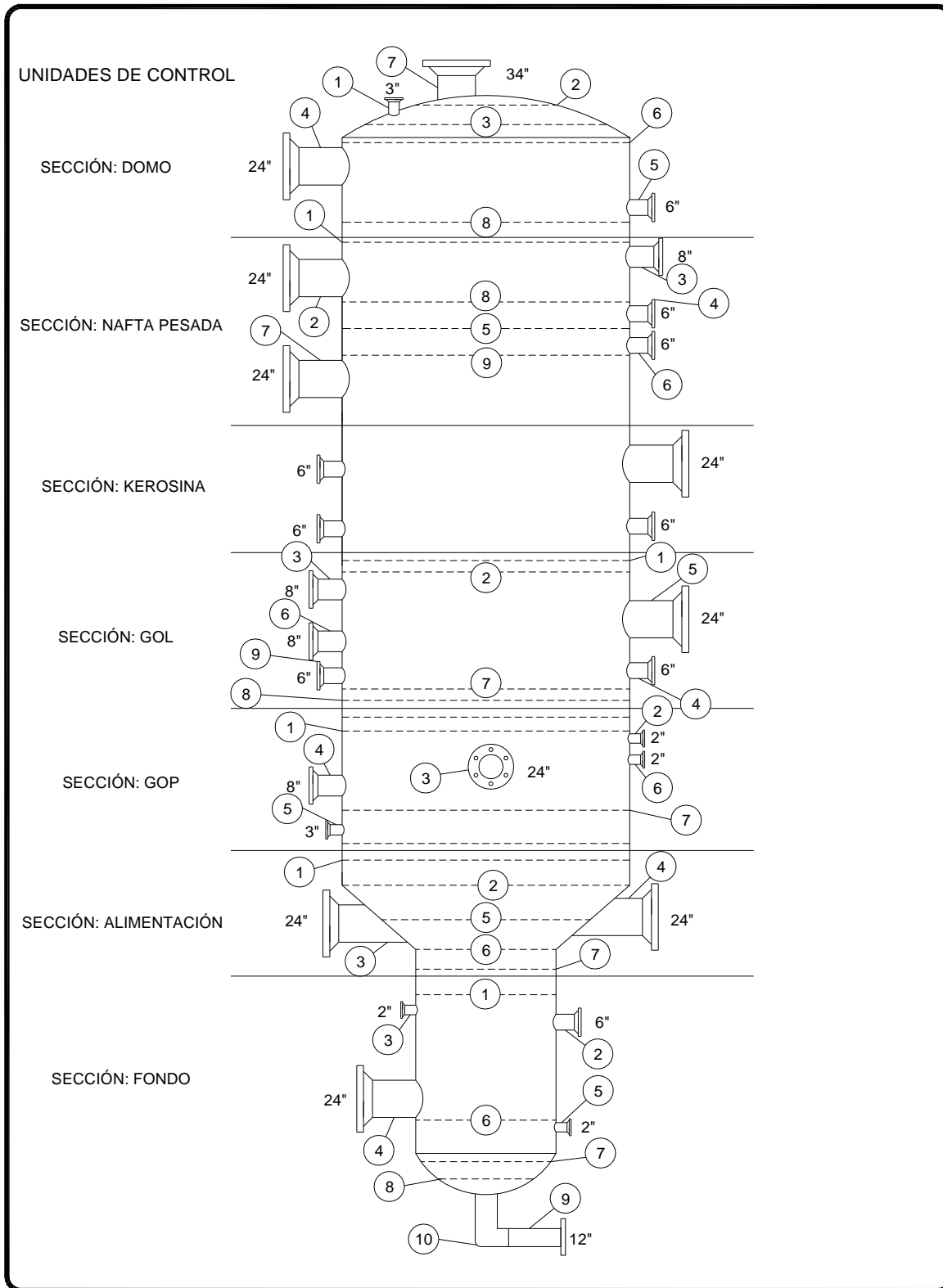


Figura 6. Seccionamiento y niveles de medición de la torre de destilación atmosférica del ejemplo A de acuerdo a su expediente de calibración.



Cada una de estas secciones, a excepción de la Kerosina, presenta diferentes fechas de medición de espesores, como se muestra en la tabla 8. En el anexo A-1 Ejemplo A, de la tabla A1 a A6 se muestra el registro de la medición de espesores para cada sección de la torre atmosférica.

Tabla 8. Registro de fechas de medición de espesores del ejemplo A.

Sección	Fechas de medición de espesores			
Fondo	Octubre 2002	Octubre 2006	Junio 2010	Julio 2010
Alimentación	Abril 2002	Abril 2006	Septiembre 2006	Junio 2010
GOP	Noviembre 2002	Mayo 2010		
Diesel	Octubre 2002	Octubre 2006	Mayo 2010	
Kerosina				
Nafta Pesada	Noviembre 2002	Octubre 2006	Mayo 2010	
Domo	Octubre 2002	Octubre 2006	Junio 2010	

Para la sección de fondo y alimentación se realizó la medición de espesores en dos ocasiones en el mismo año lo cual no ayudará mucho en el análisis de la rapidez de desgaste de estas secciones, por lo que para dicho análisis sólo utilizaremos una de las dos fechas registradas.

En la tabla A1 (sección fondo), se observa que para junio de 2010 sólo se pudieron medir dos niveles (1 y 11 de acuerdo a su expediente), mientras que para julio de 2010 se midieron cuatro niveles de medición (1, 2, 7 y 8 de acuerdo a su expediente), al final se obtiene el mismo número de niveles útiles (dos), pero junio de 2010 presenta más puntos de medición para un análisis de la rapidez de desgaste.

Así mismo, la tabla A1 muestra que los espesores registrados para el nivel 1 en junio y julio son exactamente los mismos, mientras que el nivel 11 de junio



presenta los mismos valores de medición que el nivel 2 de julio (cuando el nivel 11 no se midió en julio y el nivel 2 no se midió en junio), lo cual se pudo deber a que:

- Mezclan niveles de medición al momento de dar de alta en el SIMECELE.
- Sus niveles de medición no estén bien definidos. El nivel 11 no aparece en su diagrama de inspección, aunque si se ha realizado medición en las fechas anteriores a 2010.

Ahora, los niveles 7 y 8 que sólo se midieron en julio de 2010, presentan un engrosamiento de 16.7 a 53% comparado con octubre de 2002, mientras que comparado con octubre de 2006 va de 20.5 a 26%, como se muestra en la tabla 9.

Tabla 9. Comparación de espesores (mp) de julio de 2010 contra octubre de 2002 y octubre de 2006, ejemplo A.

Nivel ej. A	Octubre 2002 (mp)	Julio 2010 (mp)	%Engrosamiento
7	697	814	16.7
	687	826	20.2
	671	819	22.0
	685	814	18.8
8	645	970	50.3
	637	972	52.5
	633	969	53.0
	673	961	42.7
Nivel ej. A	Octubre 2006 (mp)	Julio 2010 (mp)	%Engrosamiento
7	675	814	20.5
	679	826	21.6
	650	819	26.0
	669	814	21.6
8	Inaccesible	970	-
		972	-
		969	-
		961	-



La guía DG-SASIPA-IT-00204 establece que cuando exista un engrosamiento con respecto a la medición anterior y éste sea $< 5\%$ se considerará como cero la velocidad de desgaste por punto, mientras que si se presenta un engrosamiento $> 5\%$ del espesor anterior la velocidad de desgaste, no tendrá valor y no se tomará en cuenta para el análisis de los datos. Lo que conlleva a que para los niveles analizados anteriormente no hay un valor de rapidez de desgaste; así se concluye que para julio de 2010 hay sólo dos niveles útiles para un análisis de los datos, el nivel 1 y 2.

Ahora, comparando los espesores del nivel 11 para octubre de 2006 y junio de 2010 se observa un desgaste del material, mientras que comprando los espesores del nivel 2 para octubre de 2006 y julio de 2010 se presenta un ligero engrosamiento para los cuatro puntos de medición, como se muestra en la tabla 10.

Tabla 10. Comparación de espesores de octubre de 2006 contra julio y junio de 2010, ejemplo A.

Nivel ej. A	Octubre 2006 (mp)	Julio 2010 (mp)	%Engrosamiento
2	520	541	4.0
	523	542	3.6
	504	530	5.1
	503	550	9.3
Nivel ej. A	Octubre 2006 (mp)	Junio 2010 (mp)	%Engrosamiento
11	542	541	-
	546	542	-
	534	530	-
	554	550	-

Si se utiliza el registro de espesores de julio de 2010 se obtendrían dos puntos con rapidez de desgaste de cero (engrosamiento $< 5\%$) y dos puntos de rapidez de desgaste sin valor (engrosamiento $> 5\%$), es decir, menos puntos para el análisis, por lo tanto se optó por utilizar los datos de junio de 2010 para el análisis de la rapidez de desgaste.



En la sección de alimentación se realizó la medición de espesores en dos ocasiones en el mismo año (2006) como se muestra en la tabla A2, durante los meses de abril y septiembre, donde sólo en abril no se midió un punto y para septiembre se realizó un 100% de medición.

Para el análisis de los datos se utilizaron las mediciones de abril, las cuales en ningún punto presentan engrosamiento, es decir, hay un desgaste del material como debería esperarse, mientras que más de la mitad de las mediciones de septiembre presentan engrosamiento, todas menor al 5%, lo que llevaría a un valor de rapidez de desgaste igual a cero, ver tabla 11.

Tabla 11. Comparación de espesores de abril y septiembre de 2006 contra abril de 2002.

Nivel ej. A	Abril 2002	Abril 2006		Septiembre 2006	
	Espesor (mp)	Espesor (mp)	%Engrosamiento	Espesor (mp)	%Engrosamiento
1	669	625	0	661	0
	648	593	0	657	1.3
	645	593	0	658	2.0
	655	625	0	664	1.3
2	640	575	0	643	0.4
	641	593	0	644	0.4
	649	593	0	633	0
	647	575	0	643	0
3	524	475	0	524	0
	518	475	0	527	1.7
	508	475	0	519	2.1
	513	500	0	519	1.1
4	533	500	0	540	1.3
	546	500	0	536	0
	Inaccesible	Inaccesible		544	
	538	495	0	549	2.0
5	642	625	0	644	0.3
	649	625	0	633	0
	638	625	0	634	0
	646	625	0	668	3.4
6	642	593	0	651	1.4
	657	593	0	650	0
	638	572	0	659	3.2



Nivel ej. A	Abril 2002	Abril 2006		Septiembre 2006	
	Espesor (mp)	Espesor (mp)	%Engrosamiento	Espesor (mp)	%Engrosamiento
	653	572	0	655	0.3
7	555	500	0	510	0
	555	490	0	544	0
	556	490	0	550	0
	648	505	0	520	0

Así para el análisis de la rapidez de desgaste que se presenta en la torre de destilación sólo utilizaremos una de las dos fechas registradas:

- ✓ Fondo: Junio de 2010
- ✓ Alimentación: Abril de 2006

El registro de la rapidez de desgaste de las diferentes secciones que componen a la torre de destilación se presenta en las tablas 12 a 17.



Tabla 12. Registro de la rapidez de desgaste puntual para la sección del fondo (cuerpo).

Fecha		2006	2010		
Diámetro (in)	Nivel ej. A	Punto	Rapidez de desgaste (mpa)	Rapidez de desgaste (mpa)	Observaciones
144	1	1.1	0	0.55	Los puntos de rapidez de desgaste con valor de cero es debido a que se presentó engrosamiento < 5%.
		1.2	5.75	1.91	
		1.3	0.5	2.73	
		1.4	3	0.55	
144	11	2.1	0	0.27	
		2.2	2.25	1.09	
		2.3	0	1.09	
		2.4	0	1.09	
144	7	3.1	5.5		Para el 2010 no hay rapidez de desgaste porque no hubo medición para este año.
		3.2	2		
		3.3	5.25		
		3.4	4		
144	8	4.1			Solo tiene medición de espesores en 2002 ya que, en 2006 y 2010 se reporta como nivel inaccesible.
		4.2			
		4.3			
		4.4			
144	6	5.1	2.75		No hay rapidez de desgaste para 2010 porque no hay mediciones para este año. La rapidez de desgaste para el 2006 con valor de cero es por engrosamiento.
		5.2	2.75		
		5.3	0		
		5.4	0		



Tabla 13. Registro de la rapidez de desgaste puntual para la sección de alimentación (cuerpo).

Fecha			2006	2010	Observaciones	
Diámetro (in)	Nivel ej. A	Punto	Rapidez de desgaste (mpa)	Rapidez de desgaste (mpa)		
Se desconoce	1	6.1	11	0	Los puntos de rapidez de desgaste se invalidaron porque se presentó engrosamiento el cual fue > 5%.	
		6.2	13.75	-		
		6.3	13	-		
		6.4	7.5	-		
	2	7.1	16.25	-		
		7.2	12	-		
		7.3	14	-		
		7.4	18	-		
	5	8.1	4.25	0		
		8.2	6	0		
		8.3	3.25	0		
		8.4	5.25			
	6	9.1	12.25			No hay rapidez de desgaste para 2010 porque no hubo mediciones para este año.
		9.2	16			
		9.3	16.5			
		9.4	20.25			
7	10.1	13.75				
	10.2	16.25				
	10.3	16.5				
	10.4	35.75				

Los valores de rapidez de desgaste invalidadas (-) no se consideran en el análisis.



Tabla 14. Registro de la rapidez de desgaste puntual para la sección de gasóleo pesado (cuerpo).

Diámetro (in)	Nivel ej. A	Punto	Rapidez de desgaste (mpa)	Rapidez de desgaste (mpa)	Observaciones
192	1	11.1			No hay rapidez de desgaste para 2006 ni para 2010 porque esta sección solo se midió en Noviembre del 2002.
		11.2			
		11.3			
		11.4			
192	7	12.1			
		12.2			
		12.3			
		12.4			
192	8	13.2			
		13.2			
		13.3			
		13.4			
192	9	14.1			
		14.2			
		14.3			
		14.4			



Tabla 15. Registro de la rapidez de desgaste puntual para la sección de gasóleo ligero (cuerpo).

Fecha			2006	2010	Observaciones
Diámetro (in)	Nivel ej. A	Punto	Rapidez de desgaste (mpa)	Rapidez de desgaste (mpa)	
192	1	15.1	26	-	Para el 2010 los puntos de rapidez de desgaste se invalidaron porque se presentó engrosamiento el cual fue > 5%
		15.2	16.75	-	
		15.3	18.5	-	
		15.4	24.5	-	
192	2	16.1			No se reportan rapidez de desgaste en 2006 porque para 2002 y 2006 el nivel se reportó como inaccesible, en 2010 si se midió pero no hay con que comparar.
		16.2			
		16.3			
		16.4			
192	7	17.1	1.5	0	Para 2010 los valores de rapidez de desgaste cero son por engrosamiento < 5% mientras que los valores anulados son porque el engrosamiento es > 5%.
		17.2	2	0	
		17.3	3.75	-	
		17.4	0.75	-	
192	8	18.1	0	20.93	
		18.2	0	19.26	
		18.3	0	19.82	
		18.4	-	19.54	

Después de la sección de gasóleo ligero se encuentra la sección de Kerosina, para la cual no se presenta expediente y por lo tanto, no se presenta un registro de medición de espesores, así que no se realizará un análisis para esta sección, aunque esta zona se ve marcada en la figura 6.



