



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
CUAUTITLAN**

**"IMPLEMENTACION DE UN SISTEMA DE MEDICION DE
ESPESORES EN LA SECCION DE DESBUTANIZADO EN UNA
PLANTA DE DESINTEGRACION CATALITICA DE
HIDROCARBUROS"**

**TESIS PROFESIONAL
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERA QUIMICA
P R E S E N T A ,
JUAREZ HERNANDEZ JOSEFINA**

ASESOR DE TESIS: DR. M. JAVIER CRUZ GOMEZ



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLÁN
UNIDAD DE LA ADMINISTRACIÓN ESCOLAR
DEPARTAMENTO DE EXÁMENES PROFESIONALES

ASUNTO: VOTOS APROBATORIOS

FACULTAD DE ESTUDIOS
SUPERIORES CUAUTITLÁN



DEPARTAMENTO DE

AT'N: Q. Ma. del Carmen García Mijares
Jefa del Departamento de Exámenes
Profesionales de la FES Cuautitlán

DRA. SUEMI RODRIGUEZ ROMO
DIRECTORA DE LA FES CUAUTITLÁN
PRESENTE

Con base en el art. 19 del Reglamento General de Exámenes, nos permitimos comunicar a usted que revisamos la TESIS:

Implementación de un sistema de medición de espesores en la
sección de desbutanizado en una planta de desintegración
catalítica de hidrocarburos.

que presenta la pasante: Josefina Juárez Hernández
con número de cuenta: 401002872 para obtener el TÍTULO de:
Ingeniera Química

Considerando que dicha tesis reúne los requisitos necesarios para ser discutida en el EXAMEN PROFESIONAL correspondiente, otorgamos nuestro VOTO APROBATORIO

ATENTAMENTE.

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cuautitlán Izcañi, Edo. de Méx., a 24 de Enero de 2006

PRESIDENTE	<u>Ing. Fernando Orozco Ferreyra</u>	
VOCAL	<u>Q. Celestino Silva Escalona</u>	
SECRETARIO	<u>Dr. Modesto Javier Cruz Gómez</u>	
PRIMER SUPLENTE	<u>Dr. Ricardo Paramont Hernández García</u>	
SEGUNDO SUPLENTE	<u>IQ. Ma. Elena Cuifroz Macías.</u>	

AGRADECIMIENTOS

A mi querida Universidad Nacional Autónoma de México

Gracias por permitirme formar parte de su comunidad y por los conocimientos adquiridos durante mi estancia como estudiante.

A la Facultad de Estudios Superiores Cuautitlán

Por darme las bases y conocimientos necesarios para formar parte del mundo productivo.

Al Dr. M. Javier Cruz Gómez

Por la confianza y apoyo que depositó en mí para la realización de este trabajo. Gracias

A Néstor, Brenda y Mirian

Por los consejos y la ayuda en la realización de este trabajo.

A todos los integrantes de CEASPA

Por sus enseñanzas y consejos para la realización de este trabajo

A todos mis Profesores

Por darme sus conocimientos y compartir conmigo sus experiencias. Especialmente al I.Q. Fernando Orozco Ferreira, Por el interés mostrado y por sus observaciones realizadas para la mejora de este proyecto.

DEDICATORIAS

A DIOS

A quien doy gracias por darme el don de la vida y por estar siempre conmigo en todo momentos de mi vida, por las personas que ha puesto en mi camino, por la familia de la que me hizo miembro, por mis derrotas y mis triunfos, pero sobre todo por ser lo que SOY.

A Mis Padres

Antonio Juárez y Nicolasa Hernández, quienes cuidaron mis primeros pasos, me enseñaron a amara Dios y ha creer en mi; por su gran amor, por brindarme su apoyo incondicional, por ser mis mejores amigos. Los AMO son los mejores padres del mundo.

A Mis Hermanos Ale, Ana, Libe, Cris y Andre

Por su apoyo y motivación en todos los momentos de mi vida y por ser los mejores hermanos del mundo.

A Mis Sobrinos Joab, Nelson, Josabeth, Claudio y Antonio

Por que han traído una gran felicidad a mi vida.

A la Generación 28 de ingeniería química

Por ser la generación de la que forme parte, por los momentos tan importantes y divertidos que pasamos juntos, especialmente a Ulises, Maribel, Irma, Pablo, Fidel, Lina, Ivan, Beto y J. Luis.

A Marina Morales

Por ser antes que una profesora, una gran amiga, gracias por el apoyo brindado durante mi estancia en la facultad.

ÍNDICE GENERAL

	PAG.
CAPÍTULO I. Antecedentes	
1.1. Objetivo general	3
1.2. Objetivos particulares	3
1.3. Justificación	5
1.4. Introducción	6
CAPÍTULO II. Marco teórico	
2.1. Generalidades	9
2.2. El SIASPA	11
2.2.1. <i>Elementos del SIASPA</i>	12
2.3. Legislación	13
2.3.1. <i>Las normas ISO</i>	13
2.3.2. <i>NOM-028-STPS-2004</i>	14
2.4. Administración de la información	16
2.5. Integridad mecánica	17
2.6. Corrosión en la industria de refinación del petróleo y en la petroquímica	18
2.7. ¿Qué es la corrosión?	19
2.7.1. <i>Corrosión galvánica</i>	19
2.7.2. <i>Corrosión por agrietamiento</i>	20
2.7.3. <i>Corrosión por fatiga</i>	20
2.7.4. <i>Corrosión intergranular</i>	21
2.7.5. <i>Corrosión tipo herrumbre</i>	22
2.7.6. <i>Corrosión bajo aislamiento</i>	22
2.7.6.1. <i>Sistemas de tuberías aislados susceptible a CUI</i>	22
2.8. Falta por fatiga de corrosión	24
2.9. Oxidación y descascaramiento	24
2.10. Ataque por hidrógeno	25
2.11. Daños generales por ataque de hidrógeno	26
2.11.1. <i>Ampollamiento por hidrógeno</i>	26
2.11.2. <i>Detección del daño por hidrógeno</i>	26
2.12. Mantenimiento	27

2.12.1. <i>Objetivos del mantenimiento</i>	27
2.13. <i>Tipos de mantenimiento</i>	28
2.13.1. <i>Mantenimiento para usuario</i>	28
2.13.2. <i>Mantenimiento predictivo</i>	28
2.13.3. <i>Mantenimiento preventivo</i>	29
2.13.4. <i>Mantenimiento correctivo</i>	29
2.14. <i>Inspección</i>	30
2.14.1. <i>Inspección externa</i>	30
2.14.2. <i>Inspección visual interna</i>	30
2.14.3. <i>Medición de espesores</i>	31
2.14.4. <i>Inspecciones suplementarias</i>	31
2.15. <i>¿Qué inspeccionar?</i>	31
2.16. <i>¿Dónde inspeccionar?</i>	32
2.17. <i>¿Cuándo inspeccionar?</i>	37
2.17.1. <i>Periodos de inspección</i>	37
2.18. <i>¿Cómo inspeccionar?</i>	39
2.18.1. <i>Análisis destructivos y no destructivos</i>	39
2.18.2. <i>Análisis no destructivos</i>	40
2.19. <i>Tipos de análisis no destructivos</i>	40
2.19.1. <i>Análisis visual</i>	41
2.19.2. <i>Análisis acústico</i>	42
2.19.3. <i>Análisis radiográfico</i>	42
2.19.4. <i>Análisis por partículas magnetizables</i>	44
2.19.5. <i>Análisis por líquidos penetrantes</i>	45
2.19.6. <i>Análisis por corrientes inducidas</i>	47
2.19.7. <i>Análisis por ultrasonido</i>	48
2.19.8.1. <i>Modos de medición</i>	50
2.20. <i>Requisitos y secuencia de la inspección por ultrasonido industrial</i>	51
2.20.1. <i>Selección de palpador y cable coaxial</i>	52
2.20.2. <i>Elección del transductor</i>	53
2.20.2. <i>Tipos de palpadores</i>	53
2.20.3. <i>Acoplante</i>	55

CAPITULO III. TRABAJO EN CAMPO	
3.1. Misión de la refinería "GRAL. LÁZARO CÁRDENAS"	56
3.2. Descripción del proceso de una planta F.C.C.	56
3.2.2. Sección catalítica	57
3.2.2. Torre fraccionadora	57
3.2.3. Sección de desbutanizada	60
3.3. ¿Qué es SIMECELE ?	62
3.4. Plan de trabajo	63
3.5. Recopilación de la información	64
3.6. Levantamiento y actualización de los diagramas isométricos	64
3.7. Aplicaciones del SIMECELE	65
3.7.1. Módulo de Dibujo	66
3.7.1. Módulo de Captura de datos	67
3.7.2. Módulo de Medición	72
3.7.3. Módulo de Generación de reportes	78
3.7.4. Módulo Web	79
CAPITULO IV. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	
4.1. Planteamiento de las secciones a inspeccionar	88
4.2. Análisis de resultados	107
CAPÍTULO V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
5.1. Conclusiones	109
5.2. Recomendaciones	111
APÉNDICE I. Diagramas de flujo de proceso (DFP's)	113
APÉNDICE II. Clasificación de tuberías de acuerdo a la norma API 570	117
APÉNDICE III. Localización de puntos de calibración en arreglos básicos típicos de niplería	118
APÉNDICE IV. Ecuaciones para el cálculo de velocidad de desgaste según la API 570	119
APÉNDICE V. Notación utilizada para identificar los meses en los reportes	120
BIBLIOGRAFÍA	122

INDICE DE TABLAS

2.1. Accidentes en la industria	9
2.2. Elementos del SIASPA	12
2.3. SAS de los procesos de algunas compañías reconocidas en el ámbito internacional	15
2.4. Nomenclatura para la inspección PEMEX-API	34
2.5. Criterios para inspeccionar una torre	36
2.6. Criterios para programar la inspección de tubería	38
2.7. Periodo de inspección de tornillería	39
2.8. Clasificación de métodos no destructivos	41
2.9. Materiales usados como transductores en los palpadores	53
2.10. Materiales piezoeléctricos	54
3.1. Nomenclatura de los equipos	60
3.2. Programas utilizados en la aplicación del SIMECELE	67
4.1. Formato DG-GPASI-IT-00204	91
4.2. Formato SGIT-I-21	93
4.3. Formato DG-GPASI-IT-0903	95
4.4. Formato GPASI-IT-0209	96
4.5. Análisis estadístico de la calibración de espesores	97
4.6. Formato DG-GPASI-IT-00204	98
4.7. Formato DG-GPASI-IT-00204	100
4.8. Formato SGIT-I-21	103
4.9. Formato DG-GPASI-IT-0903	104
4.10. Análisis estadístico de la calibración de espesores	105
4.11. Formato DG-GPASI-IT-00204	106

ÍNDICE DE FIGURAS

2.1. Tipos de mantenimiento	28
2.2. Ejemplo de niveles de medición de espesores en tuberías	33
2.3. Detalle de la medición de espesores	33
2.4. Localización de los puntos de calibración en tubería	34
2.5. Puntos de inspección para una torre	35
2.6. Clasificación de ensayos no destructivos	41
2.7. Representación de un ensayo radiográfico	43
2.8. Representación de un campo de fuga	44
2.9. Ensayo por líquidos penetrantes	46
2.10. Representación de un ensayo por corriente de Eddy	48
3.1. Complejo de una refinería y sus productos	58
3.2. Planta catalítica F.C.C.	59
3.3. Convertidor de una planta F.C.C.	62
3.4. Sección de desbutanizado de una F.C.C.	66
3.5. Plan de trabajo del proyecto	67
3.6. Barra de herramientas generada en Autocad	70
3.7. Diagramas isométricos digitalizados	71
3.8. Pantalla del software en alta de unidades de control	73
3.9. Pantalla del software en alta de niveles de calibración para tubería	74
3.10. Pantalla del software en alta de niveles de calibración para niplería	74
3.11. Pantalla del software en alta de niveles de calibración para tornillería	75
3.12. Pantalla del software utilizado para registros históricos	76
3.13. Adaptación del sistema de medición de espesores DMS DOS-Tablet	78
3.14. Patrón de calibración	79
3.15. Pantalla del sistema durante la selección de la unidad de control a inspeccionar	80
3.16. Pantalla del sistema durante la medición de espesor a una tubería	80
3.17. Medición perpendicular a la pieza	81
3.18. Inspección a una tubería con el DMS DOS inspeccionada	81
3.19. Pantalla del Checklist en la inspección de tuberías	83
3.20. Pantalla de la generación de reportes	84

3.21. Pantalla de la aplicación Web	84
4.1. DTI-04 Selección de secciones a inspeccionar	89
4.2. Diagrama isométrico No.1	90
4.3. Diagrama isométrico No. 2	99

INDICE DE ABREVIATURAS

ABREVIATURA	SIGNIFICADO
A.C.L.	Acete ciclico ligero
A.C.P.	Acete ciclico pesado
API	American Petroleum Institute (Instituto Nacional del Petróleo)
AND	Análisis No Destructivos
ASME	American Society of Mechanical Engineers (Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos)
CUI	Del inglés Corrosion Under Insulation, corrosión bajo aislamiento
DFF's	Diagramas de Flujo de Proceso
DTI's	Diagramas de Tubería e Instrumentación
END	Ensayos No Destructivos
EPA	Environmental Protection Agency
ISO	International Standard Organization
PEMEX	Petróleos Mexicanos
OHSAS	Occupational Health and Safety Management Systems - Specification
OIAS	Sistema para el aseguramiento de la integridad operacional
OSHA	Occupational Security and Health Agency (Agencia de la Salud y Seguridad Ocupacional)

SAS	Sistemas de Administración de la Seguridad
SEMP	Programa de administración de la seguridad y medio ambiente
SGA	Sistema de Gestión Ambiental
SHEA	Administración de la seguridad, salud y medio ambiente
SIMECELE	Sistema Integral de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos
SSPA	Seguridad, Salud y Protección Ambiental
SIASPA	Sistema Integral de la Administración de la Seguridad y la Protección Ambiental

CAPÍTULO I

ANTECEDENTES

TÍTULO

IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN DE ESPESORES EN LA SECCIÓN DE DESBUTANIZADO EN UNA PLANTA DE DESINTEGRACIÓN CATALÍTICA DE HIDROCARBUROS".

OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

- ✓ EVALUAR MEDIANTE UNA PRUEBA PILOTO (EJEMPLO) LA EFECTIVIDAD DE LA IMPLEMENTACION DEL *SIMECELE*, EN LA MEDICIÓN Y CONTROL DE ESPESORES EN LÍNEAS Y EQUIPOS.

1.2 OBJETIVOS PARTICULARES

- ✓ ORGANIZAR Y ACTUALIZAR LA INFORMACIÓN NECESARIA PARA IMPLEMENTAR UN SISTEMA DE MEDICION Y CONTROL DE ESPESORES EN BASE AL *SIASPA* (SISTEMA INTEGRAL DE LA ADMINISTRACIÓN DE LA SEGURIDAD Y LA PROTECCION AMBIENTAL).

- ✓ DESTACAR AL *SIMECELE* (SISTEMA INTEGRAL DE MEDICIÓN Y CONTROL DE ESPESORES EN LÍNEAS Y EQUIPOS.) COMO UNA HERRAMIENTA DE APOYO PARA EL LOGRO DE LOS OBJETIVOS DEL SIASPA EN SUS PUNTOS 10 Y 17 (ADMINISTRACIÓN DE LA INFORMACIÓN E INTEGRIDAD MECÁNICA) RESPECTIVAMENTE

- ✓ ANALIZAR VENTAJAS Y DESVENTAJAS QUE IMPLICA LA IMPLEMENTACION DEL *SIMECELE* EN UNA INDUSTRIA QUÍMICA.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Accidentes graves como Bhopal, San Juanico y Cactus, por mencionar algunos, han demostrado que el enfoque tradicional de seguridad no siempre es suficiente, de aquí que en la actualidad, exista mayor conciencia con respecto a la seguridad de los trabajadores, de las instalaciones y del ambiente.