Tabla 16. Registro de la rapidez de desgaste puntual para la sección de nafta pesada (cuerpo).

Fecha			2006	2010	
Diámetro (in)	Nivel ej. A	Punto	Rapidez de desgaste (mpa)	Rapidez de desgaste (mpa)	Observaciones
192	1	19.1	5.11		No hay rapidez de desgaste para 2010 porque para esa fecha se reportó inaccesible el nivel de medición.
		19.2	0.51		
		19.3	-		
		19.4	5.36		
192	9	20.1	0	0	La rapidez de desgaste con valor cero es porque en estos puntos de medición se presentó engrosamiento > 5%.
		20.2	2.30	0	
		20.3	-	3.91	
		20.4	0	5.02	
192	5	21.1	0	0	
		21.2	0.51	0.28	
		21.3	-	1.67	
		21.4	0	4.74	
192	8	22.1	6.13		Para 2010 no se presentan valores de rapidez de desgaste porque para este año se reportó el nivel como inaccesible.
		22.2	3.83		
		22.3	-		
		22.4	0		
192	10	23.1			Para este nivel no se reportan valores de rapidez de desgaste porque solo se midió en 2006, por lo tanto no hay con que otras fechas comparar.
		23.2			
		23.3			
		23.4			



Tabla 17. Registro de la velocidad de desgaste puntual para la sección del domo (cuerpo).

Fecha			2006	2010	Observaciones
Diámetro (in)	Nivel ej. A	Punto	Rapidez de desgaste (mpa)	Rapidez de desgaste (mpa)	
192	2	24.1	0	6.00	La velocidad de desgaste de valor cero es porque en estos puntos de medición se presentó engrosamiento < 5%.
		24.2	5.25	0	
		24.3	1.25	13.36	
		24.4	2.00	0	
192	6	25.1	1.25	-	Los valores de velocidad de desgaste de cero es por engrosamiento < 5%, mientras que los valores anulados es debido a que el engrosamiento es > 5%.
		25.2	1.75	10.91	
		25.2	0	10.36	
		25.4	5.00	-	
192	8	25.1	1.75	0.55	Los valores de velocidad de desgaste de cero es por engrosamiento < 5%, mientras que los valores anulados es debido a que el engrosamiento es > 5%.
		25.2	-	18.54	
		25.2	0	0	
		25.4	0.50	1.36	
192	3	26.1	0	14.18	La velocidad de desgaste de valor cero es porque en estos puntos de medición se presentó engrosamiento > 5%.
		26.2	1.00	11.45	
		26.3	0	14.18	
		26.4	0	10.36	
192	9	27.1	0	1.64	La velocidad de desgaste de valor cero es porque en estos puntos de medición se presentó engrosamiento > 5%.
		27.2	1.00	1.09	
		27.3	2.25	18.27	
		27.4	1.25	9.27	



En la figura 7 se observa que la alimentación presenta una creciente rapidez de desgaste en comparación con la sección del fondo, lo interesante resulta ser los cuatro puntos de la sección de gasóleo ligero (GOL), ya que, presentan una rapidez de corrosión más o menos similar a la alimentación, y el resto de los puntos del GOL presentan poco desgaste de material, homogéneo a la sección de nafta pesada y la parte del domo.

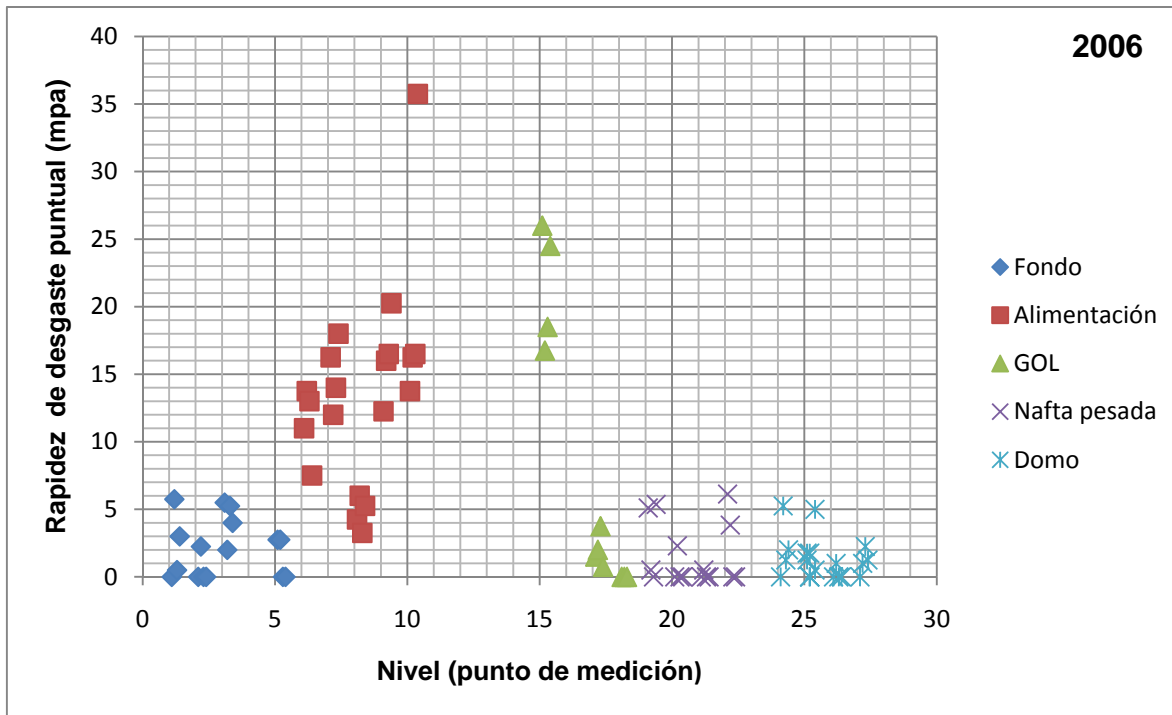


Figura 7. Rapidez de desgaste por punto de medición (2006), ejemplo A.

La torre de destilación cuenta en su totalidad con recubrimiento interno; las secciones de kerosina, nafta pesada, domo y una parte de la sección de gasóleo ligero tiene como recubrimiento monel (ver figura 8) por su alta resistencia a las atmosferas corrosivas, es por esta razón que en la figura 7 se observa poco desgaste de material a partir de cierta zona de gasóleo ligero hasta el domo de la torre.

La zona que incluye las secciones de GOP, alimentación, fondo y una parte del GOL presenta como recubrimiento interno una aleación tipo 410, es decir, acero inoxidable martensítico (13 Cr), que aunque contiene cromo (Cr), el cual

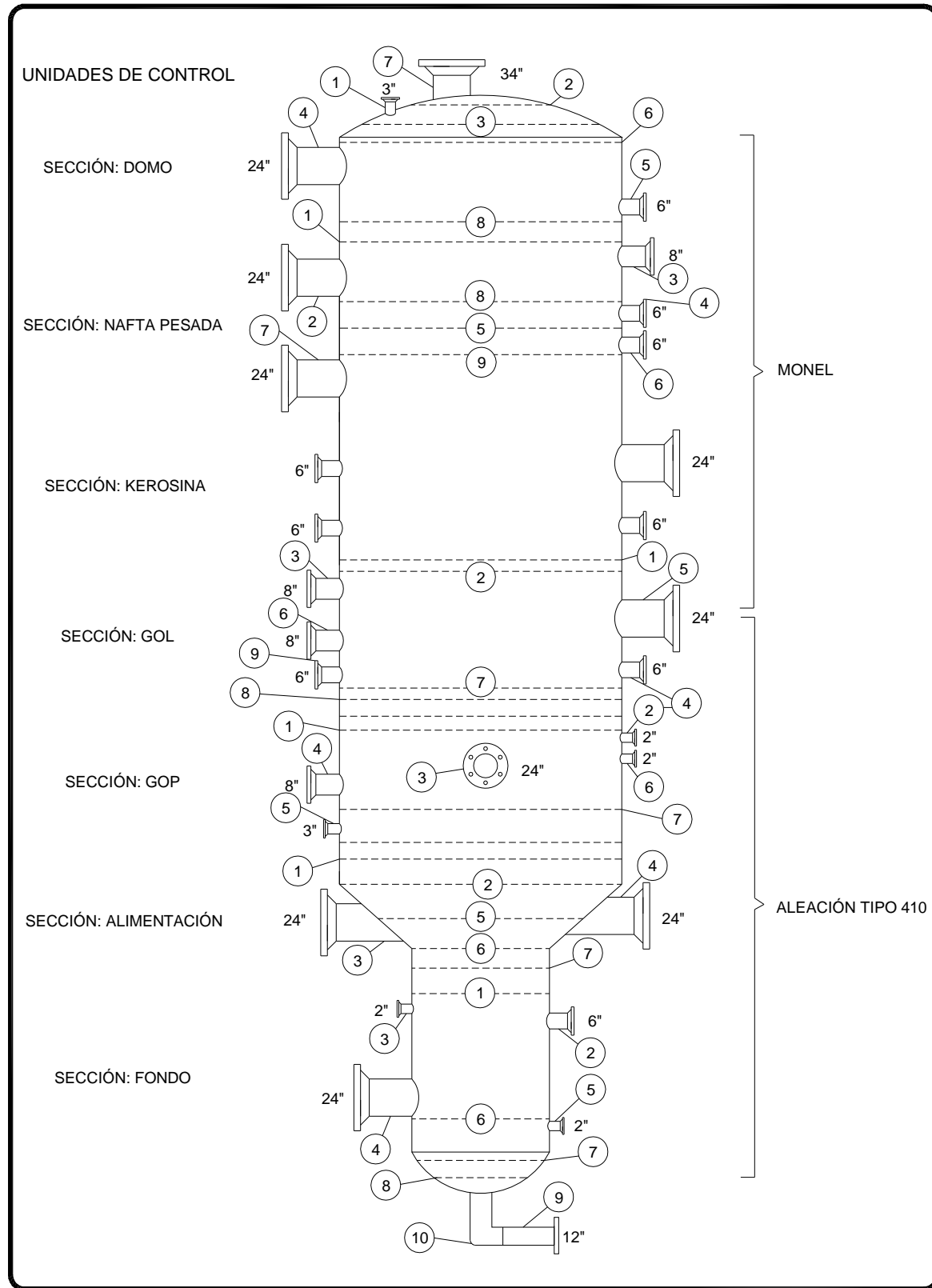


Figura 8. Recubrimiento de la torre de destilación, ejemplo A.



proporciona cierta resistencia a la corrosión, resulta ser una aleación menos resistente que el monel.

La alimentación presenta alta rapidez de desgaste para 2006, hay puntos de rapidez de desgaste críticos, como se muestra en la figura 7, provocado por el cambio de régimen de flujo que se presenta en esa sección. La carga, al ingresar a la torre presenta un cambio de régimen debido a la diferencia de diámetro que existe entre la torre y el tubo de alimentación. La carga, así mismo puede provocar el fenómeno de fatiga del material de la torre. La rotura del material se produce más fácilmente por cargas cíclicas que por cargas estáticas, es decir, que el flujo continuo y turbulento de alimentación puede provocar el desgaste de material que podrían llevar a la formación de grietas que continuarían con su propagación hasta llegar a la rotura del material. Se utilizan otro tipo de pruebas no destructivas, como inspección visual, líquidos penetrantes o partículas magnéticas, para determinar si existe alguna grieta o discontinuidad en el material.

La sección de fondo se ve afectada en la pérdida de material metálico, como se muestra en la figura 7, por la acumulación de arena y metales. Estos últimos forman parte de estructuras orgánicas complejas tipo parafinas, y por lo tanto se concentran en los residuos de destilación atmosférica, comúnmente son Vanadio (V), Fierro (Fe) y Sodio (Na).⁽³⁾

La geometría desempeña un rol importante en esta torre, porque el fondo tiene la función de una bota acumuladora de líquido, como se muestra en la figura 9, al mismo tiempo este tipo de geometría no permite la formación de coque, que se produce a altas temperaturas como las que se presentan en el fondo, ya que, si se llegará a producir se tendría que remover para el óptimo funcionamiento de la torre, lo cual sería posible sólo si hubiera paro de planta.

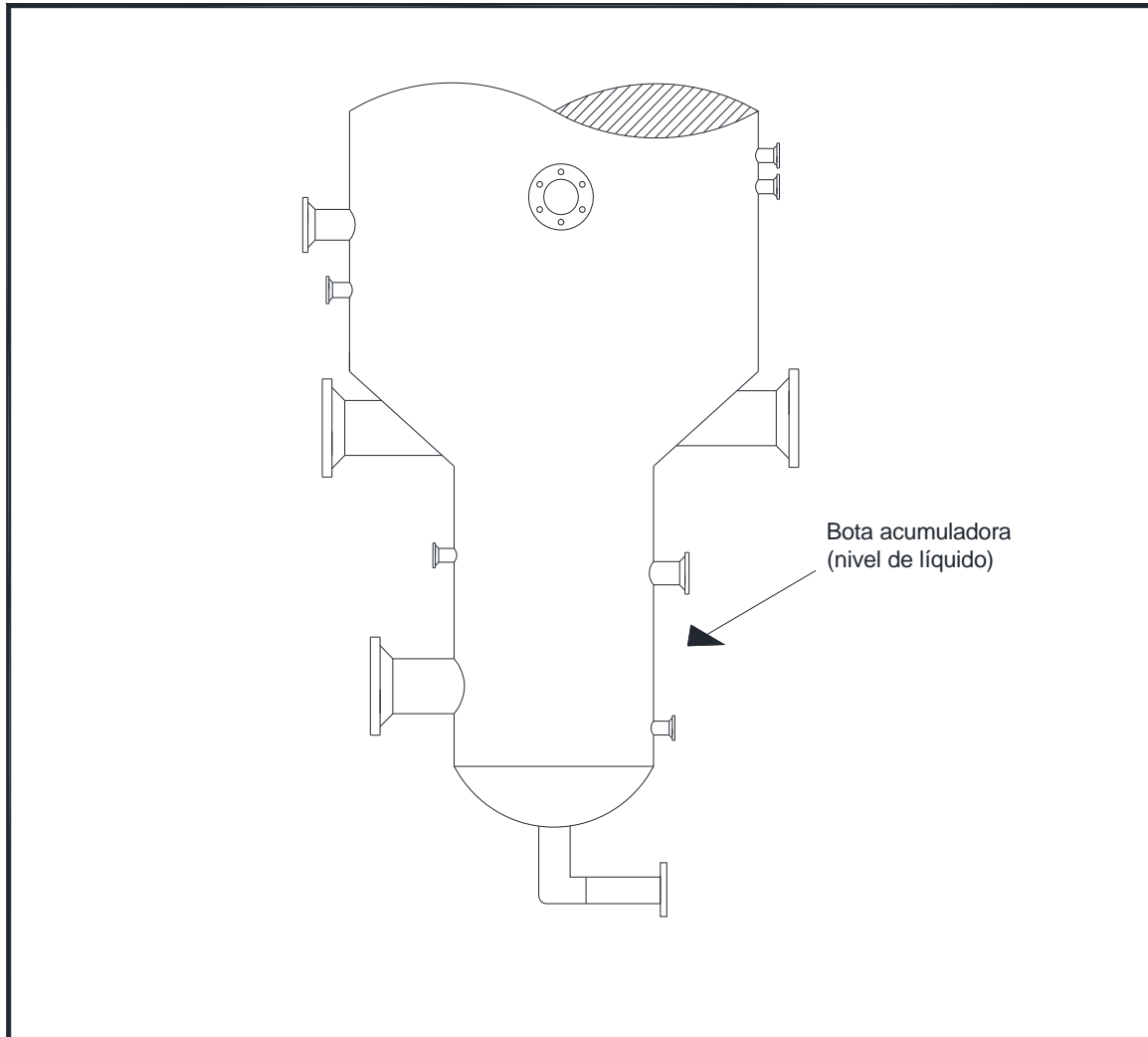


Figura 9. Geometría del fondo de la torre del ejemplo A.

Así, en la figura 7 se observa que la torre de destilación del ejemplo A presenta zonas con rapidez de corrosión homogéneas, por lo que resulta conveniente seccionarla en fondo, alimentación y domo, ver figura 10, estas zonas están conformadas por secciones que se incluyen en su expediente de calibración:

- Fondo: Fondo
- Alimentación: Alimentación, Gasóleo pesado y Gasóleo ligero
- Domo: Gasóleo ligero, Nafta pesada y Domo, Zona con monel.

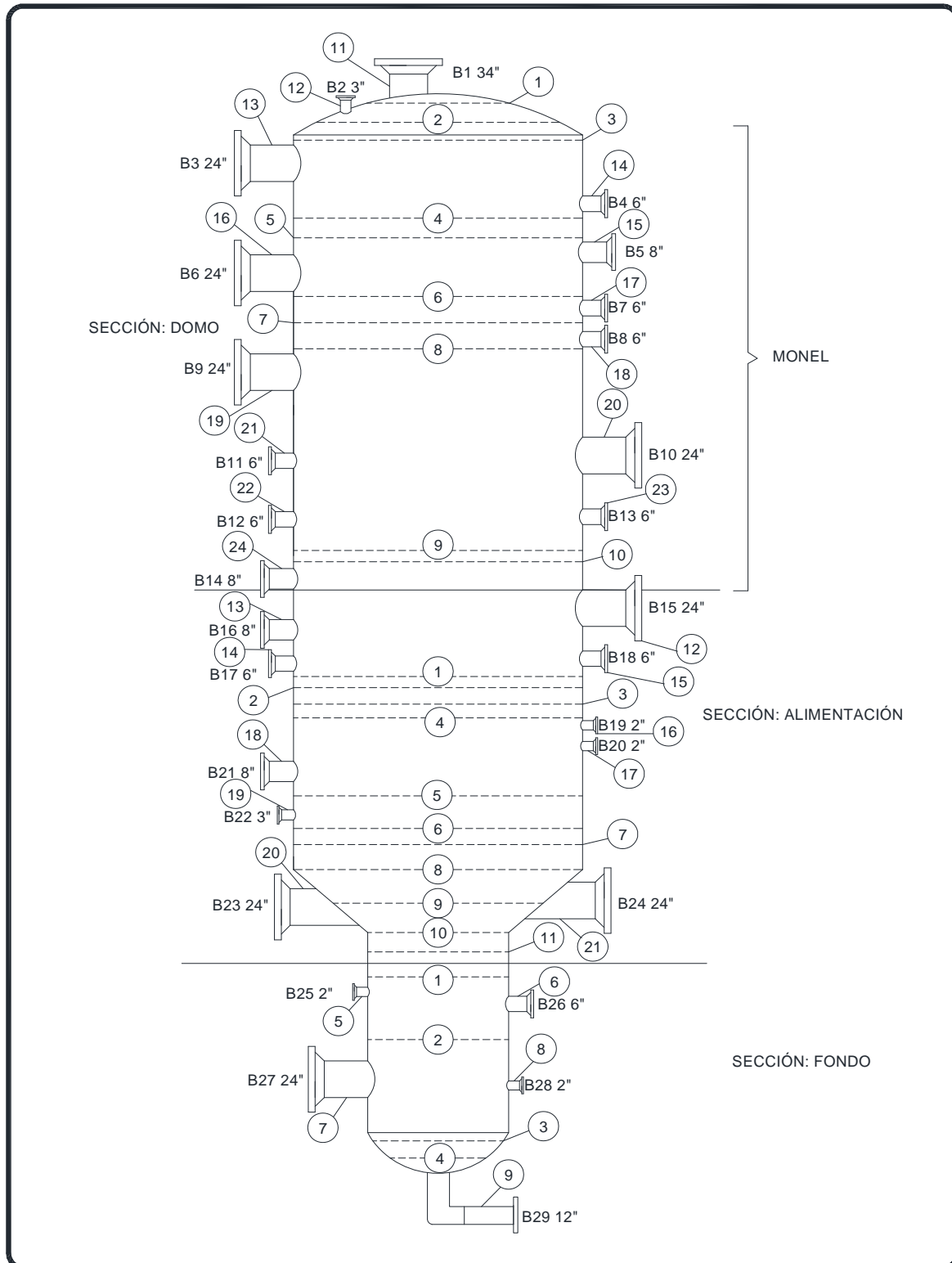


Figura 10. Seccionamiento y niveles de medición de la torre del ejemplo A con base al análisis de la rapidez de desgaste que se presenta en la torre.



Este seccionamiento va conforme a la guía DG-SASIPA-IT-00204 que menciona que recipientes y torres con recubrimiento interno considerarlos como una sola unidad de control, y cuando este recubrimiento sea parcial, tomar como unidades de control: zona protegida y zona sin protección. La figura 10 muestra el seccionamiento de la torre de destilación del ejemplo A con base al análisis de su rapidez de desgaste, este seccionamiento tiene más niveles de medición debido a que se incluyen los de la sección de Kerosina del cual no hay registro de medición de espesores.

Este análisis no incluye la rapidez de desgaste de secciones como:

- Gasóleo pesado, porque no cuenta con mediciones completas con lo que no se puede determinar una rapidez de desgaste para sus puntos de medición.
- Kerosina, ya que no se cuenta con un expediente de medición de espesores, lo cual se puede deber a:
 - ✓ Sea una sección inaccesible de medir.
 - ✓ Se haya perdido el expediente de registro de medición de espesores.

Ahora, comparando la figura 7 y 11 se observa una disminución en la rapidez de desgaste en la zona de fondo, aunque esto resulta ser poco concluyente debido a que para 2010 se cuenta con un menor número de puntos de rapidez de desgaste, a causa de la discontinuidad de los trabajos de medición de espesores. El domo de la torre (de acuerdo a nuestro seccionamiento) presenta altos valores de rapidez de corrosión para 2010, puntos críticos, en comparación con 2006, esto se puede deber a que el recubrimiento interno esté perdiendo resistencia por:

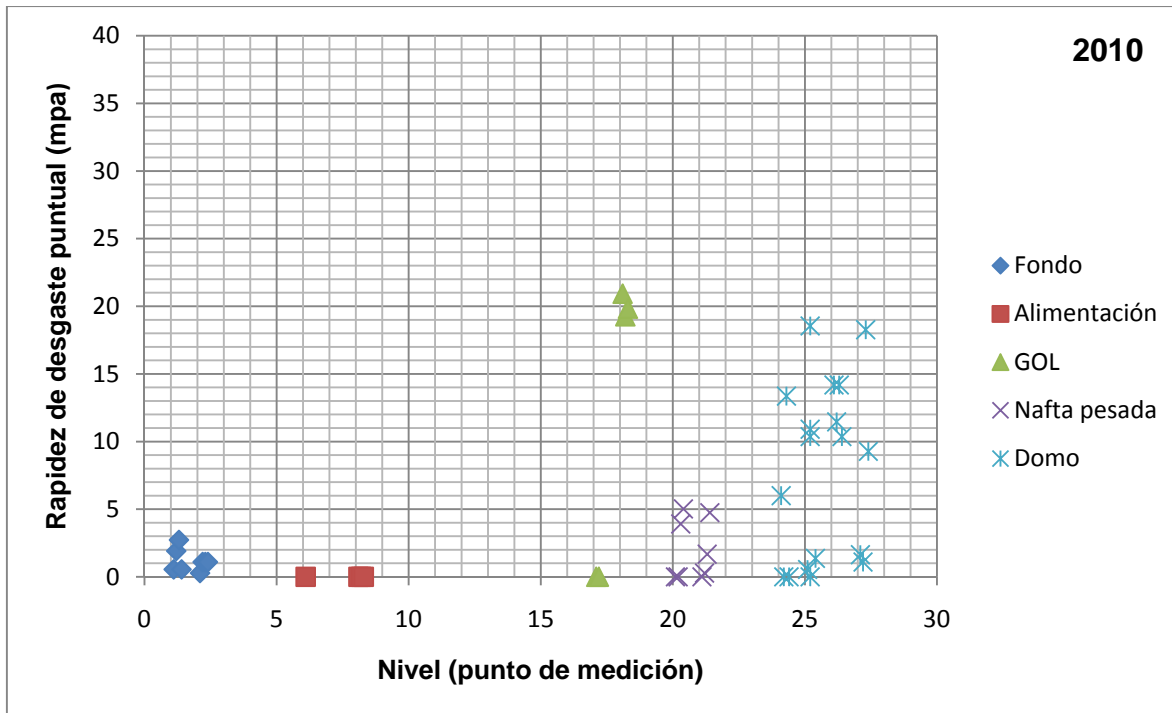


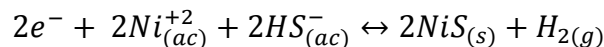
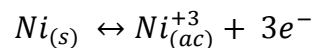
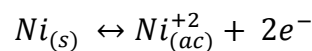
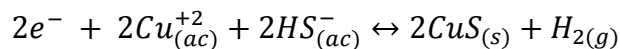
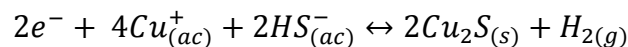
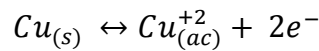
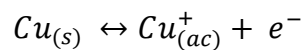
Figura 11. Rapidez de desgaste por punto de medición (2010), ejemplo A.

- Agrietamiento intergranular por estar expuesto a altas temperaturas.
 - ✓ En monel se ha observado que el hidrógeno (H_2) induce el agrietamiento y después de un pequeño periodo de tiempo conduce a agrietamiento intergranular. ⁽¹⁸⁾
 - ✓ En diferentes profundidades de la superficie del acero, en el centro de la placa, o cerca de una soldadura se pueden formar ampollas debido a la exposición de hidrógeno a altas temperaturas. ⁽¹¹⁾
- Estar expuesto durante tiempos prolongados a ácido sulfhídrico (H_2S), ácido clorhídrico (HCl), oxígeno (O_2) y ácido nafténico que conduce a la reducción de la resistencia a la corrosión ⁽¹⁸⁾. La presencia de diferentes compuestos a altas temperaturas, como los mencionados anteriormente, significa un incremento en la corrosión, como la que se presenta en los domos de las torres de destilación.



Este último punto está ligado con la corrosión bajo tensión por haluros como cloruros y sulfuros, fenómenos que se conocen como SSC (Sulfide Stress Cracking) y CSCC (Chloride Stress Corrosion Cracking) respectivamente.

El monel resulta ser “inmune” al CSCC por su alto contenido de Níquel (Ni), pero no al fenómeno SSC que resulta de la presencia de compuestos de azufre como el ácido sulfhídrico (H₂S) en el entorno. Cuando el tiempo expuesto a gases corrosivos es largo, el níquel (Ni) y el cobre (Cu) podrían reaccionar de la siguiente manera:

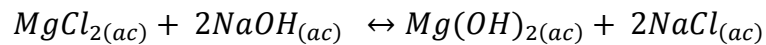
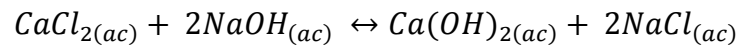


Por otra parte, las moléculas de oxígeno pudieran reaccionar con H₂S y producir dióxido de azufre (SO₂), intensificando el fenómeno de corrosión produciendo así óxidos y sulfuros de cobre y níquel. ⁽¹⁸⁾

El monel resulta ser inmune hasta cierto punto al fenómeno CSCC (Chloride Stress Corrosion Cracking), pero éste puede presentarse en caso de que el material se vea afectado en su resistencia a la corrosión, como se muestra en la figura 11. Este fenómeno se puede ver intensificado cuando el crudo tenga un alto contenido de sales. Las desaladoras presentan una alta eficiencia para eliminar, principalmente, el cloruro de sodio (NaCl), es por esta razón que se le agrega sosa (NaOH) al crudo antes de entrar a dicho equipo, para transformar el cloruro de

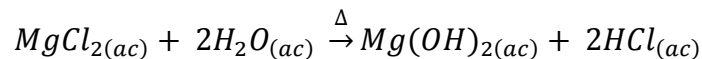
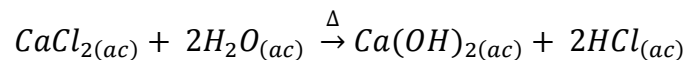
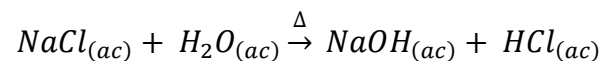


magnesio ($MgCl_2$) y cloruro de calcio ($CaCl_2$) en cloruro de sodio, como se muestra en las siguientes reacciones:



Esto minimizaría la generación de ácido clorhídrico (HCl), que de otra forma producirá fuertes problemas de corrosión en las torres y equipos asociados, así al transformar el cloruro de magnesio y cloruro de calcio en cloruro de sodio se logrará:

- ✓ Obtener una eficiencia alta en la remoción de sales en la desaladora, ya que se está eliminando solamente cloruro de sodio.
- ✓ Disminuir la producción de ácido clorhídrico, porque para cada molécula de Ca^{2+} y Mg^{2+} se genera el doble de ácido que para Na^+ , como se muestra a continuación:





3.2.1 Ejemplo B

La planta primaria del ejemplo B tiene una capacidad de 54 690 BPD, inicialmente fue diseñada para procesar crudo ligero, pero se ha optado por utilizar una mezcla de crudos. Se obtienen como productos: Nafta, Kerosina, Gasóleo Ligero, Gasóleo Pesado y Residuo, posteriormente se hicieron modificaciones al diseño que permitieron obtener un sexto producto, turbosina.

La torre de destilación atmosférica se considera como una unidad de control, ver figura 12, no se divide en secciones como en el ejemplo A, por lo tanto se cuenta con un solo expediente de calibración, con tres fechas de medición de espesores, como se muestra en la tabla 18.

Tabla 18. Registro de las fechas de medición de espesor de la torre del ejemplo B.