Pero se preguntarán, ¿qué tiene que ver la medición de espesores con la seguridad?, el punto crítico radica en que muchos accidentes que ocurren en la industria química podrían ser prevenidos con una oportuna detección de daños a equipos y líneas, puntos por donde se puedan degollar, romper o fisurar, originando fugas de sustancias químicas tóxicas, corrosivas y/o inflamables.

La medición de espesores representa una parte decisiva en el departamento de mantenimiento, mediante la cual se obtiene con métodos estadísticos el reporte del estado general de tramos de tuberías, equipos y fanques sometidos a corrosión interna o externa. Este análisis, a partir de mediciones en campo, proporciona la vida útil estimada, la cual es de suma importancia para saber cuándo será necesario reemplazar dicho tramo de tubería, equipo o parte de los mismos.

Lo que se busca con el desarrollo e implementación del sistema para medición de espesores es colaborar para que en todo momento se tenga una respuesta preventiva por parte del departamento de mantenimiento de la empresa, en este contexto las actividades de mantenimiento se realizarían de manera programada, se harían las requisiciones de refaccionamiento oportunamente, y todo esto desarrollado bajo un ritmo de trabajo normal. En otras palabras, se pretenden evitar las respuestas correctivas, en donde al ser necesaria la atención urgente de la falla en el equipo, muchas veces se recurre al uso de refacciones equivocadas por falta de una buena planeación, y por ende se incurre frecuentemente en errores por realizar los trabajos bajo presión

1.4 INTRODUCCIÓN

La industria química, debido a su operación y manejo de sustancias peligrosas, es considerada de alto riesgo en comparación con otras industrias. Los accidentes ocurridos durante los últimos años en este tipo de industria han provocado cuantiosas pérdidas humanas, económicas y daños al medio ambiente.

A raíz de muchos de los accidentes provocados dentro de la industria química, surgió la necesidad de implementar sistemas de seguridad en todo el mundo de manera que se lograra una mayor conciencia en materia de seguridad, salud ocupacional y protección ambiental, y fue así que de potencias mundiales como es EE. UU, y la Unión Europea surgieron Sistemas de la Administración de la Seguridad (SAS) como la OSHA, EPA y la Directiva de Seveso, etc.

PEMEX, preocupado por la mejora continúa en sus sistemas de calidad, para poder cumplir con las expectativas internacionales, fue en 1998 que implanta un sistema SAS, al cual denominó *SIASPA* (Sistema Integral de Administración de la Seguridad y la Protección Ambiental) constituido por 18 elementos que, comparándolos con los demás sistemas adoptados por diversas industrias, tienen muchas similitudes en cuanto a la esencia de cada elemento.

De los elementos que componen un sistema SAS en general, la administración de la información y la integridad mecánica, son puntos que no deben pasar desapercibidos, ya que son de importancia dentro de la industria, y es por ello que el presente trabajo se fundamenta en ellos.

La Facultad de Química de la UNAM ha desarrollado un sistema (*SIMECELE*), Sistema Integral para la Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos, que se espera pueda ser de utilidad en la industria de la refinación del petróleo para así, facilitar la tarea de la inspección.

El objetivo principal del *SIMECELE* es buscar la confiabilidad y veracidad de las inspecciones realizadas, así como la organización y actualización de documentos (diagramas isométricos, registros de inspecciones, etc.) mediante una base de datos la cual será accesible para el personal que lo necesite. Es importante mencionar que con la implementación de este sistema no existirá cambio alguno en cuanto a la técnica de inspección (medición de espesores), únicamente existirá una complementación a éste

Con la implementación de este sistema se resolverían o eliminarían algunos de los problemas que actualmente se tienen con la medición de espesores en equipos y líneas, por ejemplo:

1. Se eliminarían los problemas de captura de lecturas de medición de espesores en campo.
2. Se reducirían los problemas asociados con mediciones erróneas, al contar con datos históricos.
3. Se reduciría el tiempo desde la inspección en campo hasta la generación de reportes técnicos.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 GENERALIDADES

Desde la invención de la máquina de vapor, el hombre ha disfrutado de las ventajas de la tecnología y ha padecido de las consecuencias del mal diseño o de la mala operación de los equipos.

El mundo ha sido testigo de numerosos accidentes graves a lo largo de los últimos 30 ó 40 años. Dichos accidentes han tenido lugar fundamentalmente en plantas de gas, refinación y petroquímica, si bien otros sectores también han tenido su relevancia. Desgraciadamente, no pocos accidentes han tenido lugar en los últimos dos o tres años.

La tabla 2.1 muestra algunos de los accidentes más conocidos en los últimos años. La lista podría completarse con decenas de casos más, involucrando similares niveles de consecuencias y desgracias. De hecho, ni siquiera las cifras aportadas por distintas organizaciones y autores coinciden, con diferencias, en casos dramáticos, de miles de muertos, bien directamente por el accidente o indirectamente como consecuencia de las emisiones o quemaduras.

Tabla 2.1 Accidentes en la Industria¹⁰

ACCIDENTES IMPORTANTES RELACIONADOS CON EMPRESAS QUÍMICAS				
Año	Empresa	Lugar	Instalación	Consecuencias
1974	Nypro	Flixborough (REINO UNIDO)	Planta de caprolactama	Planta destruida, 28 muertos, 36 heridos graves, cientos de heridos leves, 2,000 edificios afectados
1976	Imperial	Seveso (ITALIA)	Planta de pesticidas	Emisión de dioxinas, daños al medio ambiente
1984	PEMEX	San Juan de Ixhuatpec (MÉXICO)	Planta de GLP	Planta destruida, 498 muertos, 7,000 heridos
1984	Union Carbide	Bhopal (INDIA)	Planta de isocianatos	Nube tóxica de isocianato, 15,000 muertos, 500,000 afectados
1984	Petrobras	Cubatão (BRASIL)	Oleoducto	Derrame e incendio, 508 muertos
1992	PEMEX	Guadalupe (MÉXICO)	Red de alcantarillado	Explosión de gas, 190 muertos, 470 heridos, 1,500 edificios afectados
1993	PDVSA	Caracas-Tejerías (VENEZUELA)	Gasoducto	70 muertos
1994	Pemex	Tabasco (MÉXICO)	Gasoducto	10 muertos

Continuación... Tabla 2.1 Accidentes en la industria¹⁰

ACCIDENTES IMPORTANTES RELACIONADOS CON EMPRESAS QUÍMICAS				
Año	Empresa	Lugar	Instalación	Consecuencias
1994	PDVSA	Monagas (VENEZUELA)	Gasoducto	70 muertos
1996	Repsol YPF	Puerto Llano (ESPAÑA)	Caldera	4 muertos, 4 heridos
2001	AZF (Total)	Toulouse (FRANCIA)	Almacén de nitrato de amonio	Planta destruida, 31 muertos, 2,500 heridos, 27,000 edificios afectados
2003	Repsol YPF	Puerto Llano (ESPAÑA)	Parque de tanques	Varios tanques destruidos, 9 muertos, varios heridos
2003	Sonatrach	Skikda (ARGELIA)	Planta de gas	Planta destruida, 27 muertos, 74 heridos
2003	CNPC	Chongqing (CHINA)	Yacimiento de gas	193 muertos, 10,000 intoxicados, 28 núcleos urbanos afectados
2004	Fluys	Ghisleghien (BÉLGICA)	Gasoducto	15 muertos, 200 heridos
2005	BP	Texas (EEUU)	Unidad de isomerización	Planta destruida, 15 muertos, 100 heridos

Prácticamente todos los objetos de uso cotidiano dependen en mayor o menor medida de la industria química, por lo que renunciar a esta es algo incluso difícil de imaginar. Es más, cada año salen al mercado una gran cantidad de productos químicos nuevos¹⁰, algunos de los cuales utilizan para su elaboración sustancias peligrosas² que, lógicamente, deben ser transportadas, almacenadas y manipuladas en las plantas industriales. Todos estos procesos suponen un riesgo con potencial catastrófico.^{1 10,3} El riesgo existe, y ya que éste no puede ser eliminado del todo, lo que hay que hacer en primer lugar es reducirlo mediante un correcto diseño de las plantas industriales y aplicando las medidas de seguridad correspondientes.