Sección	Fechas de medición		
Cuerpo	Julio de 1999	Junio de 2005	Octubre de 2011

El registro de la medición de espesores se encuentra en el anexo A-2 Ejemplo B, de la tabla A7 a A9. Se determinó la rapidez de desgaste con base al anexo B “Análisis estadístico formal para determinar la velocidad máxima ajustada”, estos valores se muestran en la tabla 19 y en las figuras 13 y 14 para 2005 y 2011 respectivamente. Se miden 8 puntos por cada nivel de medición de espesores, lo cual sería correcto si toda la torre presentará recubrimiento interno. Dado que presenta un perímetro de 1197 cm le corresponden 16 puntos de medición y como menciona la guía sería la mitad de puntos en caso de presentar recubrimiento, pero se desconoce esta información.

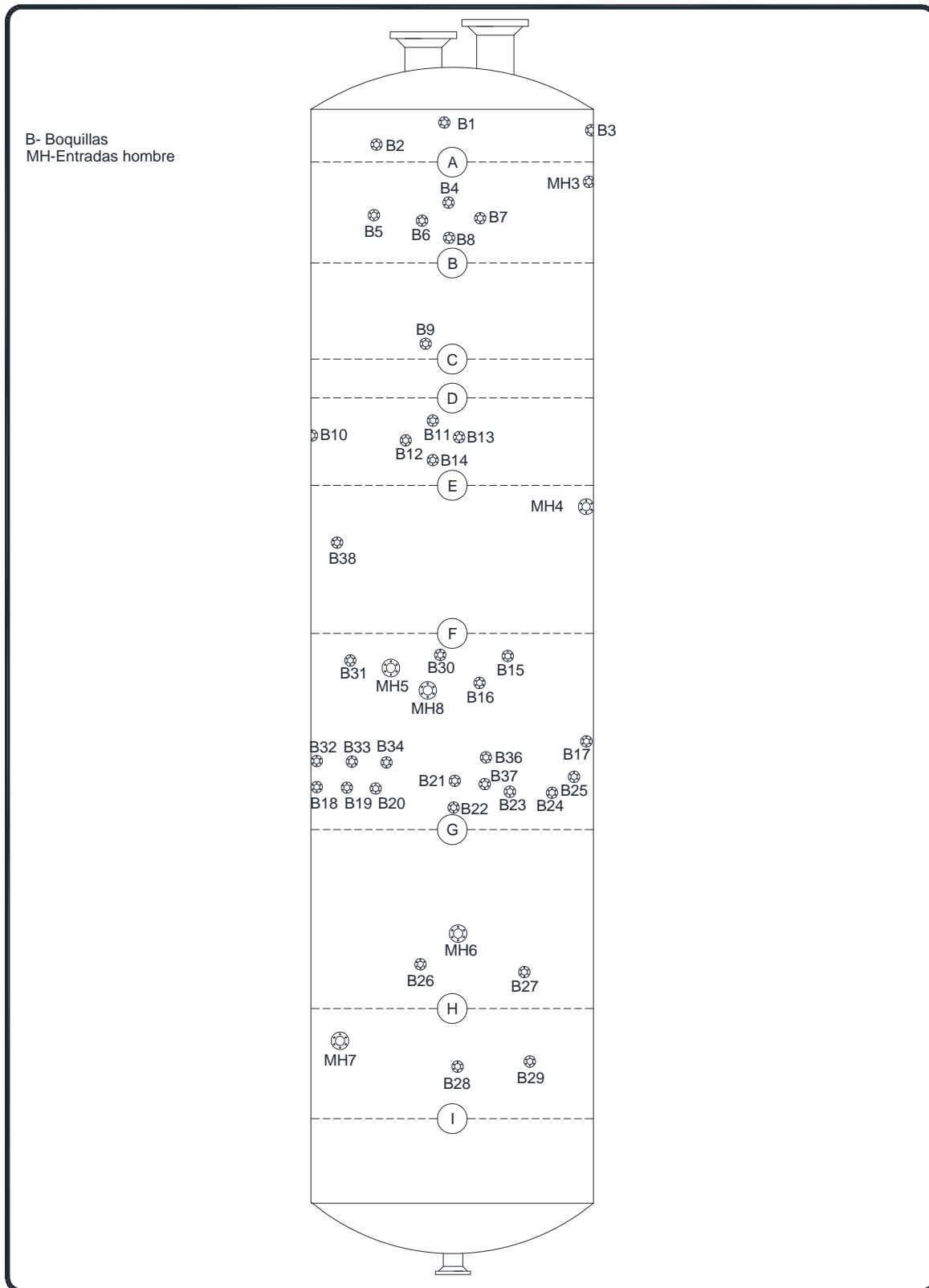


Figura 12. Niveles de medición de la torre de destilación del ejemplo B.



Tabla 19. Registro de la rapidez de desgaste para los niveles de la torres del ejemplo B.

Fecha			2005	2011	Observaciones
Diámetro (in)	Nivel ej. B	Punto	Rapidez de desgaste (mpa)	Rapidez de desgaste (mpa)	
150	A	1.1			Para rapidez de desgaste igual a cero es porque se presentó engrosamiento < 5%. Mientras que para los puntos que no se presenta rapidez de desgaste es porque para 1999 y 2005 solo se midieron tres puntos, para 2011 se presentó un 100% de medición de espesores.
		1.2	2.53	3.16	
		1.3	0.84	6.32	
		1.4	0	9.48	
		1.5			
		1.6			
		1.7			
		1.8			
	B	2.1	2.53	5.53	Los puntos de medición que presentan valores rapidez de desgaste igual a cero es porque se presentó engrosamiento < 5%, con excepción del punto 2.2 que no registra pérdida de espesor.
		2.2	0	11.06	
		2.3	0	7.11	
		2.4	0.84	6.32	
		2.5	0	9.48	
		2.6	0.84	3.16	
		2.7	0	8.69	
		2.8	2.53	6.32	
	C	3.1	0		Los puntos de medición que presentan valores rapidez de desgaste igual a cero es porque se presentó engrosamiento < 5%, con excepción del punto 3.2 y 3.5 que no presentan pérdida de espesor. Para los últimos puntos (3.7 y 3.8) no se presenta rapidez de desgaste porque estos no se midieron para 2005 y 2011.
		3.2	0	6.32	
3.3		1.69	6.32		
3.4		0	4.74		
3.5		0	3.16		
3.6		1.69	6.32		
3.7					
3.8					



Fecha			2005	2011	Observaciones
Diámetro (in)	Nivel ej. B	Punto	Rapidez de desgaste (mpa)	Rapidez de desgaste (mpa)	
150	D	4.1			Para 2005 se presentan cuatro puntos de medición con rapidez de desgaste igual a cero por engrosamiento < 5%, mientras que para 2011 es porque no se presenta pérdida de material. Los puntos que no presentan registro de rapidez es porque alguno de ellos no se midió en alguno de los años de medición, no hay continuidad en las inspecciones.
		4.2			
		4.3	0	0	
		4.4	0	0	
		4.5	0	0	
		4.6	0	0	
		4.7			
		4.8			
	E	5.1	0	3.16	Los puntos de medición que presentan valores rapidez de desgaste igual a cero son porque se presentó engrosamiento < 5%.
		5.2	0	3.16	
		5.3	1.69	5.53	
		5.4	3.38	3.16	
		5.5	0	4.74	
		5.6	3.38	4.74	
		5.7	1.69	5.53	
		5.8	0.84	7.90	
	F	6.1	1.69	3.16	Los puntos de medición que presentan valores rapidez de desgaste igual a cero es porque se presentó engrosamiento < 5%, con excepción de los puntos 6.3 al 6.5 que no registran pérdida de espesor.
		6.2	0	7.11	
		6.3	0	4.74	
		6.4	0	3.95	
		6.5	0	3.95	
		6.6	1.69	3.16	
		6.7	0	2.37	
		6.8	2.53	3.16	
G	7.1	0	3.16	Los puntos de medición que presentan	



Fecha			2005	2011	Observaciones
Diámetro (in)	Nivel ej. B	Punto	Rapidez de desgaste (mpa)	Rapidez de desgaste (mpa)	
150		7.2			valores rapidez de desgaste igual a cero es porque se presentó engrosamiento < 5%, con excepción de los puntos 7.1, 7.7 y 7.8 para 2005 y 7.6 para 2011 que no registran pérdida de espesor. El punto 7.2 sólo se calibro en 2011.
		7.3	0	3.16	
		7.4	0	6.32	
		7.5	1.69	3.95	
		7.6	1.69	0	
		7.7	0	3.16	
		7.8	0	2.37	
		H	8.1	4.22	
	8.2		0	3.16	
	8.3		1.69	3.16	
	8.4		0	6.32	
	8.5		1.69	4.74	
	8.6		3.38	3.95	
	8.7		3.38	3.16	
	I	8.8	0	3.16	Los puntos de medición que presentan valores rapidez de desgaste igual a cero son porque se presentó engrosamiento < 5%.
		9.1	1.69	3.16	
		9.2	1.69	5.53	
		9.3	0.84	4.74	
9.4		1.69	3.16		
9.5		0	4.74		
9.6		0.84	3.95		
9.7		1.69	3.95		
		9.8	0	3.16	

Nota 1: El punto corresponde a la orientación en que se midió (ver tabla A7, anexo A-2).

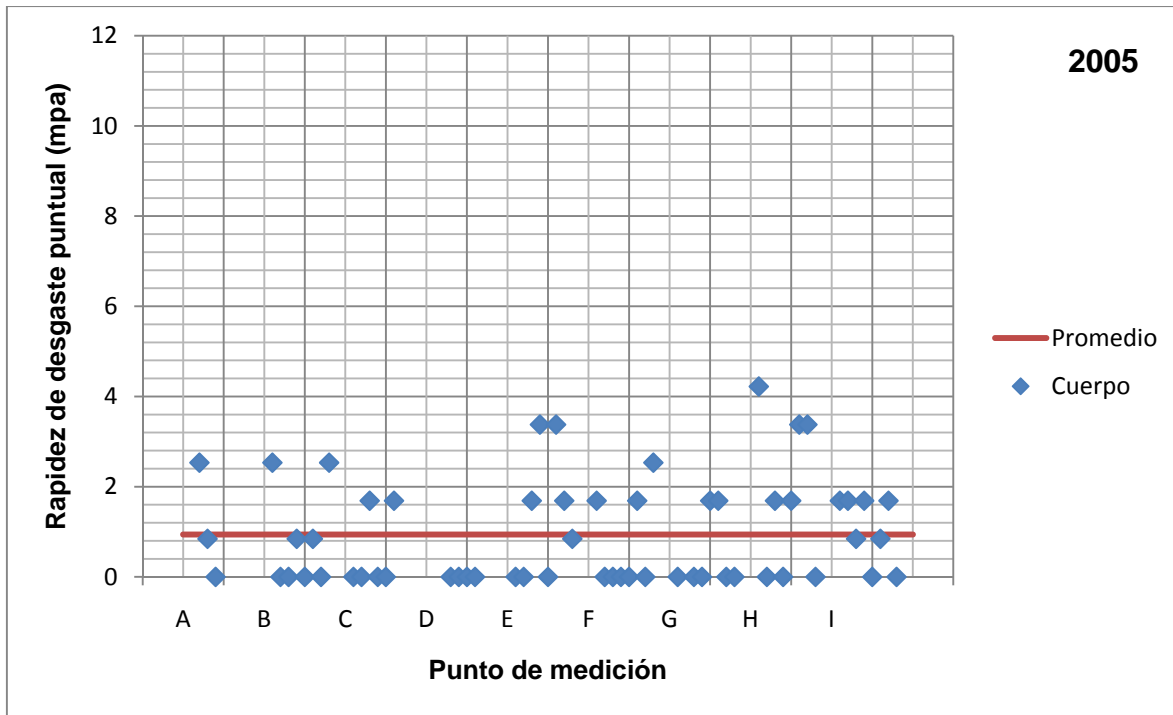


Figura 13. Rapidez de desgaste por punto de medición (2005), ejemplo B.

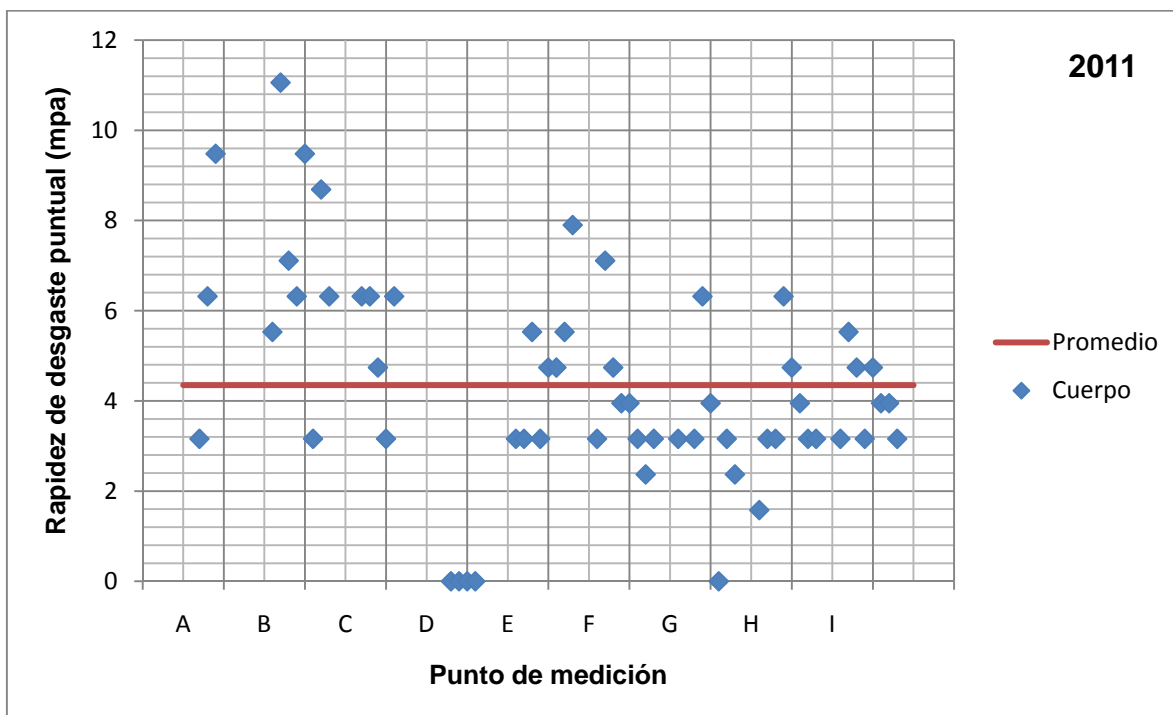


Figura 14. Rapidez de desgaste por punto de medición (2011), ejemplo B.



La figura 13 y 14 muestran la rapidez de desgaste por punto de medición siendo los primeros niveles los del domo de la torre y los últimos niveles de medición los del fondo, como se muestran en la figura 11. En la figura 13 se muestra que la rapidez de desgaste a lo largo de la torre es totalmente uniforme, no existen zonas de bajos o altos puntos de rapidez de corrosión. La figura 14 muestra que la rapidez de desgaste incremento, incluso presentando puntos críticos en el domo, zona de la torre que presenta mayor desgaste en 2011; también se observa que la rapidez de desgaste aumenta a medida que aumenta la altura de la torre.

Es difícil seccionar la torre como en el ejemplo A, debido a que no se conoce con exactitud cada zona de la torre, aunque comparando la figura 13 y 14 se observa que para 2011 hay mayor rapidez de corrosión que para 2005, incluso esto se ve reflejado en los valores de rapidez de desgaste promedio (D_{prom}), 0.94 mpa para 2005 y 4.35 mpa para 2011.

La disminución de espesores de julio de 1999 a junio de 2005 es muy baja (en promedio de 800 a 801.5 mp), lo cual no refleja el cambio esperado en la torre, ya que, se espera una pérdida de espesor a medida que transcurre el tiempo, este comportamiento se ve reflejado en la figura 13 donde se presentan un gran número de puntos de medición con rapidez de desgaste igual a cero, no siendo causa de un engrosamiento $< 5\%$, sino a que no se presenta pérdida de material en ciertos puntos de medición, debido a las malas prácticas de medición de espesores. El espesor promedio por nivel permite realizar un mejor análisis de lo que está ocurriendo con la pérdida de espesor entre las fechas de medición, como se representa en la figura 15.

En la figura 15 se observa que para julio de 1999 y junio de 2005 no hay variación en la pérdida de espesor promedio por nivel, son muy similares los espesores para esas dos fechas, posiblemente se observe esta tendencia porque:

- ✓ Notaron que el desgaste que presentaba la torre era tal que podía verse afectada la seguridad del proceso, por lo que se optó por recubrir en su totalidad la torre con algún recubrimiento interno resistente al fenómeno de



corrosión, como puede ser monel o una aleación tipo 410; en la hoja de diseño mecánico sólo se menciona que los últimos platos, n y n-1 son de monel, ver figura 16, no se especifica si a lo largo de la torre se presenta algún tipo de recubrimiento.

- ✓ Las prácticas de medición de espesor o de registro de las mismas no sean las más adecuadas.

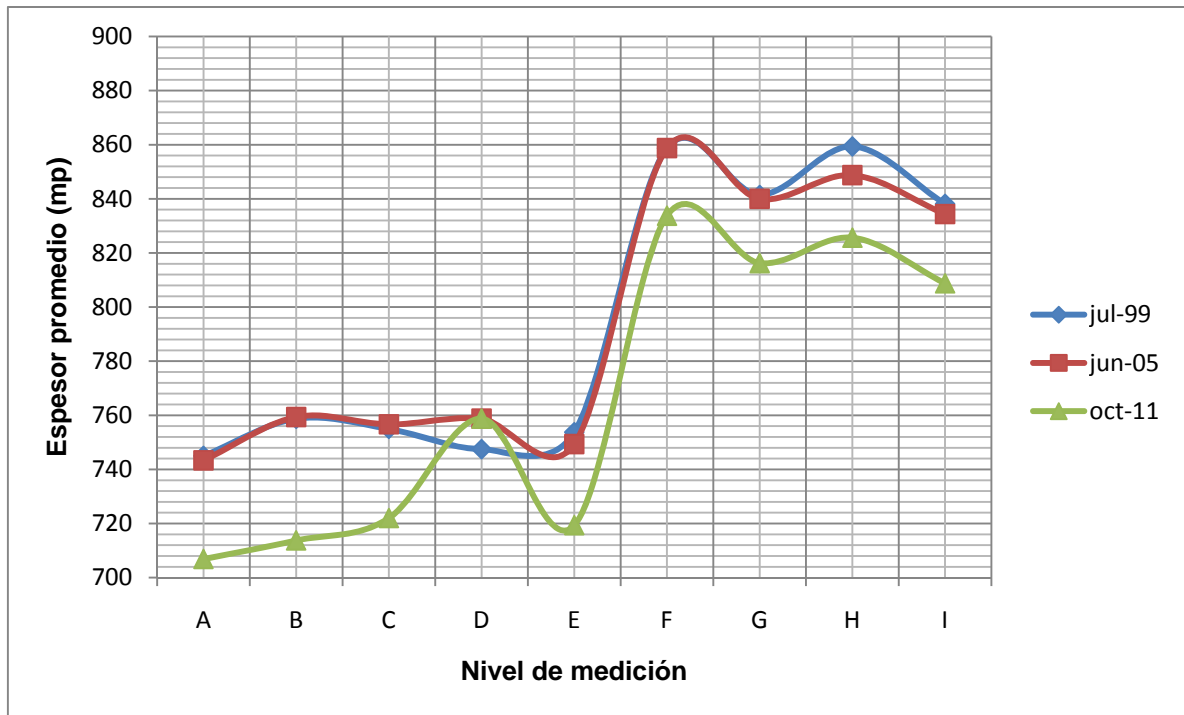


Figura 15. Espesor promedio por nivel de medición para julio de 1999, junio de 2005 y octubre de 2011, ejemplo B.

También se pueden determinar dos zonas en la figura 15, una de espesores en el rango de 700 a 760 mp y otra de espesores relativamente altos en el rango de 800 a 860 mp, tal vez porque el espesor de pared es diferente en cada una de estas zonas de la torre, no es posible afirmar esto debido a que no se cuenta con esta información.

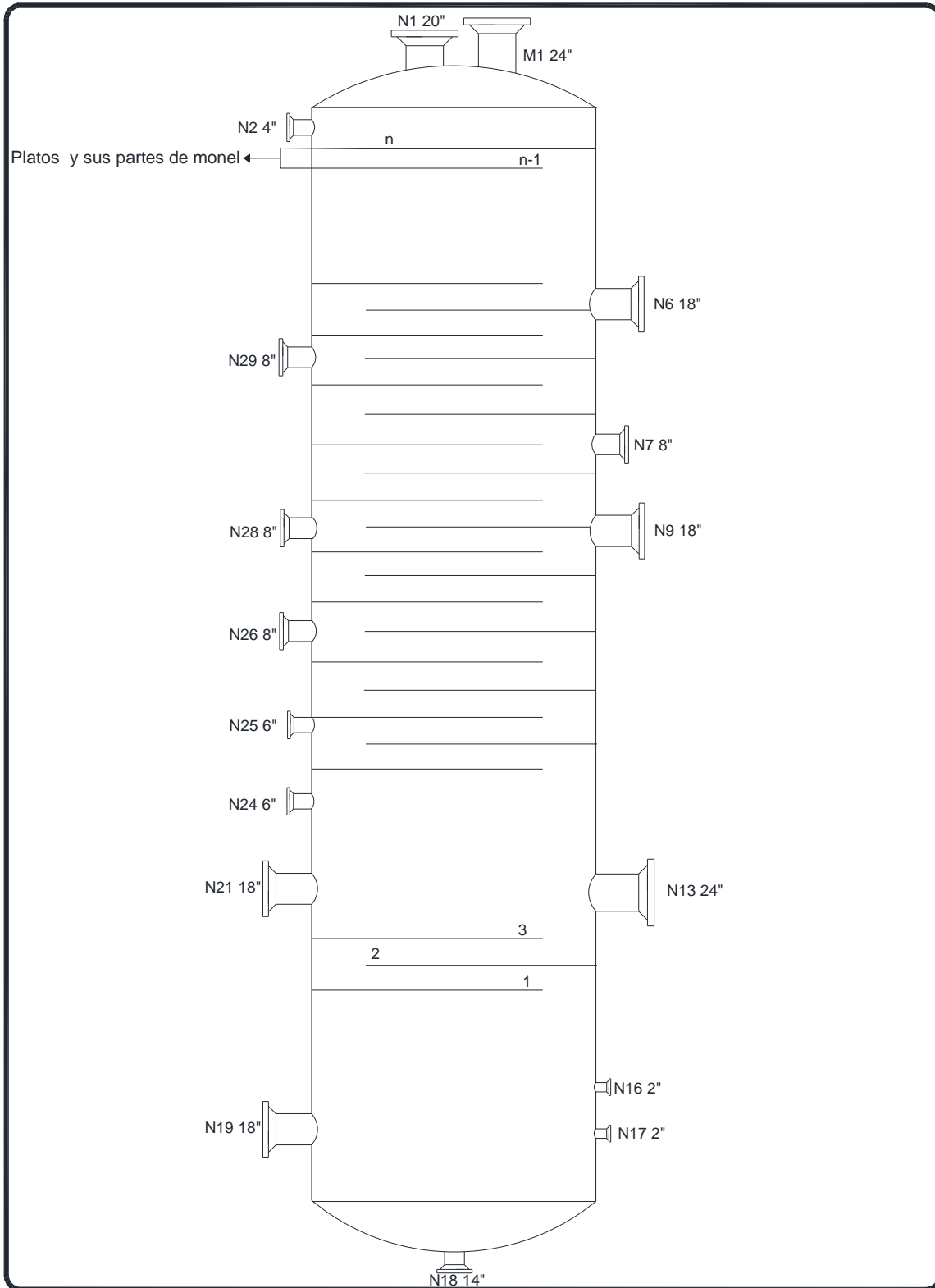


Figura 16. Diseño de la torre de destilación del ejemplo B.



Comparando los espesores promedio por nivel de junio de 2005 y octubre de 2011 se observa que existe un desgaste de material para todos los niveles, excepto para el nivel D, este desgaste puede deberse al tipo de crudo utilizado, puede ser que se utilice crudo pesado en mayor proporción debido a que es el tipo de crudo que más se produce en México.

En México se ha visto disminuida la producción de crudo en los últimos años, generándose en mayor proporción crudo pesado que crudo ligero y superligero, como se muestra en la figura 17.

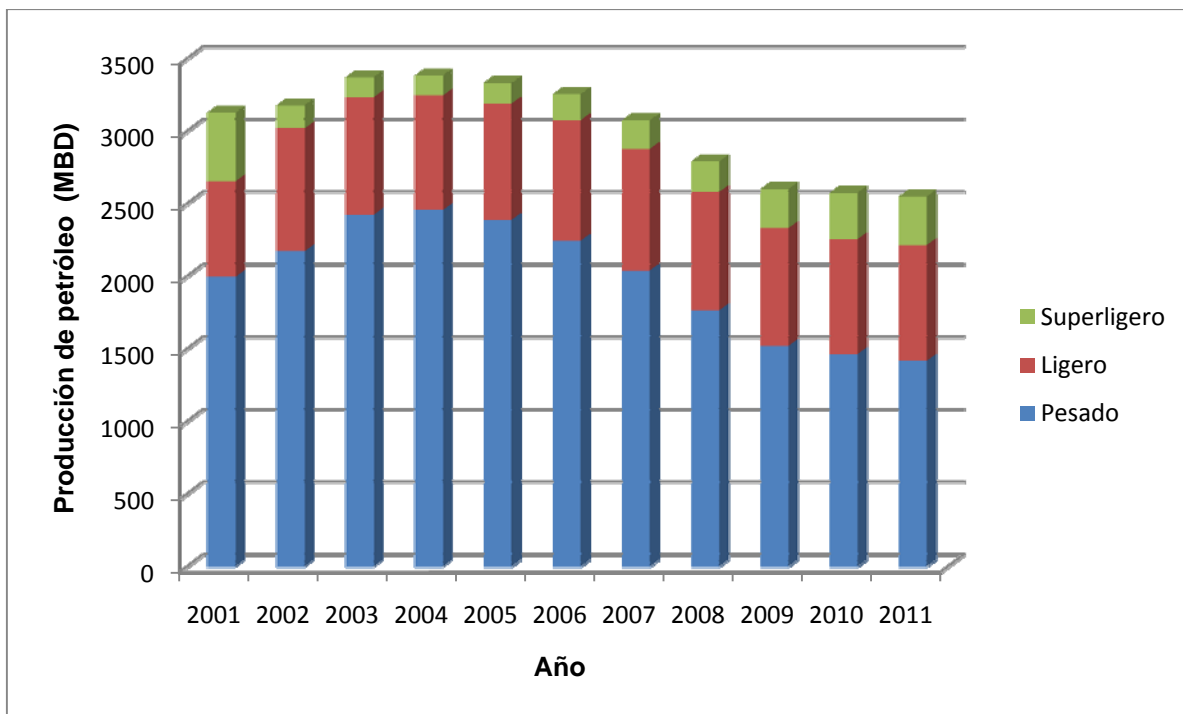


Figura 17. Producción de petróleo en México. ⁽²¹⁾

En los últimos años se ha reportado que México exporta cerca de la mitad de lo que produce de petróleo crudo, utilizando el resto de éste en sus procesos de refinación, como se muestra en la tabla 20, así gran cantidad del crudo que se utiliza en nuestro país es crudo pesado. El crudo pesado es de baja calidad porque contiene un alto contenido de azufre, metales y arena, lo que generaría problemas no sólo en la torre de destilación, sino en los equipos asociados al proceso primario.



Tabla 20. Producción y distribución de petróleo crudo (MBD). ⁽²¹⁾

Año	2009	2010	2011
Producción de crudo	2601.5	2575.9	2550.1
Distribución	2593.5	2548.9	2515.2
Refinerías	1264.4	1190	1172.3
La Cangrejera	97.4	-	-
Terminales de exportación	1231.7	1358	1342.9

Existe la posibilidad de que en esta planta, que inicialmente fue diseñada para procesar crudo ligero, se ha utilizado crudo pesado lo cual generara problemas en su operación. Los equipos de proceso, como las torres de destilación presentan un sobre espesor por corrosión, también llamado margen de corrosión (CA), y éste se debe determinar para una vida útil de 20 años en operación normal. ⁽¹⁶⁾ La torre del ejemplo B presenta un margen de corrosión de 0.125 in, es decir, que para una vida útil de 20 años presentará una rapidez de desgaste de 6.25 mpa.

$$D = \frac{125 \text{ mp}}{20 \text{ años}} = 6.25 \text{ mpa}$$

Para la torre del ejemplo A no se cuenta con esta información.

Se calculó la rapidez de desgaste promedio por cada nivel de medición para 2005 y 2011 como se muestra en la figura 18, donde también se graficó la rapidez de desgaste esperada por su margen de corrosión. En esta gráfica se observa que la rapidez de desgaste para 2005 es mucho menor que la rapidez esperada por su margen de corrosión, mientras que para 2011 la rapidez de desgaste calculada sigue siendo menor que la rapidez por margen de corrosión, esto indica que el material está cumpliendo con lo esperado, que la rapidez de desgaste no sea mayor a las 6.25 mpa excepto por el nivel B el cual se encuentra por encima.