A raíz de muchos de los accidentes provocados dentro de la industria, surgió la necesidad de implementar sistemas de seguridad o algo semejante que pudiera disminuir este tipo de eventos. Es por ello que en 1985 se funda en EE. UU. el CCPS (Center for Chemical Process Safety), quien edita su libro llamado Guidelines for Technical Management of Chemical Process Safety ("Lineamientos para la administración técnica de la seguridad de los procesos químicos"), donde se señalaban 12 elementos, y a partir de aquí fueron surgiendo sistemas como la OSHA (Occupational Security and Health Agency) que dictamina 14 elementos, la EPA (Environmental protection Agency) que hace obligatoria la implementación de programas de administración de riesgo.^{6,18}

En la Unión Europea al haber ocurrido eventos como el de Seveso, Italia existió preocupación por la seguridad y en 1985 se promulgó la Directiva Seveso, la cual requería que ciertas industrias realizaran estudios de seguridad. Actualmente se cuenta con la directiva Seveso II siendo obligatoria desde 1999 para los países miembros, concediéndoles 2 años para implementarla.⁴

La directiva Seveso II contiene obligaciones específicas y generales tanto para los operadores de una planta como para las autoridades. Las provisiones de este documento pueden dividirse en dos categorías principales, medidas de control encaminadas a la prevención de accidentes importantes y medidas de control encaminadas a la limitación de consecuencias de accidentes mayores.

Las grandes compañías aseguradoras de los consorcios químicos exigieron la implantación de sistemas equivalentes a lo que la OSHA y la EPA demandaban en Estados Unidos de América. Así por ejemplo:⁴

SHELL implementó a (SEMP) Safety & Environmental Management Program (Programa de administración de la seguridad y medio ambiente).

BRITISH (OIAS) Operational Integrity Assurance System (Sistema para el aseguramiento de la integridad operacional).

CONOCO (SHEA) Safety, Health and Environmental Administration (Administración de la seguridad, salud y medio ambiente).

EXXON (OIMS) Operations Integrity Management System (sistema de administración de la integridad de las operaciones).

2.2 EL SIASPA

En México las compañías reaseguradoras también exigieron la implantación de sistemas de administración de la seguridad de nivel internacional, esto sobre todo para PEMEX, que es una de las industrias químicas importantes en la industria petrolera, y es actualmente el décimo exportador más grande de petróleo en el mundo y el cuarto más grande a Estados Unidos, por lo que está obligado a cumplir con los normas internacionales para poder seguir en el mercado intencional, además que al igual que muchas de las grandes compañías no ha sido la

excepción en la ocurrencia de accidentes, pero que ha trabajado para la disminución de éstas, con la implantación de un sistema llamado SIASPA (Sistema Integral de Administración de la Seguridad y la Protección Ambiental)

PEMEX (Petróleos Mexicanos) busca día con día ser una de las mejores empresas en sus centros de trabajo, en los campos de seguridad industrial, salud ocupacional y la protección ambiental. Para lograr este objetivo, a partir de junio de 1998 inició la implantación del SIASPA, con el propósito de implantar las mejores prácticas de la excelencia en clase mundial, siguiendo el proceso de la mejora continua.

El SIASPA¹⁵ se define como la herramienta administrativa compuesta por un conjunto de elementos heterogénea, interrelacionados e interdependientes, enfocada al diagnóstico, evaluación, implantación y mejora continua del desempeño en los campos de seguridad y protección ambiental, la creación de una cultura de seguridad y protección ambiental basada en la prevención.

2.2.1 ELEMENTOS DEL SIASPA¹⁵

El SIASPA está compuesto de 18 elementos bien diferenciados, interrelacionados, cada elemento establece una serie de requisitos que la normatividad pide.

Tabla 2.2 Elementos del SIASPA¹⁵

FACTOR HUMANO	MÉTODOS	INSTALACIONES
1. Política, liderazgo y compromiso	8. Planeación y presupuesto	16. Planes y respuesta a emergencias
2. Organización	9. Normatividad	17. Integridad mecánica
3. Capacitación	10. Administración de la información	18. Control y restauración
4. Salud ocupacional	11. Tecnología del proceso	
5. Análisis y difusión de incidentes y buenas prácticas	12. Análisis de riesgos	
6. Control de contratistas	13. Administración del cambio	
7. Relaciones públicas y con las comunidades	14. Indicadores de desempeño	
	15. Auditorías	

Sin embargo, en los últimos meses del presente año se ha hablado de que el SIASPA podría formar parte o ser sustituido por un nuevo sistema, el cual se ha considerado como un macro proceso de seguridad, llamado SSPA, que proviene de las 12 mejores prácticas de Seguridad, Salud y Protección Ambiental propuestas por Dupont, quien es el consultor para la implementación de este sistema.

Estas 12 prácticas son: establecer una política de SSPA, motivación progresiva, comunicaciones efectivas, capacitación continua, informes e investigación de incidentes y accidentes, auditorías efectivas SSPA, función de departamento SSPA, establecer altos estándares de desempeño, definir claramente metas y objetivos del SSPA, estructurar una organización del SSPA, el SSPA como responsabilidad de línea.²⁸

Las industrias que desean mantenerse en el amplio mundo de la competitividad deben acogerse a las medidas y reglas adoptadas con la finalidad de prevenir accidentes y minimizar los riesgos, para el establecimiento de condiciones seguras en el ambiente de trabajo.

2.3 LEGISLACIÓN

2.3.1 LAS NORMAS ISO (*International Standard Organization*)

La globalización económica hace que los procesos productivos en el ámbito mundial estén estandarizados, cualquier compañía que quiera incursionar en un mercado extranjero para ser aceptada debe cumplir con los Estándares Internacionales y estar certificada con el cumplimiento de las normas ISO.

La preocupación por la protección de la salud de los humanos y la responsabilidad ambiental, han sido preocupaciones prioritarias para las naciones industrializadas en el mundo en los últimos treinta años.

El obtener la certificación de International Standard Organization (ISO) significa mayor competitividad a nivel mundial, un mejor desempeño industrial y, contra lo que suele suponerse, ahorros en los procesos. De ahí la importancia de adoptar estos sistemas.

ISO 9001²⁹ es un sistema de gestión de la calidad, enfocado a mejorar los procesos y orientado a satisfacer a los clientes. La calidad de un producto no nace de controles estrictos, nace de un proceso productivo y de soporte que operan adecuadamente. En este espíritu están basadas las normas ISO, por esta razón estas normas se aplican a la empresa y no a los productos de ésta.

Los puntos que maneja esta norma son (sistema de gestión de calidad, responsabilidad de la dirección, gestión de los recursos, realización del producto, medición, análisis y mejora).

ISO 14001²¹ es una norma de carácter internacional que establece los requisitos que debe tener un Sistema de Gestión Ambiental (SGA), sistema de calidad ISO 9001 y sistemas de salud ocupacional. La norma se compone de 5 puntos (Sistemas de gestión ambiental, auditorías ambientales, evaluación del desempeño ambiental, análisis del ciclo de vida y etiquetas ambientales).

En materia de seguridad y salud laboral, no existe ninguna norma ISO que regule un modelo normalizado de gestión empresarial, sin embargo, en la actualidad está tomando una gran relevancia la implantación de la norma OHSAS 18 001:1.999 (Occupational Health and Safety Management Systems – Specification)²¹, la cual, sigue los mismos principios que las normas de calidad y medio ambiente y facilita la integración de los tres sistemas.