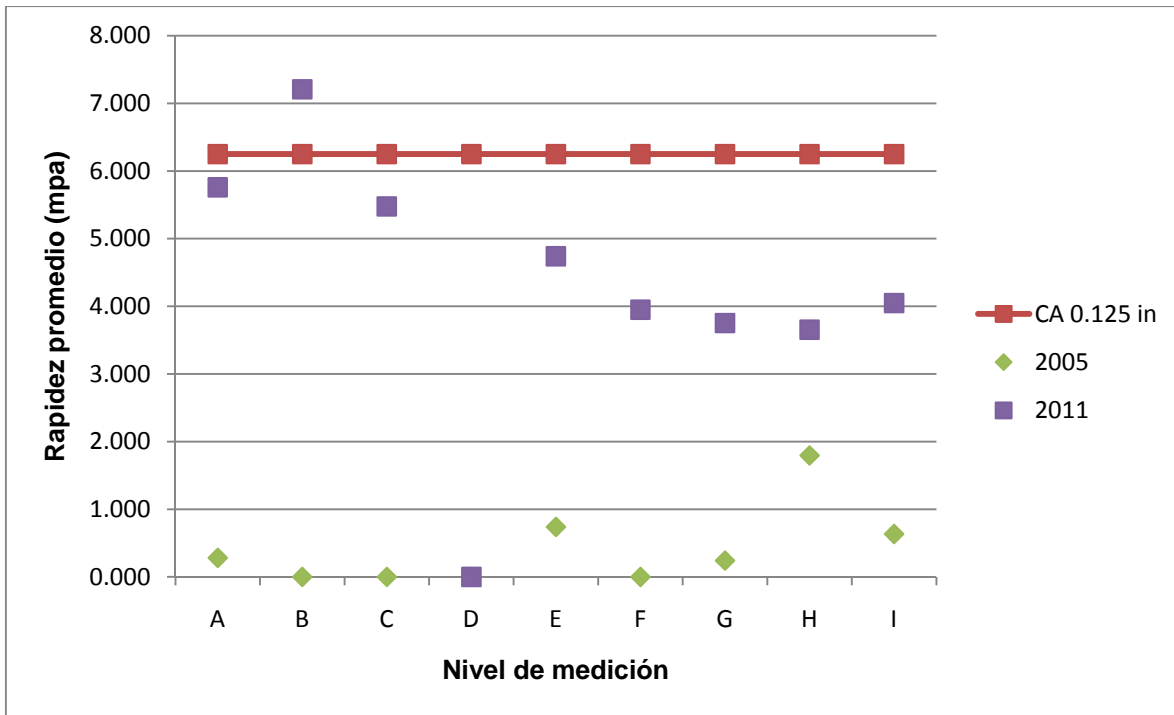


Figura 18. Rapidez de desgaste promedio de 2005 y 2011 por nivel de medición y margen de rapidez de desgaste por año, ejemplo B.



Capítulo 4. Conclusiones

Las torres de destilación, esenciales en los procesos de refinación son, al igual que otros equipos, vulnerables a diferentes mecanismos de daño que perjudican su integridad física. Las condiciones de proceso promueven mecanismos de daño que pueden evaluarse a través de técnicas de inspección. La medición de espesores es una práctica de inspección que permite analizar el desgaste de material por estos mecanismos de daño.

En el cuerpo de una torre de destilación se observó que la rapidez de desgaste varía a lo largo de ésta, dado los diferentes mecanismos que se pueden presentar bajo ciertas condiciones de operación. La torre de destilación del ejemplo A se divide en siete unidades de control, de acuerdo al centro de trabajo, pero al analizar sus valores de espesor de pared se lograron identificar zonas con rapidez de desgaste homogénea con lo que se determinó que sería conveniente dividir el cuerpo de la torre en tres secciones:

- ✓ Fondo
- ✓ Alimentación
- ✓ Domo

Al reducir el número de unidades de control se obtendrían algunas ventajas en cuanto a la inspección se refiere, como las siguientes:

- ✓ Mejor administración de las mediciones.
- ✓ Reducción de costos de inspección.

No se puede determinar un seccionamiento en la torre del ejemplo B (tomada como una unidad de control por la refinería) debido a que la rapidez de desgaste es uniforme para 2005 y no se conoce con exactitud cada sección de la misma. La torre al ser analizada como una unidad de control, resulta en costos menores debido a que los trabajos de inspección se realizarían en una sola fecha, ya que, al tener varias unidades de control, con diferentes fechas de medición de



espesores, se tendría que invertir en los servicios requeridos para dicho trabajo (compañía contratista, andamios, alumbrado, desforro del equipo o línea, etc.).

También con base al seccionamiento del ejemplo A, se determinó que la zona de la torre que presenta mayor desgaste es el domo debido a mecanismos como SCC y CSCC favorecidos por las condiciones de operación; por ser la zona de mayor desgaste, gran mayoría de la torres tienen como recubrimiento monel, porque soporta atmósferas corrosivas, pero con el transcurso del tiempo pierde resistencia a la corrosión.

En segundo término encontramos la sección de alimentación la cual se ve afectada por la carga, ya que al ser continua, parcialmente vaporizada y turbulenta provoca desgaste, incluso llegar a la ruptura del material. El fondo de la torre presenta menor desgaste que el resto de las secciones.

Las torres de destilación presentan una corrosión permisible, la cual está determinada para 20 años de vida útil en operación normal, este dato (corrosion allowance) debe ser especificado en el diseño. Esta corrosión permisible da una rapidez de desgaste por año, es decir, un valor de desgaste de espesor esperado. La rapidez de desgaste del ejemplo B muestra estar dentro del límite de rapidez de desgaste esperado por la corrosión permisible, con lo que se dice que la torre no está sobre diseñada en este punto.

Aunque no se mencionó como un mecanismo de daño específico, es importante considerar el gradiente de temperatura que presenta la torre de destilación, el cual disminuye a medida que aumenta la altura de la torre, ya que puede causar fatiga térmica.

La torre del ejemplo B muestra una tendencia similar al ejemplo A, una rapidez de desgaste mayor en el domo de la torre; aunque en el ejemplo B se encontró un periodo de tiempo en el que la torre presentó una rapidez de desgaste uniforme en la torre asociado principalmente a malas prácticas de medición y administración.



Al respecto de las observaciones hechas sobre la calidad de los datos de medición de espesores, se encuentran las siguientes:

- Engrosamiento en un gran número de puntos de medición. Esto genera un menor número de valores de rapidez de desgaste para el análisis, ya que, si el engrosamiento es $< 5\%$ la rapidez de desgaste se toma como nula, mientras que si el engrosamiento es $> 5\%$ es invalidada dicha rapidez de desgaste. Este punto está relacionado con malas prácticas de medición en las cuales no se hace una revisión de los puntos con valores sospechosos como lo indica la normatividad vigente. Los errores en las mediciones están relacionadas con:
 - ✓ La medición se realiza con otro equipo ultrasónico.
 - ✓ No calibran el equipo ultrasónico.
 - ✓ No utilizan gel acoplante.
 - ✓ Tiempo de exposición del palpador.
 - ✓ Punto de medición, es decir, que no midan donde se debe medir.
 - ✓ Temperatura de la línea o equipo.

- No hay continuidad en los trabajos de medición de espesores, ya que sólo se cuenta con una medición de espesores. Esto es un problema posiblemente causado por:
 - ✓ Sólo se puede medir donde está desforrado el equipo o donde se han colocado ventanas de medición.
 - ✓ Existen niveles inaccesibles, como pueden ser zonas de altura.
 - ✓ No se cuenta con las medidas de seguridad necesarias para dicho trabajo.
 - ✓ Existen zonas obstruidas. Esto puede ser temporalmente, principalmente porque al momento de realizar la inspección se estén realizando trabajos de mantenimiento, no pueden llevarse a cabo dos eventos simultáneamente en el equipo.



Para la administración de datos de medición se puede presentar que:

- No hay registros de medición de espesor. Esto es algo común, causado principalmente porque se han perdido los registros de inspección.
- Registros de medición de espesores con falta de información, como puede ser diámetro, límite de retiro, espesor original de puntos de medición, etc.
- Mezclan niveles de medición al momento de dar de alta en el SIMECELE.
- Sus niveles de medición no están bien definidos. Es muy común que los registros de medición de espesor no concuerden con sus diagramas de inspección.

Estos conflictos administrativos y de medición de espesores no permiten realizar un análisis más confiable, principalmente porque no hay continuidad en los trabajos de medición y por la falta de información que se presenta en sus expedientes de calibración. Para un análisis más certero, se debería considerar el desgaste en toda la torre, es decir, determinar una rapidez de desgaste global, la cual incluirá el desgaste tanto en el cuerpo como en las boquillas de la torre.



ANEXOS

ANEXO A. Registro de medición de espesores del cuerpo y las boquillas: Ejemplo A y Ejemplo B.

ANEXO A-1 EJEMPLO A

Tabla A1. Registro de medición de espesores de la sección del fondo.

Fecha de Calibración				Octubre 2002	Octubre 2006
Diámetro (in)	Espesor/LR (in)	Nivel ej. A	Localización	Espesor (mp)	Espesor (mp)
144	500/320	1	N	524	542
			S	560	537
			O	522	520
			P	564	552
144	500/320	11	N	536	542
			S	555	546
			O	517	534
			P	531	554
6	432/150	2	N	Forrado	520
			S		523
			A		504
			B		503
2	218/100	3	N	Forrado	149
			S		154
			A		159
			B		148
24	500/230	4	O	583	561
			P	578	580
			A	570	578
			B	588	589
2	218/100	5	N	Forrado	148
			S		156
			A		149
			B		142
144	500/230	7	N	697	675
			S	687	679
			O	671	650
			P	685	669



Fecha de Calibración				Octubre 2002	Octubre 2006
Diámetro (in)	Espesor/LR (in)	Nivel ej. A	Localización	Espesor (mp)	Espesor (mp)
144	500/230	8	N	645	Sin medición
			S	637	
			O	633	
			P	673	
12	500/200	9	N	Inaccesible	Inaccesible
			S		
			A		
			B		
12	500/200	10	N	Inaccesible	Inaccesible
			S		
			C		
			G		
144	500/230	6	N	542	531
			S	545	536
			O	534	543
			P	539	542

Tabla A1. Registro de medición de espesores de la sección del fondo (continuación).

Fecha de Calibración				Junio 2010	Julio 2010
Diámetro (in)	Espesor/LR (in)	Nivel ej. A	Localización	Espesor (mp)	Espesor (mp)
144	500/320	1	N	540	540
			S	530	530
			O	510	510
			P	550	550
144	500/320	11	N	541	Sin medición
			S	542	
			O	530	
			P	550	
6	432/150	2	N	-	541
			S	-	542
			A	-	530
			B	-	550
2	218/100	3	N	-	-
			S	-	-



Fecha de Calibración				Junio 2010	Julio 2010
Diámetro (in)	Espesor/LR (in)	Nivel ej. A	Localización	Espesor (mp)	Espesor (mp)
			A	-	-
			B	-	-
24	500/230	4	O	-	Sin medición
			P	-	
			A	-	
			B	-	
2	218/100	5	N	-	-
			S	-	-
			A	-	-
			B	-	-
144	500/230	7	N	Sin medición	814
			S		826
			O		819
			P		814
144	500/230	8	N	Sin medición	970
			S		972
			O		969
			P		961
12	500/200	9	N	Sin medición	-
			S		-
			A		-
			B		-
12	500/200	10	N	Inaccesible	-
			S		-
			C		-
			G		-
144	500/230	6	N	Sin medición	-
			S		-
			O		-
			P		-



Tabla A2. Registro de medición de espesores de la sección de alimentación.

Fecha de Calibración				Abril 2002	Abril 2006
Diámetro (in)	Espesor/LR (in)	Nivel ej. A	Localización	Espesor (mp)	Espesor (mp)
Se desconoce	625/	1	N	669	625
			S	648	593
			O	645	593
			P	655	625
Se desconoce	625/	2	N	640	575
			S	641	593
			O	649	593
			P	647	575
24	Se desconoce	3	O	524	475
			P	518	475
			A	508	475
			B	513	500
24	Se desconoce	4	O	533	500
			P	546	500
			A	Inaccesible	Inaccesible
			B	538	495
Se desconoce	625/	5	N	642	625
			S	649	625
			O	638	625
			P	646	625
Se desconoce	625/	6	N	642	593
			S	657	593
			O	638	572
			P	653	572
Se desconoce	625/	7	N	555	500
			S	555	490



Fecha de Calibración				Abril 2002	Abril 2006
Diámetro (in)	Espesor/LR (in)	Nivel ej. A	Localización	Espesor (mp)	Espesor (mp)
			O	556	490
			P	648	505

Tabla A2. Registro de medición de espesores de la sección de alimentación (continuación).

Fecha de Calibración				Septiembre 2006	Julio 2010
Diámetro (in)	Espesor/LR (in)	Nivel ej. A	Localización	Espesor (mp)	Espesor (mp)
Se desconoce	625/	1	N	661	657
			S	657	657
			O	658	656
			P	664	662
Se desconoce	625/	2	N	643	630
			S	644	632
			O	633	636
			P	643	637
24	Se desconoce	3	O	524	
			P	527	
			A	519	
			B	519	
24	4	4	O	540	
			P	536	
			A	544	
			B	549	
Se desconoce	625/	5	N	644	640
			S	633	630
			O	634	625
			P	668	660
Se desconoce	625/	6	N	651	Sin medición
			S	650	
			O	659	
			P	655	



Fecha de Calibración				Septiembre 2006	Julio 2010
Diámetro (in)	Espesor/LR (in)	Nivel ej. A	Localización	Espesor (mp)	Espesor (mp)
Se desconoce	625/	7	N	510	
			S	544	
			O	550	
			P	520	

Nota 2: E l nivel 7 no se cargo en el SIMECELE.

Tabla A3. Registro de medición de espesores de la sección de gasóleo pesado.

Fecha de Calibración				Noviembre 2002	Mayo 2010
Diámetro (in)	Espesor/LR (in)	Nivel ej. A	Localización	Espesor (mp)	Espesor (mp)
192	625/420	1	N	643	-
			S	649	-
			O	658	-
			P	657	-
2	218/100	2	N	147	-
			S	144	-
			A	-	-
			B	142	-
24	500/230	3	O	519	653
			P	517	641
			A	520	649
			B	509	629
8	500/180	4	N	Inaccesible	630
			S		-
			A		-
			B		-
3	300/100	5	N	Inaccesible	-
			S		-
			A		-
			B		-
2	216/100	6	N	149	-
			S	149	-
			A	151	-
			B	149	-



Fecha de Calibración				Noviembre 2002	Mayo 2010
Diámetro (in)	Espesor/LR (in)	Nivel ej. A	Localización	Espesor (mp)	Espesor (mp)
192	625/420	7	N	660	-
			S	664	-
			O	657	-
			P	653	-
192	625/420	8	N	662	-
			S	679	-
			O	636	-
			P	641	-
192	625/420	9	N	670	-
			S	667	-
			O	659	-
			P	659	-

Tabla A4. Registro de medición de espesores de la sección de diesel (GOL).

Fecha de Calibración				Octubre 2002	Octubre 2006
Diámetro (in)	Espesor/LR (in)	Nivel ej. A	Localización	Espesor (mp)	Espesor (mp)
192	625/370	1	N	697	593
			S	679	612
			O	636	562
			P	670	572
192	625/370	2	N	-	Inaccesible
			S	-	
			O	-	
			P	-	
24	500/230	5	O	521	485
			P	543	490
			A	517	490
			B	525	485
8	500/180	3	N	-	Inaccesible
			S	-	
			A	-	
			B	-	
6	432/150	4	N	-	Inaccesible
			S	-	



Fecha de Calibración				Octubre 2002	Octubre 2006
Diámetro (in)	Espesor/LR (in)	Nivel ej. A	Localización	Espesor (mp)	Espesor (mp)
8	500/180	6	A	-	Inaccesible
			B	-	
			N	-	
			S	-	
			A	-	
192	625/180	7	B	-	
			N	656	650
			S	648	640
			O	635	620
192	625/180	8	P	643	640
			N	705	720
			S	697	710
			O	703	720
6	432/150	9	P	683	720
			N	-	Inaccesible
			S	-	
			A	-	
			B	-	

Tabla A4. Registro de medición de espesores de la sección de diesel (GOL)
(continuación).