La calidad, el medio ambiente y la prevención de riesgos laborales son ámbitos muy relacionados y no pueden ser considerados independientemente, por lo que muchas empresas hicieron sus propios sistemas de seguridad

2.3.2 NOM-028-STPS-2004²⁷

El 14 de enero del 2005 se publica en México dentro del Diario Oficial de la Federación la norma NOM-028-STPS-2004 organización del trabajo-seguridad de los procesos de sustancias químicas, cuyos puntos se asemejan al sistema de Administración de la Seguridad de los Procesos (PSM) de la OSHA y al Programa de Administración de Riesgos (RMP) de la EPA.

El objetivo de esta norma es establecer los elementos para organizar la seguridad en los procesos que manejan sustancias químicas, para prevenir accidentes mayores en los centros de trabajo, y aplicar en los centros de trabajo donde se realicen operaciones con sustancias químicas peligrosas en cantidad igual o mayor a la cantidad umbral que se publica en su apéndice A (a excepción de empresas de gas LP y de procesos que manejan combustibles para generar energía, los cuales se encuentran regulados por otras disposiciones legales).

Como se ha mencionado en el capítulo I, uno de los objetivos del presente trabajo es el de apoyar al SIAEPA en sus elementos 10 y 17, mediante la implementación del SIMCELE. Sin embargo, es importante mencionar que independientemente del sistema de administración de

la seguridad del que se trate, este sistema será de gran utilidad y apoyo, ya que como se observa en la tabla 2.3, se puede percibir que estos elementos (*administración de la información e integridad mecánica*) están presentes en todos los sistemas de administración de la seguridad y legislaciones, hablese de la EPA, OSHA, ISO (14001, 9001), la OHSAS 18.001, y hasta de la nueva norma mexicana publicada en enero del 2005 la NOM-028-STPS-2004, que ha sido revisada.

Tabla 2.3 Sistema de administración de la seguridad de los procesos de algunas compañías reconocidas en el ámbito Internacional⁴.

PEMEX SIASPA	SHELL SEEMP	EXXON OIAS	CONOCO SHEA
1. Política, liderazgo y compromiso	1. Aspectos generales	1. Liderazgo, compromiso y responsabilidades	1. Visión
2. Organización	2. Información ambiental y de seguridad	2. Evaluación y administración de riesgos	2. Liderazgo y compromiso
3. Capacitación	3. Análisis de riesgos	3. Diseño y construcción de instalaciones	3. Política
4. Salud ocupacional	4. Dirección del cambio	4. Documentación e informes	4. Objetivos y metas
5. Análisis y difusión de incidentes y buenas prácticas	5. Procedimientos de operación	5. Personal y entrenamiento	5. Planeación y estrategia
6. Control de contratistas con las comunidades	6. Prácticas de trabajo seguro	6. Operación y mantenimiento	6. Organización y personal
7. Relaciones públicas y presupuesto	7. Entrenamiento	7. Administración del cambio	7. Efectos/aspectos de evaluación
8. Normatividad	8. Garantía de calidad e Integridad mecánica	8. Servicios de terceros	8. Evaluación y manejo de riesgos
9. Administración de la información	9. Examen del pre-arraque	9. Análisis e investigación de incidentes	9. Programas y prácticas de operación
10. Tecnología de procesos	10. Control y respuesta de emergencia	10. Concientización de emergencia	10. Planes de emergencia
11. Análisis de riesgos	11. Investigación de incidentes	11. Evaluación y mejoramiento de la integridad de las operaciones	11. Entrenamiento y competencia
12. Administración del cambio	12. Auditorías y revisión del SEEMP		12. Documentación
13. Indicadores de desempeño			13. Monitoreo
14. Auditorías			14. Auditorías
15. Planes y respuestas a emergencias			15. Evaluación de la dirección
16. Integridad mecánica			
17. Control y restauración			

De los elementos que conforman el SIASPA actualmente o en general de los Sistemas de Administración de la Seguridad (SAS), los considerados de importancia para este trabajo son los puntos 10, y 17, los cuales a continuación se describen:

2.4 ADMINISTRACIÓN DE LA INFORMACIÓN (Elemento 10)

Para lograr el cumplimiento de los objetivos del SIASPA, es muy importante la participación de todo el personal y que la información con la que se cuenta de esas áreas sea de calidad; esto es, exacta (libre de errores y actualizada), oportuna (disponible en el momento en que se la requiera) y relevante para todo aquel trabajador que necesita consultarla.

Las personas involucradas con las plantas de proceso de PEMEX pueden consultar la información técnica (manuales de operación, manuales de fabricantes, diagramas de los procesos DTI's, DFP's, isométricos, etc.) de todas y cada una de las plantas, cuando se va a tomar alguna decisión acerca del proceso o la planta, pero si esta información no refleja el estado real de la planta, no será conveniente tomar una decisión.

Los archivos técnicos se vuelven inútiles cuando no hay un método que permita fácilmente archivar los cambios hechos a las instalaciones y/o a la producción de las plantas, o también, porque estos no son documentados y/o reportados con formalidad.

Dado que el recurso de la información es indispensable para el logro de los objetivos de la política institucional de PEMEX, los programas que respaldan la organización de la información, deben tener:⁽¹⁾

- a) La *infraestructura* necesaria para mantener, procesar y conservar en forma segura la información.
- b) Los procedimientos que aseguren que el proceso de consulta de la información se efectúa de manera rápida y eficaz, con información actualizada y completa.
- c) La distribución y localización de la información que permita asegurar su disponibilidad en el campo y en todos aquellos sitios en donde se requiera para desarrollar actividades asociadas con la tecnología del proceso

Esto es, con la finalidad de hacer más confiable la toma oportuna de decisiones para el control de los procesos y prevenir, evitar o mitigar los riesgos y malas prácticas en todos los niveles de la organización.

2.5 INTEGRIDAD MECÁNICA (Elemento 17)

La integridad mecánica es uno de los elementos que incluye cualquier sistema de administración de la seguridad. En este caso para PEMEX, el citado SIASPA, al cual constituye como el elemento 17, haciendo referencia al conjunto de actividades interrelacionadas encaminadas a asegurar la confiabilidad de los equipos críticos para que sea mantenida durante toda la vida de la instalación.

Este punto del SIASPA¹⁵ abarca las fases de diseño, fabricación, instalación, construcción, operación, mantenimiento y desmantelamiento, para garantizar que el equipo cumpla con las condiciones de funcionamiento requeridas, con el propósito de proteger a los trabajadores e instalaciones del centro de trabajo.

Para asegurar la confiabilidad de los equipos, es necesario contemplar los siguientes puntos:

- a) Contar con una lista vigente de los equipos críticos del centro de trabajo.
- b) Describir un programa de mantenimiento preventivo que incluya todo el equipo crítico relacionado con el proceso usando los procedimientos correspondientes.
- c) Detallar procedimientos que aseguren que los materiales y refacciones que se usan en los equipos críticos cumplen con las especificaciones requeridas en el proceso.
- d) Mencionar el programa de revisión y prueba de los equipos críticos y dispositivos de seguridad.
- e) Tener actualizado un registro con el tipo y fecha de los mantenimientos que se realizan a cada equipo crítico relacionado con el proceso.
- f) Mantener actualizados los registros de las revisiones y las pruebas que se realicen a los equipos críticos relacionados con el proceso.

Debe tenerse en cuenta que el cumplimiento de todos estos elementos garantiza la confiabilidad, seguridad y protección ambiental de la instalación¹⁷.