Fecha de Calibración				Mayo 2010
Diámetro (in)	Espesor/LR (in)	Nivel ej. A	Localización	Espesor (mp)
192	625/370	1	N	692
			S	686
			O	694
			P	713
192	625/370	2	N	694
			S	705
			O	690
			P	742
24	500/230	5	O	Forrado
			P	
			A	
			B	



Fecha de Calibración				Mayo 2010
Diámetro (in)	Espesor/LR (in)	Nivel ej. A	Localización	Espesor (mp)
8	500/180	3	N	Forrado
			S	
			A	
			B	
6	432/150	4	N	Forrado
			S	
			A	
			B	
8	500/180	6	N	Forrado
			S	
			A	
			B	
192	625/180	7	N	659
			S	667
			O	665
			P	706
192	625/180	8	N	645
			S	641
			O	649
			P	650
6	432/150	9	N	307
			S	307
			A	328
			B	316

Tabla A5. Registro de medición de espesores de la sección de nafta pesada.

Fecha de Calibración				Noviembre 2002	Octubre 2006
Diámetro (in)	Espesor/LR (in)	Nivel ej. A	Localización	Espesor (mp)	Espesor (mp)
192	Se desconoce	1	N	708	688
			S	684	682
			O	-	679
			P	683	662
24	Se desconoce	2	O	600	604
			P	598	603
			A	603	597



Fecha de Calibración				Noviembre 2002	Octubre 2006
Diámetro (in)	Espesor/LR (in)	Nivel ej. A	Localización	Espesor (mp)	Espesor (mp)
			B	555	550
192	Se desconoce	9	N	650	671
			S	684	675
			O	-	678
			P	685	688
6	Se desconoce	4	O	Forrado	779
			P		800
			A		840
			B		775
8	Se desconoce	3	O	Forrado	706
			P		722
			A		721
			B		726
24	Se desconoce	7	O	600	606
			P	598	593
			A	603	604
			B	555	597
192	Se desconoce	5	N	650	668
			S	684	682
			O	-	680
			P	685	693
192	Se desconoce	8	N	704	680
			S	688	673
			O	-	675
			P	685	688
6	Se desconoce	6	O	Forrado	823
			P		836
			A		840
			B		824
192	Se desconoce	10	N		671
			S		720
			O		681
			P		692



Tabla A5. Registro de medición de espesores de la sección de nafta pesada (continuación).

Fecha de Calibración				Mayo 2010
Diámetro (in)	Espesor/LR (in)	Nivel ej. A	Localización	Espesor (mp)
192	875/420	1	N	Sin medición.
			S	
			O	
			P	
24	Se desconoce	2	O	-
			P	-
			A	-
			B	-
192	875/420	9	N	686
			S	689
			O	664
			P	670
6	Se desconoce	4	O	Sin medición
			P	
			A	
			B	
8	Se desconoce	3	O	-
			P	-
			A	-
			B	-
24	Se desconoce	7	O	-
			P	-
			A	-
			B	-
192	875/420	5	N	680
			S	681
			O	674
			P	676
192	875/420	8	N	Sin medición
			S	
			O	
			P	
6	Se desconoce	6	O	-
			P	-
			A	-



Fecha de Calibración				Mayo 2010
Diámetro (in)	Espesor/LR (in)	Nivel ej. A	Localización	Espesor (mp)
			B	-
192	875/420	10	N	Sin medición
			S	
			O	
			P	

Tabla A6. Registro de medición de espesores de la sección del domo.

Fecha de Calibración				Octubre 2002	Octubre 2006
Diámetro (in)	Espesor/LR (in)	Nivel ej. A	Localización	Espesor (mp)	Espesor (mp)
3	600/090	1	N	-	704
			S	-	704
			O	-	701
			P	-	691
34	500/109	7	N	499	477
			S	509	525
			O	492	512
			P	463	499
192	562/420	2	N	660	664
			S	651	630
			O	650	645
			P	646	638
192	562/420	6	N	633	628
			S	622	615
			O	592	616
			P	641	621
192	562/420	8	N	648	641
			S	614	678
			O	611	616
			P	612	610
192	562/420	3	N	661	672
			S	656	652
			O	658	662
			P	642	658
192	562/420	9	N	612	616
			S	628	624



Fecha de Calibración				Octubre 2002	Octubre 2006
Diámetro (in)	Espesor/LR (in)	Nivel ej. A	Localización	Espesor (mp)	Espesor (mp)
			O	670	661
			P	651	646
24	500/230	4	O	531	528
			P	480	532
			A	539	524
			B	539	528
6	432/090	5	N	Inaccesible	398
			S		400
			A		363
			B		380

Tabla A6. Registro de medición de espesores de la sección del domo (continuación).

Fecha de Calibración				Junio 2010
Diámetro (in)	Espesor/LR (in)	Nivel ej. A	Localización	Espesor (mp)
3	600/090	1	N	702
			S	691
			O	698
			P	696
34	500/109	7	N	481
			S	502
			O	484
			P	461
192	562/420	2	N	642
			S	649
			O	596
			P	640
192	562/420	6	N	664
			S	575
			O	578
			P	661
192	562/420	8	N	639
			S	610
			O	616
			P	605



Fecha de Calibración				Junio 2010
Diámetro (in)	Espesor/LR (in)	Nivel ej. A	Localización	Espesor (mp)
192	562/420	3	N	620
			S	610
			O	610
			P	620
192	562/420	9	N	610
			S	620
			O	594
			P	612
24	500/230	4	O	-
			P	-
			A	-
			B	-
6	432/090	5	N	-
			S	-
			A	-
			B	-

Nota 3: Esta información es de acuerdo al expediente que se presenta en el centro de trabajo.

Nota 4: La sección de Kerosina no se presenta en el expediente, no hay registro de medición de espesores, y en el SIMECELE está dada de alta la unidad de control pero no está cargado valor alguno.

Nota 5: La localización es la orientación del punto de medición de espesor. N – Norte; S – Sur; O – Oriente; P – Poniente; A – Arriba; B – Abajo; C – Codo; G – Garganta.

Nota 6: Las boquillas no presentan un seguimiento de la pérdida de espesor, debido principalmente a que:

- ✓ Son niveles forrados y no cuentan con una ventana para la medición de espesor.
- ✓ Son niveles inaccesibles, es decir, las boquillas pueden estar situadas en ciertas zonas de la torre donde no es posible llegar si no es por andamios.



ANEXO A-2 EJEMPLO B

Tabla A7. Registro de la medición de espesores del cuerpo de la torre, ejemplo B.

	Fecha	Julio 1999	Junio 2005	Octubre 2011
Nivel	Localización	Espesor (mp)	Espesor (mp)	Espesor (mp)
A	N			700
	NO	755	740	720
	O	755	750	710
	SO	725	740	680
	S			715
	SP			720
	P			700
	NP			710
B	N	755	740	705
	NO	760	760	690
	O	755	760	715
	SO	770	765	725
	S	755	770	710
	SP	765	760	740
	P	750	775	720
	NP	760	745	705
C	N	750	760	
	NO	750	750	710
	O	750	740	700
	SO	775	780	750
	S	770	770	750
	SP	750	740	700
	P	745	-	
	NP	750	-	-
D	N	770	-	-
	NO	750	-	-
	O	740	750	750
	SO	750	760	760
	S	730	755	755
	SP	745	770	770
	P		-	-
	NP		-	-
E	N	760	770	750
	NO	760	770	750
	O	745	735	700



Fecha		Julio 1999	Junio 2005	Octubre 2011
Nivel	Localización	Espesor (mp)	Espesor (mp)	Espesor (mp)
	SO	770	750	730
	S	740	750	720
	SP	750	730	700
	P	750	740	705
	NP	755	750	700
F	N	870	860	840
	NO	850	865	820
	O	860	860	830
	SO	850	850	825
	S	855	855	830
	SP	870	860	840
	P	840	860	845
	NP	875	860	840
G	N	830	830	810
	NO		-	790
	O	805	810	790
	SO	835	840	800
	S	840	830	805
	SP	850	840	840
	P	870	870	850
	NP	860	860	845
H	N	865	840	830
	NO	860	860	840
	O	870	860	840
	SO	880	880	840
	S	840	830	800
	SP	850	830	805
	P	850	830	810
	NP	860	860	840
I	N	850	840	820
	NO	850	840	805
	O	850	845	815
	SO	830	820	800
	S	815	825	795
	SP	830	825	800
	P	850	840	815
	NP	830	840	820



Tabla A8. Registro de la medición de espesores de las boquillas de la torre, ejemplo B.

Fecha				Julio 1999	Junio 2005	Octubre 2011
Nivel	Diámetro	L.R.	Localización	Espesor (mp)	Espesor (mp)	Espesor (mp)
B1	4	120		Inaccesible	Inaccesible	Inaccesible
B2	4	120		Tuberos trabajando	340	Inaccesible
					350	
					360	
					360	
B3	8	180		Inaccesible	Inaccesible	Inaccesible
B4	8	180	O	660	650	620
			P	635	620	600
			A	640	635	630
			B	640	635	615
B5	6	150		Inaccesible	Inaccesible	Inaccesible
B6	4	120	O	430	460	420
			P	455	445	430
			A	440	430	400
			B	450	440	415
B7	4	120	O	450	450	410
			P	460	450	420
			A	435	460	450
			B	460	460	460
B8	8	180	O	640	630	600
			P	645	660	610
			A	640	640	615
			B	650	650	605
B9	8	180	O	-	-	-
			P	610	620	575
			A	-	-	-
			B	-	620	580



Fecha				Julio 1999	Junio 2005	Octubre 2011
Nivel	Diámetro	L.R.	Localización	Espesor (mp)	Espesor (mp)	Espesor (mp)
B10	8	180		Inaccesible	Inaccesible	315
						315
						305
						310
B11	8	180	O	625	630	610
			P	595	620	600
			A	630	630	610
			B	610	620	580
B12	4	120	O	460	450	450
			P	430	420	410
			A	450	440	415
			B	455	450	425
B13	4	120	O	460	460	460
			P	440	450	410
			A	445	440	440
			B	430	440	425
B14	8	180	O	640	620	605
			P	620	640	640
			A	610	610	590
			B	650	630	625
B15	8	180	O	605	600	575
			P	610	615	575
			A	615	610	575
			B	600	610	575
B16	6	150	O	585	580	555
			P	580	580	555
			A	580	575	550
			B	580	585	560
B17	6	150	O	580	580	565
			P	590	590	565
			A	595	595	560
			B	590	590	570
B18	6	150	O	580	580	580
			P	590	590	560
			A	580	580	580
			B	595	595	565
B19	6	150	O	580	580	580
			P	580	585	585
			A	585	570	570



Fecha				Julio 1999	Junio 2005	Octubre 2011
Nivel	Diámetro	L.R.	Localización	Espesor (mp)	Espesor (mp)	Espesor (mp)
			B	590	600	580
B20	6	150	O	595	600	580
			P	580	580	560
			A	590	580	555
			B	590	590	570
B21	6	150	O	580	580	580
			P	580	580	565
			A	590	590	560
			B	590	590	555
B22	6	150	O	600	580	560
			P	580	580	550
			A	575	575	560
			B	580	580	565
B23	3	100	O	480	480	455
			P	470	470	450
			A	475	470	450
			B	470	470	455
B24	20	230	1	865	865	820
			2	840	840	815
			3	850	845	810
			4	855	840	800
B25	6	150	O	600	600	580
			P	580	580	560
			A	580	590	560
			B	590	585	555
B26	6	150	N	580	570	565
			S	600	585	550
			A	580	590	560
			B	580	600	590
B27	2	100	O	380	380	370
			P	380	380	370
			A	380	380	370
			B	385	385	375
B28	8	180	N	585	585	580
			S	590	590	585
			A	595	595	590
			B	590	590	585
B29	2	100	O	390	390	370
			P	400	400	370



Fecha				Julio 1999	Junio 2005	Octubre 2011
Nivel	Diámetro	L.R.	Localización	Espesor (mp)	Espesor (mp)	Espesor (mp)
			A	390	390	360
			B	390	390	370
B30					Inaccesible	Inaccesible
B31	6	150	O		290	280
			P		290	255
			A		290	265
			B		290	265
B32	6	150	O		440	420
			P		440	410
			A		445	435
			B		420	420
B33	6	150	O		425	410
			P		410	410
			A		405	405
			B		435	410
B34	6	150	O		445	410
			P		430	405
			A		400	385
			B		435	410
B35	6	150	O		435	410
			P		430	410
			A		445	415
			B		410	400
B36	2	100	O		345	315
			P		340	310
			A		350	315
			B		340	285
B37	2	100	O		360	320
			P		375	310
			A		345	305
			B		340	315
B38	6	150	O		290	
			P		305	
			A		290	
			B		285	



Tabla A9. Registro de la medición de espesores de los registros de la torre, ejemplo B.

Fecha				Julio 1999	Junio 2005	Octubre 2011
Nivel	Diámetro	L.R.	Localización	Espesor (mp)	Espesor (mp)	Espesor (mp)
MH1	8	180	N	690	690	680
			S	650	650	650
			O	670	650	650
			P	685	685	660
MH2	8	180	N	710	750	700
			S	720	750	715
			O	720	750	720
			P	710	750	750
MH3	8	180	O	-	730	695
			P	-	725	695
			A	-	700	680
			B	-	705	690
MH4	8	180	O	720	720	700
			P	730	730	700
			A	710	720	675
			B	740	735	730
MH5	6	150	O	440	470	450
			P	490	490	455
			A	500	500	485
			B	480	510	470
MH6	8	180	O	840	830	820
			P	840	840	825
			A	805	810	810
			B	820	820	810
MH7	8	180	N	840	840	795
			S	850	850	805
			A	880	880	860
			B	890	890	850
MH8	8	180	N		625	600
			S		620	600
			A		630	610
			B		620	605



ANEXO B. Análisis estadístico formal para determinar la velocidad máxima ajustada (D_{\max}), vida útil estimada (VUE), fecha de retiro probable (FRP) y fecha de próxima medición de espesores (FPME).

La velocidad de desgaste por punto de medición debe calcularse de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$d = \frac{e_i - e_f}{f_f - f_i} [=] \text{mpa} \dots (1)$$

Donde:

d = Velocidad de desgaste del punto

f_f = Fecha de medición más reciente [=] años

f_i = Fecha de medición anterior [=] años

e_i = Espesor obtenido en la fecha f_i [=] mp

e_f = Espesor obtenido en la fecha f_f [=] mp

A partir de la velocidad de desgaste puntual se obtendrá la velocidad promedio y la velocidad máxima ajustada de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$D_{\text{promedio}} = \frac{d_1 + d_2 + d_3 + d_4 + \dots + d_n}{n} \dots (2)$$

$$D_{\text{max}} = D_{\text{promedio}} + 1.28 \frac{D_{\text{promedio}}}{\sqrt{n}} \dots (3)$$

Donde:

$d_1 + d_2 + d_3 + d_4 + \dots + d_n$ = Velocidades de desgaste puntuales [=] mpa

n = Número de valores de velocidades puntuales

D_{promedio} = Velocidad promedio [=] mpa

D_{max} = Velocidad de desgaste máxima ajustada estadísticamente [=] mpa



Los valores de desgaste puntual (d), desgaste promedio (D_{prom}) y desgaste promedio máximo ajustado (D_{max}) se calculan para toda la unidad de control, sin embargo la VUE, FPME y FRP se calculan para cada grupo de diámetros de la unidad de control. Esto se debe realizar a partir de las siguientes ecuaciones:

$$VUE = \frac{e_k - L_r}{D_{max}} \dots (4)$$

$$FRP = VUE + f_k \dots (5)$$

$$FPME = \frac{VUE}{3} + f_k \dots (6)$$

Donde:

e_k = Espesor más pequeño para determinado grupo de diámetro [=] *mils*

L_r = Límite de retiro de la unidad de control [=] *mils*

VUE = Vida útil estimada [=] *años*

f_k = Fecha de medición actual [=] *años*

Con el fin de contar con los datos necesarios para el cálculo de la VUE, FPME y FRP, se requiere seleccionar el punto que tenga el espesor más bajo en cada uno de los diferentes diámetro de las secciones que compongan la unidad de control. La fecha de próxima medición será aquella que resulte más cercana, de la calculada para los diferentes diámetros.



ANEXO C. Normatividad y metodología.

C.1 DG-SASIPA-IT-00204 (2010). Guía para el registro, análisis y programación de la medición preventiva de espesores.

El objetivo de esta guía es predecir, detectar y evaluar oportunamente las disminuciones de espesor debajo de los límites permisibles, que pueden afectar la integridad mecánica de las tuberías y equipos en general, para tomar las medidas necesarias a fin de prevenir la falla de los mismos. Este tipo de procedimiento es aplicable a los casos de tuberías y equipos en general sujetos a corrosión de tipo generalizada.

Los trabajos de medición de espesores y los correspondientes análisis de la estadística, constituyen un proceso cíclico.

Integración de la estadística de medición preventiva de espesores.

- ✓ Se debe contar con el censo² de todas las tuberías y equipos en cada una de las instalaciones y se agruparán por planta, y ésta debe dividirse en circuitos de proceso y de servicios principales.
- ✓ Una vez que se tienen grupos de circuitos, estos se dividirán en unidades de control, de acuerdo a los siguientes criterios:

En el caso de tuberías:

- ✓ En muchos casos la unidad de control será la línea que va de equipo a equipo, pero en otros casos la línea puede estar dividida en 2 o más unidades de control dependiendo de las velocidades de corrosión que se presenten.

² Censo: Es un documento que permite llevar un control de la información y características, así como el número de circuitos y/o unidades de control.



En el caso de equipos:

- ✓ Cuando en un recipiente, las velocidades de desgaste se puedan considerar homogéneas, o bien, éstas sean menores de 15 mpa, se debe considerar como una unidad de control el recipiente entero.
- ✓ En cambiadores de calor se considerarán dos unidades de control: Para haz de tubos: cuerpo y carrete; y para cambiadores tipo horquilla: Una para el conjunto de piezas que manejan el fluido frío y otra para las que manejan el fluido caliente.
- ✓ En torres de destilación con velocidades críticas, deben seccionarse en tantos tramos como sea necesario para tener unidades de control con velocidades de desgaste homogéneas. Para torres de destilación primaria, se considera la sección de fondo, la entrada de carga, la intermedia superior y la del domo.
- ✓ Los recipientes y torres con forro interior anticorrosivo considerarlas como una sola unidad de control. En caso de que éste recubrimiento sea parcial, tomar dos unidades de control: Zona protegida y Zona sin protección.
- ✓ En tanques de almacenamiento atmosférico, esferas y esferoides, considerar una unidad de control por anillo.
- ✓ Puede haber recipientes horizontales o verticales con zonas donde se concentra la corrosión, por ejemplo: acumuladores donde hay zona líquida y zona de vapores, o bien, interfases donde por la elevada velocidad de desgaste en una de ellas, conviene dividir en varias unidades de control el equipo.

Al realizar la medición de espesores se debe revisar su registro, comparando las parejas de valores de espesor de cada uno de los puntos entre dos fechas consecutivas, eliminando aquellos que no sean significativos, para lo cual se debe observar lo siguiente:



- Se eliminarán todos los valores que excedan en más del 5%, de la anterior calibración. Los valores que presenten un incremento de espesor de 0 al 5% tendrán una velocidad de desgaste de 0.

C.2 GPEI-IT-0201 (1986). Procedimiento de revisión de niplería de plantas en operación.

Este procedimiento cubre las actividades necesarias para llevar a efecto la revisión de los arreglos básicos de niplería en líneas y equipos de proceso estáticos y dinámicos, así como el control posterior de cambios y/o modificaciones, incluyendo su registro, en las plantas que se encuentran en operación.

- ✓ La revisión abarca arreglos básicos roscados y arreglos básicos soldados. Los primeros ameritan ser desalmados invariablemente y los segundos serán radiografiados.
- ✓ Fundamentalmente las características de construcción que se necesitan comprobar en el campo en los arreglos básicos de niplería son:
 - Espesores, cédulas o “librajes” (límites de presión, este deberá de ser de 3000 o 6000 #).
 - Longitud de niples y coples (la longitud del niple deberá estar entre 3” y 6” y tendrán de 10 a 11 hilos).
 - Construcción y estado físico de las cuerdas (hembras y machos).
 - Materiales.
 - Estado físico en general de cada pieza.
 - Estado de las soldaduras.
 - Tipos de tapones y bolsas termopozo.

Programación de la revisión.

- ✓ Debido a que este procedimiento implica el desarmado de los arreglos roscados, las revisiones tendrán que efectuarse con la planta o circuito fuera de operación. El periodo de revisión de niplería en circuitos y equipos



críticos debe realizarse cada 1.5 años, y para los no críticos deberán revisarse cada 5 años.

- ✓ Los periodos de calibración de la niplería, serán los mismos que los del circuito o equipo donde van armados, de tal manera, que al calibrar la tubería de un circuito, o un equipo, al mismo tiempo se calibrará su niplería.

Control de los resultados de la revisión.

Todos los datos de la revisión, deberán registrarse en los formatos que se adjuntan para cada arreglo básico autorizado por la Norma “Instalación de niplería en líneas y equipos de proceso”.

- a) Arreglo Cople – Niple – Válvula (formato SGIT-1-87).
- b) Arreglo Cople – Tapón (formato SGIT-1-88).
- c) Arreglo Cople – Termopozo (formato SGIT-1-89).
- d) Arreglo Orificio – Tapón (formato SGIT-1-90).
- e) Arreglo Orificio – Niple – Válvula (formato SGIT-1-91).
- f) Arreglo Orificio – Codo de Cola - Niple – Válvula (formato SGIT-1-92).
- g) Arreglo especial (formato SGIT-1-93).

C.3 GPEI-IT-4200 (1986). Procedimiento para el control de desgaste de niplería.

El Procedimiento para el control de desgaste de niplería, cubre las actividades necesarias para medir y mantener un control del desgaste de la niplería básica en circuitos y equipos de proceso de unidades en operación.

Para llevar el control del desgaste de los arreglos de niplería, se deberán efectuar mediciones periódicas de los espesores, además del uso de un formato para el registro de las calibraciones, análisis de los desgastes y cálculos de la vida útil de cada pieza que integran los arreglos básicos de niplería.



Estos formatos se adjuntarán al resto de la estadística de niplería, la cual, usualmente, deberá constar de:

- Dibujo isométrico o plano del equipo localizando los arreglos.
- Formatos con las revisiones de cada uno de los arreglos que pertenecen a dicho dibujo.
- Radiografías de aquellos arreglos soldados del mismo dibujo.
- Formatos del control de desgaste por calibración de los arreglos que pertenecen al dibujo.

C.4 DG-GPASI-IT-0903 (1995). Procedimiento para efectuar la revisión de tornillería de tuberías y equipos en las instalaciones en operación de PEMEX-Refinación.

Evaluar el estado físico de la tornillería de las tuberías y equipos de las instalaciones, a fin de detectar oportunamente daños o fallas, e implementar las acciones correctivas necesarias para garantizar la hermeticidad de todas las uniones bridadas.

La tornillería a la cual se refiere este procedimiento, es la siguiente:

- ✓ Espárragos de juntas bridas en tuberías y equipos.
- ✓ Tornillos o espárragos colocados en las válvulas de bloqueo, cualquiera que sea el tipo de estas, incluyendo válvulas de control, de alivio y checks.

C.5 DG-GPASI-0209 (1994). Procesamiento para efectuar la inspección de tuberías de proceso y servicios auxiliares en operación de las instalaciones de PEMEX-Refinación.

Este procedimiento establece los criterios para efectuar la inspección de tuberías de plantas de proceso y servicios auxiliares en operación, con el objeto de conocer su estado físico y programar su cambio en caso de deterioro, a fin de mantenerlas en buen estado, seguras y confiables.



Clasificación de tuberías.

Tuberías clase 1. Se clasifica a todas aquellas tuberías que por su servicio presenten el potencial más alto de riesgo que pueda afectar la seguridad o el medio ambiente, si llegara a presentarse una fuga. Incluye los siguientes servicios:

- Servicios inflamables.
- Servicios presurizados que puedan vaporizarse rápidamente durante su liberación, creando vapores que se puedan congregarse y formar una mezcla explosiva.
- Ácido Sulhídrico en una corriente gaseosa.
- Ácido clorhídrico anhidro.
- Ácido Fluorhídrico.
- Tuberías que están sobre o cercanas a caminos públicos o mantos acuíferos.

Tuberías clase 2. Se clasifica así a la mayoría de las tuberías de proceso y servicios auxiliares, que manejan los siguientes productos:

- Hidrocarburos que vaporizan lentamente en el mismo lugar durante su liberación.
- Hidrógeno, gas combustible y gas natural.
- Ácidos y cáusticos fuertes.

Tuberías clase 3. Se clasifica así a todos aquellos servicios que son inflamables pero que no vaporizan significativamente cuando se derraman y no están localizados en áreas de alta actividad, y son los siguientes:

- Hidrocarburos que no vaporizan significativamente durante su liberación.
- Destilados y productos hacia y desde áreas de almacenamiento y carga.
- Ácidos y cáusticos fuera de áreas de proceso.



Periodos de inspección.

El intervalo entre las inspecciones de tubería se debe establecer y mantener usando los siguientes criterios:

- ✓ La velocidad de corrosión y los cálculos de vida remanente.
- ✓ La clasificación de las tuberías de acuerdo al servicio.

C.6 DG-ASIPA-IT-00008 (2001). Espesor de retiro para tuberías, válvulas y conexiones metálicas, empleadas en el transporte de fluidos.

En esta norma se define el espesor de retiro, como el calculado para la pared de una tubería, válvula o conexión de acuerdo con el código aplicable al caso, para las condiciones de diseño, sin tomar en cuenta espesores adicionales para desgaste, y por debajo del cual se considera que no puede operar con seguridad

Las tuberías, válvulas o conexiones deben retirarse de servicio en los siguientes casos:

- Cuando como consecuencia del desgaste, o por cualquier otra causa, se determinen en ellas espesores iguales o menores que el límite de retiro.
- Por modificaciones o cambios.

Para todas las tuberías se debe calcular el espesor mínimo requerido por presión según el Código ANSI o el Código que corresponda por diseño. Para el caso de tuberías de proceso se regirán en forma general, por el código ANSI B 31.3.



Bibliografía.

Libros

1. Starch, J. Ma. y García M. (2008). *Seguridad Industrial en Plantas Químicas y Energéticas, Fundamentos, Evaluación de Riesgos y Diseño*. España: Díaz de Santos.
2. J.P. Wauquier (2004). *El refino del petróleo, Petróleo crudo, productos petrolíferos, esquema de fabricación, Tomo 1*. España: Díaz de Santos.
3. Iluch J. (2008). *Tecnología y margen de refino del petróleo*. España: Díaz de Santos.
4. Torres Robles R., Castro Arrellano J. J. (2002). *Análisis y simulación de procesos de refinación del petróleo*. México: Instituto Politécnico Nacional.
5. Austin, G. (1995). *Manual de procesos químicos en la industria*. México: McGraw-Hill.
6. Kirk – Othmer (1968). *Encyclopedia of chemical technology: Petroleum to poisons and economic, volume 15*. New York: Board.
7. Neely, J. E. (2001). *Metalurgia y Materiales Industriales*. México: Limusa.
8. Bénard, J. et. al. (1973). *Metalurgia General*. Barcelona: Hispano europea.
9. Smith, W. (1994). *Fundamentos de la ciencia e ingeniería de materiales*. México: McGraw – Hill.
10. DUPONT. *Libro azul: Sistema de Administración de la Seguridad de los Procesos*.
11. API 571: *Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining and Petrochemical Industries*.
12. ASME B 31.3 (2008). *Process Piping*.
13. Keyser, C.A. (1982). *Ciencia de Materiales para Ingeniería*. México: Limusa.
14. Van Vlack, L. (1977). *Materiales para Ingeniería*. México: Continental.
15. DG-SASIPA-IT-00204. *Guía para el registro, análisis y programación de la medición preventiva de espesores*.
16. NRF-028-PEMEX-2010. *Diseño y construcción de recipientes a presión*.



17. NRF-136-PEMEX-2005. *Platos e internos para torres de proceso.*

Artículos

18. Mostafa A. (March 2013): Engineering Failure Analysis, volume 28. *Failure analysis of monel packing in atmospheric distillation tower under the service in the presence of corrosive gases.*

Web

19. Duane, E. (2009). *Developing a Mechanical Integrity Plan.* ACUREN INSPECTION.

http://www.api.org/meetings/proceedings/upload/Developing_a_MI_Plan_Duane_Edwards.pdf Fecha de consulta: 01-03-2013.

20. DUPONT (2006). *Seminario "Integridad Mecánica y Aseguramiento de Calidad (IMAC)".* <http://docs.com/E6XB> Fecha de consulta: 15-02-2013.

21. PEMEX (2012). *Anuario estadístico.* www.pemex.com Fecha de consulta: 24-03-2013.

22. PEMEX (2011). *Memoria de labores.* www.pemex.com Fecha de consulta: 24-03-2013.

23. API 572 (2009). *Inspection of Pressure Vessels.* <http://www.slideshare.net/WaqasAhmed9/api-rp-572-3rd-ed-nov-2009> Fecha de consulta: 28-07-2013.

24. ASME B31.1 (2009). *Process Piping Guide.* http://engstandards.lanl.gov/esm/pressure_safety/process_piping_guide_R2.pdf Fecha de consulta: 28-07-2013.

25. Eugene Megyesy (1992). *Manual de recipientes a presión.* <http://es.scribd.com/doc/20604776/manual-de-recipientes-a-presion-diseno-y-calculo-e-f-megyesy-1992-limusa-1%C2%AA-ed-1%C2%AA-reimpresion-mexico> Fecha de consulta: 01-08-2013.

26. NRF-274-PEMEX (2012). *Evaluación de la integridad mecánica de tuberías y equipos estáticos.* <http://www.pemex.com/files/content/NRF-274-PEMEX-2012.pdf>. Fecha de consulta: 01-08-2013.