Para facilitar los procesos de auto evaluación e implantación del sistema, este elemento se divide en cuatro subelementos: construcción, inspección y pruebas, operación y mantenimiento

Hablar del factor de integridad mecánica involucra el tipo de velocidad de desgaste y daño (corrosión, grietas, etc.) en un material, por lo que es indispensable destacar los efectos que tiene la corrosión en la integridad mecánica de los materiales utilizados en una refinería, así como en la seguridad de los trabajadores y la influencia de éste en el medio ambiente ²²

2.6 CORROSIÓN EN LA INDUSTRIA DE REFINACIÓN DEL PETRÓLEO Y DE LA PETROQUÍMICA

Prácticamente todos los equipos de una refinería sufren deterioro como resultado de las condiciones a que se ven expuestos. Bajo condiciones normales este deterioro es común, pero no siempre gradual. Esto generalmente ocurre como pérdida de metal y ocasionalmente como cambios estructurales o químicos en el metal, que resultan sin pérdida de material. Cuando el equipo está sometido a condiciones anormales, el deterioro puede ser mucho más rápido. Las condiciones anormales pueden resultar de operaciones mal efectuadas, causadas por ejemplo, por fallas de instrumentos, agua en lugares que están normalmente secos y puede ser el resultado de grandes pérdidas.

Contaminantes en los fluidos manejados en los equipos como el azufre, el cloro, el ácido sulfúrico, hidrógeno, carbono, cianuros, ácidos, agua y otras especies corrosivas pueden reaccionar con los metales y causar la corrosión. Son comunes fluctuaciones de tensión significativas o cambios de ellas en las partes de los equipos, particularmente en los puntos de alta tensión secundaria. Si las tensiones son altas y los cambios de estas son frecuentes, puede ocurrir la falta de partes debido a la fatiga. Las fallas por fatiga en los equipos de presión también pueden ocurrir debido a las temperaturas cíclicas y los cambios de presión. En situaciones donde se sueldan metales con coeficientes térmicos de expansión diferentes, pueden ambos resultar ser susceptibles a la fatiga térmica y algunas veces las grietas inician cuando el equipo está parado y a temperatura ambiente.⁵

En algunas operaciones se presentan múltiples condiciones que generan deterioro, como la erosión y la corrosión. Cuando esto ocurre, la pérdida del espesor del metal es bastante más elevada que comparándolas en forma separada corrosión y erosión. En general, la pérdida de metal es proporcional al tiempo y a las condiciones a las que esté expuesto el material

Informes puntuales de dichas pérdidas (desgastes) son muy relevantes para los cálculos de la vida útil de los equipos

2.7 ¿QUÉ ES LA CORROSIÓN?

Se conoce a la corrosión como un proceso espontáneo que se presenta en los metales al entrar en contacto con el aire, agua u otros compuestos. "Lo que hace el oxígeno es volver al estado natural a los metales, por ejemplo, al acero lo transforma en óxido ferroso, que es como se encuentra en estado mineral".²

El tipo, grado y velocidad de la corrosión dependen de las características de los fluidos cargados en los equipos, por ejemplo en la industria petroquímica el "crudo" que se hace circular por los serpentines de los hornos para calentarlo y enviarlo posteriormente a las torres de destilación.

Un porcentaje de la carga está formado por los ya denominados contaminantes, azufre, cloro, material sólido, etc. La cantidad de estos compuestos presentes determina el grado y tipo de corrosión que tendrán los metales.

2.7.1 CORROSIÓN GALVÁNICA

Es particularmente notoria la corrosión en el interior de los tubos en las partes en que se unen con los accesorios. Esta corrosión es llamada "corrosión galvánica". Este tipo de ataque ocurre cuando dos metales distintos están en contacto con un medio electrolítico

La tendencia de los metales a corroerse dependerá de sus diferencias de potencial, que es la fuerza que impulsa la reacción de corrosión. Además, mientras mayor sea la conductividad del medio, mayor será la corrosión.

El mayor desgaste de los metales en este tipo de zonas se debe también a la erosión producida por la discontinuidad de pared en estos sectores. (La pared no es lisa).

Otros tipos de corrosión son las llamadas "corrosión por agrietamiento" y "corrosión por fatiga".

2.7.2 CORROSIÓN POR AGRIETAMIENTO.

Este tipo de corrosión es el resultado del efecto combinado entre corrosión y esfuerzos de tracción. La corrosión sola no produce rotura por agrietamiento; del mismo modo, si no existe corrosión, los esfuerzos no producen rotura por agrietamiento. Concretamente, el agrietamiento por tenso corrosión es el resultado de la corrosión y esfuerzos de tracción estáticos.

Las condiciones ambientales en una grieta pueden, con el tiempo, volverse muy diferentes a las existentes en una superficie limpia y abierta, por lo que un medio ambiente muy agresivo puede desarrollar y causar corrosión en las grietas.

2.7.3 CORROSIÓN POR FATIGA

En la corrosión por fatiga, el material se agrieta bajo la acción combinada de la corrosión y de los esfuerzos cíclicos.

Por otro lado, los combustibles quemados en los equipos de calentamiento a fuego directo son una mezcla de diesel y gas combustible. Cuando este combustible tiene un alto contenido de azufre, uno de los productos de combustión formados y depositados en las superficies exteriores de los tubos y en la pared interior de la coraza, es el sulfato. El sulfato es inofensivo durante los periodos de operación, pero cuando estos depósitos se dejan enfriar, éste se torna altamente higroscópico y absorbe humedad del ambiente, produciéndose ácido sulfúrico que ataca todo metal con el cual toma contacto⁷.

Esto es particularmente grave en las paredes de las cubiertas metálicas interiores de los equipos, las cuales se encuentran más frías que el resto del equipo, depositándose el H_2SO_4 , que provoca graves daños por corrosión. Esta corrosión es altamente localizada, por puntos (pitting). Este tipo de corrosión es muy destructiva ya que con una mínima pérdida de material se pueden producir agujeros por los cuales se producirán escapes o infiltraciones de productos no deseados. Favorecen este tipo de ataque los lugares en donde se puede depositar y acumular el ácido (hendiduras, recovecos, etc.) La única manera segura de detectar este tipo de corrosión es mediante inspección visual y con radiografías. Para asegurarse, las superficies inspeccionadas deben de estar limpias.⁸

Cuando el combustible tiene un alto contenido de vanadio, los metales a temperaturas entre 1200 °F–1400 °F, están expuestos a un rápido ataque del pentóxido de vanadio (V_2O_5). El V_2O_5 se deposita sobre las superficies del metal caliente y causa fundiciones y derretimientos. Después que cierta cantidad que se haya acumulado, ésta se cae y el ciclo vuelve a comenzar.

Los daños provocados por V_2O_5 pueden resumirse en el siguiente listado⁷:

- a) Grave daño metalúrgico cuando aumenta la temperatura.
- b) Daño del refractario, en los hornos, por formación de una capa de eutécticos en la superficie que, con la temperatura crítica, puede destruirlo.
- c) Como el V_2O_5 es el catalizador principal para la conversión del anhídrido sulfuroso SO_2 , en anhídrido sulfúrico SO_3 , aumenta en gran medida la presión parcial del SO_3 en los gases del horno, acelerando la corrosión por el H_2SO_4 .

A través del análisis químico, independiente de su sofisticación, no se puede predecir cuantitativamente el grado de corrosión sin relacionarlos con los rangos de corrosión obtenidos en la refinería misma y la experiencia de los operadores. Con estos parámetros se podrían anticipar valores de corrosión.

2.7.4 CORROSIÓN INTERGRANULAR

También los metales sufren de "corrosión intergranular", la cual está directamente relacionada con la micro estructura del material. Los metales o aleaciones están formados por granos; en este tipo de corrosión se presenta un ataque localizado en las fronteras del grano y está generalmente asociado a impurezas que tienden a acumularse en dichas fronteras.

Los materiales más frecuentemente afectados son los aceros inoxidable austeníticos, las aleaciones de alto contenido de níquel y las aleaciones de aluminio.

En el caso de los aceros inoxidable austeníticos, parte del cromo se combina con el carbono para formar carburo de cromo, el cual es precipitado en los bordes del grano cuando la aleación se calienta o se enfría en el rango de 427 °C a 816 °C. La velocidad y grado de formación del carburo de cromo están en función del tiempo, temperatura y contenido de carbono³⁷.

2.7.5 CORROSIÓN TIPO HERRUMBRE

Los flujos a cierta velocidad a través de líneas y equipos producen choques o golpes de fluido debido a los cambios de dirección que pueden causar erosión, produciéndose lo que se denomina herrumbre.

2.7.6 CORROSIÓN BAJO AISLAMIENTO²³

Las inspecciones exteriores de los sistemas de tuberías aislados deben incluir una revisión de la totalidad del conjunto como sistema de aislamiento por condiciones que podrían llevar a la corrosión bajo el aislamiento CUI (Corrosión Under Insulation). Los orígenes de la humedad pueden abarcar la lluvia, filtraciones de agua, condensación e inundación de los sistemas.⁴ Las formas más comunes de CUI están localizadas en la corrosión de aceros al carbono y en la corrosión por cloruro que genera tensión, agrietando los aceros inoxidables austeníticos.

2.7.6.1 SISTEMAS DE TUBERÍAS AISLADOS SUSCEPTIBLES A CUI²³

Ciertas áreas y sistemas de tuberías son potencialmente más susceptibles a CUI, incluyendo lo siguiente:

- a) El área expuesta a la lluvia proveniente de las espesas de las torres de refrigeración.
- b) El área expuesta a la emisión de escapes de vapores.
- c) El área expuesta a la inundación de los sistemas.
- d) Las áreas sujetas a los derramamientos del proceso, ingreso de humedad y los vapores o gases ácidos.
- e) Los sistemas de tubería de acero al carbono, incluyendo aquellas aisladas para protección del personal, operando entre 25°F-250°F (-4°C-120°C). La CUI es particularmente agresiva donde se operan a estas temperaturas que causan la condensación frecuente y continua o reevaporación de la humedad atmosférica.
- f) Los sistemas de tubería de acero al carbono que normalmente operan en servicio sobre los 250 °F (120 °C) pero están en el servicio intermitentemente.
- g) Perfiles y uniones que sobresalen de las tuberías aisladas y operan a una temperatura diferente que la temperatura de operación de la línea activa.

- h) Los sistemas de tuberías de aceros inoxidables eutécticos que operan entre 150 °F-400 °F (65 °C - 204 °C). (Estos sistemas son susceptibles a las grietas de corrosión de iones cloruro por tensión).
- i) Sistemas de tuberías vibrantes que tienen la tendencia de provocar daño al encamisado del aislamiento proporcionando un camino al ingreso del agua.
- j) Los sistemas de tuberías del trazado de vapor que puedan experimentar goteras en el trazado, especialmente en las uniones de tubos bajo el aislamiento
- k) Los sistemas de tuberías con deterioro en el revestimiento y/o envolturas.

Situaciones comunes en los sistemas de tuberías susceptibles a CUI.

Las áreas de los sistemas de tuberías nombrados anteriormente, pueden tener situaciones específicas dentro de ellos, que las hacen más susceptible a CUI, incluyendo los siguientes

- a) Toda las penetraciones o fisuras en los sistemas de encamisado de aislamiento, como:
 - 1. Perfiles (las aberturas, desagües y otros artículos similares).
 - 2. Soporte de las tuberías y otros apoyos.
 - 3. Las válvulas y uniones (superficie con aislamiento irregular).
 - 4. Apomado del pedestal de la tubería
 - 5. Trazado de vapor que entuba las penetraciones.
- b) La terminación del aislamiento en las bridas y otros componentes de las tuberías.
- c) Daño o pérdida del encamisado del aislamiento.
- d) Las juntas del encamisado del aislamiento localizado en la superficie horizontal de la tubería o sobreponer inadecuadamente el sello del encamisado del aislamiento.
- e) La terminación del aislamiento en una tubería vertical.
- f) Protuberancias o manchas en el sistema del encamisado de aislamiento o bandas perdidas. (las protuberancias pueden indicar el aumento del efecto de la corrosión)

- g) Los puntos bajos en los sistemas de tuberías que tienen una abertura conocida en el sistema de aislamiento, incluyendo los puntos bajos en largos tramos de tubería sin apoyo.
- h) Bndas de acero con baja aleación de carbono, pernos y otros componentes bajo el material aislante en los sistemas de tuberías de alta aleación.

En zonas donde se ha tenido que remover los tapones de aislamiento para permitir las dimensiones del espesor de la tubería, la tubería aislada debe recibir una atención particular.

Estos tapones deben reemplazarse rápidamente y deben ser sellados. Algunos tipos de tapones desmontables, que están comercialmente disponibles, permiten la inspección e identificación de puntos de inspección para las referencias futuras.

2.8 FALLA POR FATIGA DE CORROSIÓN⁷

Fatiga por corrosión es el término que se usa para describir el fenómeno de agrietaduras, incluyendo la iniciación y propagación, en materiales bajo las acciones combinadas de fluctuaciones, como fuerzas cíclicas en un ambiente corrosivo. Es reconocido que los daños de fatiga por corrosión, dependen principalmente de la interacción entre cargas metalúrgicas y los parámetros ambientales. Un ambiente agresivo usualmente tiene un efecto nocivo en la vida de los materiales, produciendo daños en ciclos de pocas fuerzas, que los que podrían necesitarse en un ambiente inerte.

2.9 OXIDACIÓN Y DESCASCARAMIENTO

La oxidación y el descascaramiento a las que se hace referencia ocurren por el exterior de los tubos y son una condición localizada o están a lo largo de las líneas.

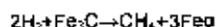
Variaciones en la temperatura del metal provocan deformaciones y hacen que esta cáscara se rompa y se desprenda produciéndose un descascaramiento del tubo, dejando nuevamente una superficie limpia a la vista en la cual comienza nuevamente el proceso de oxidación. Este descascaramiento continuo produce una disminución del espesor de pared.

Ciertos elementos de aleación (Cr, Si, Al) aumentan la resistencia a la oxidación hasta aproximadamente 600 °C, y de ahí a mayores temperaturas se necesitará una aleación con mayor porcentaje de Cr para resistir la oxidación⁷.

Los daños producidos por la oxidación exterior se deben principalmente a las condiciones climáticas y de los gases industriales presentes en el ambiente. En un ambiente húmedo, la oxidación de la superficie es mayor, sobre todo si se encuentra sin pintar.

2.10. ATAQUE POR HIDRÓGENO

También es considerado como un mecanismo que puede causar daño a los aceros al carbón y de baja aleación cuando están expuestos en ambientes con hidrógeno, a temperaturas del orden de 220 °C. Con el hidrógeno a mayores presiones y temperaturas, aumenta la factibilidad de que el hidrógeno atómico penetre en la estructura del metal reaccionando con el carburo de hierro y otros, dando como resultado metano según la siguiente reacción⁷.



A temperaturas sobre los 220 °C comienza la descarburización, desapareciendo la perlita, el hidrógeno ataca al Fe₃C (fibre + perlita) y a temperaturas menores de 220°C sólo ataca el Fe₃C de la perlita.

El gas metano resultante no se disuelve en el hierro, por el contrario nuclea como burbuja cerca de los carburos, luego en la medida que aumenta la presión interna, se forman huecos y grietas. Los defectos generados reducen la resistencia y ductilidad de los aceros. El ataque por hidrógeno es básicamente una reacción por descarburización, que degrada las propiedades del material a las temperaturas de operación.

El ataque por hidrógeno en los aceros al carbón puede llegar al fisuramiento. En cambio, en los aceros aleados con carburos estables de cromo, vanadio, niobio y molibdeno, la susceptibilidad al fisuramiento es menor. El acero 2% Cr-1Mo sufre descarburización cuando está expuesto a altas temperaturas y presiones de hidrógeno, pero es menos factible que se fisure⁷.

El ataque por hidrógeno puede ser superficial o interno, provocando en ambos casos descarburización. La superficie descarburada se caracteriza por un contenido de carbono menor que debiera ser más dúctil pero, sin embargo, es débil y blando.

2.11 DAÑOS GENERALES POR ATAQUE DE HIDRÓGENO?

El daño por hidrógeno se presenta en todos los equipos fabricados con base a aleaciones ferrosas de microestructura ferrítica, pues es la ferrita el micro constituyente más sensible al hidrógeno.

2.11.1 AMPOLLAMIENTO POR HIDRÓGENO.

Es un mecanismo que involucra el daño por hidrógeno en aceros no endurecidos y expuestos a temperatura ambiente y cercana a ella.

El hidrógeno se concentra en zonas defectuosas como son concentraciones de inclusiones alargadas y límites de grano con inclusiones.

Los componentes de aceros expuestos a ambientes ácidos y corrosivos favorecen la concentración de hidrógeno hacia el interior del acero, luego al aumentar la presión interna se produce la fisura o ampollamiento en las zonas con menores homogeneidades?

2.11.2 DETECCIÓN DEL DAÑO POR HIDRÓGENO

La inspección y detección del daño por hidrógeno es más compleja que detectar fenómenos de oxidación y sulfidación. No existen evidencias visibles del ataque y los métodos AND (Análisis No Destructivos) convencionales son limitados.

La descarburización se detecta midiendo la dureza superficial y con metalografía de réplica. Pero la profundidad del ataque, es decir, la descarburización interna y fisuramiento sólo pueden determinarse con metalografía y medición de dureza a través del espesor.

Como se ha revisado, una de las consecuencias del deterioro o falla de los materiales, es la disminución del espesor, la cual es posible de detectar siguiendo un plan de trabajo de inspección técnica, cuyo departamento responsable es el de mantenimiento.

Es fundamental, por lo tanto, que el departamento de mantenimiento esté siempre atento día a día de la operación de los equipos y así, el mantener sus informes en intervalos frecuentes.

De lo anterior se observa que es importante no descuidar la parte correspondiente al mantenimiento e inspección, ya que mediante estos elementos se pueden identificar, controlar y minimizar algunas fallas de los equipos en lo referente a su integridad mecánica, y de esta manera realizar los cambios y ajustes necesarios para evitar algún accidente; es por ello que a continuación se presenta una breve reseña sobre mantenimiento e inspección.

2.12 MANTENIMIENTO¹

El mantenimiento es indispensable para mantener la seguridad laboral, debido a que un gran porcentaje de accidentes son causados por fallas en los equipos que pueden ser prevenidos. El departamento de mantenimiento tiene la responsabilidad de mantener en buenas condiciones las instalaciones y los equipos, permitiendo un mejor funcionamiento y por consiguiente aumentando la seguridad, evitando riesgos en el área laboral.

2.12.1 OBJETIVOS DEL MANTENIMIENTO

Evitar, reducir y, en su caso, reparar las fallas en los equipos e instalaciones que lo necesiten.

- Disminuir la gravedad de las fallas inevitables.
- Evitar detenciones inútiles o paro de equipos y máquinas.
- Evitar accidentes.
- Evitar incidentes y aumentar la seguridad para las personas.
- Conservar los bienes productivos en condiciones seguras y preestablecidas de operación.
- Alcanzar o prolongar la vida útil de los bienes

El mantenimiento adecuado tiende a prolongar la vida útil de los bienes, a obtener un rendimiento aceptable de los mismos durante más tiempo y a reducir el número de fallas.

Se dice que algo falla cuando deja de brindar el servicio que debía dar o cuando aparecen efectos indeseables, según las especificaciones de diseño con las que fue construido o instalado el bien en cuestión.

2.13 TIPOS DE MANTENIMIENTO¹²

Existen cuatro tipos reconocidos de operaciones de mantenimiento (ver figura 2.1), los cuales están en función del momento en el tiempo en que se realizan, el objetivo particular para el cual son puestos en marcha, y en función a los recursos utilizados.

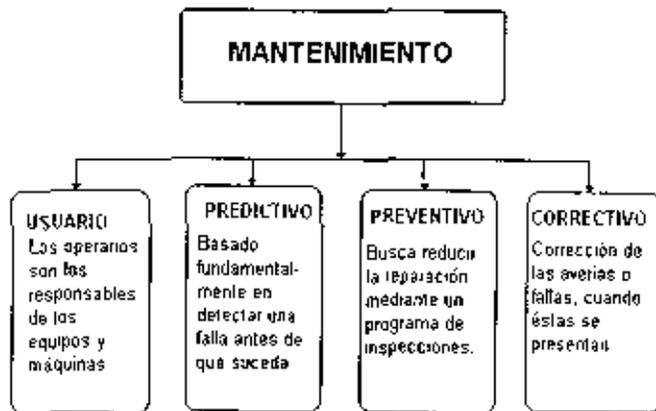


Figura 2.1 Tipos de mantenimiento

2.13.1 MANTENIMIENTO POR USUARIO

En este tipo de mantenimiento se responsabiliza al primer nivel de mantenimiento, es decir, a los propios operarios de los equipos.

Es trabajo del departamento de mantenimiento delimitar hasta donde se debe formar y orientar al personal, para que las intervenciones efectuadas por ellos sean eficaces.

2.13.2 MANTENIMIENTO PREDICTIVO

Este tipo de mantenimiento se basa en predecir la falla antes de que ésta se produzca. Se trata de conseguir adelantarse a la falla o al momento en que el equipo o elemento deja de trabajar en sus condiciones óptimas. Para conseguir esto se utilizan herramientas y técnicas de monitoreo de parámetros físicos.

2.13.3 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Este tipo de mantenimiento surge de la necesidad de disminuir el correctivo y todo lo que representa. 1. Pretende reducir la reparación. 2. Una rutina de inspecciones periódicas y 3. La renovación de los elementos dañados. Si la primera y segunda no se realizan, la tercera es inevitable.

Características:

Básicamente consiste en programar revisiones de los equipos, apoyándose en el conocimiento del mismo, con base a la experiencia y los datos históricos obtenidos de las mismas. Se confecciona un plan de mantenimiento para cada equipo.

2.13.4 MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Planificado

El mantenimiento correctivo planificado consiste en la reparación de un equipo o máquina cuando se dispone del personal, repuestos y documentos técnicos necesarios para efectuarlo.

No Planificado

Corrección de las averías o fallas, cuando éstas se presentan, al contrario del caso de mantenimiento preventivo.

Esta forma de mantenimiento impide el diagnóstico fiable de las causas que provocan la falla, pues se ignora si falló por mal trato, por abandono, por desconocimiento del manejo, por desgaste natural, etc.

El ejemplo de este tipo de mantenimiento correctivo no planificado es la habitual reparación urgente tras una avería que obliga a detener el equipo dañado, pudiendo no ser tan importante. Sin embargo, en una refinería, el que un tubo se rompa se considera como una falla, catastrófica, cuyas causas pueden ser diversas, siendo la más común la corrosión y como consecuencia la disminución del espesor de pared en la línea, y si ésta no es detectada a tiempo se genera la rotura.

Para poder minimizar la necesidad del mantenimiento correctivo dentro de la refinería, es necesario practicar el mantenimiento preventivo y predictivo, cuyas tareas son muchas, pero la de interés para el presente trabajo es la inspección técnica, específicamente en la medición de espesores.

2.14 INSPECCIÓN

La inspección, se define como el conjunto de acciones técnicas, realizadas de acuerdo con un plan previo; de ella se obtienen los datos necesarios para conocer en un instante dado el estado de la estructura²³ y de esta manera se determinará la toma de decisiones sobre mantenimiento, reparación, refuerzo o reemplazamiento de la línea, accesorio o, en su defecto, hasta el mismo equipo. Existen algunos tipos de inspecciones, las cuales a continuación se describirán

2.14.1 INSPECCIÓN EXTERNA²²

La inspección visual externa se realiza para determinar las condiciones externas de las tuberías, del sistema de aislamiento, de la pintura, del recubrimiento y de los accesorios asociados; para detectar cualquier signo de desalineamiento, vibración y fugas.

Las inspecciones externas de tuberías se pueden hacer cuando la tubería está en servicio. Se anexa una lista de revisión para darle seguimiento a la inspección.

2.14.2 INSPECCIÓN VISUAL INTERNA

Este tipo de inspección normalmente no se utiliza en tuberías; pero cuando sea posible, la inspección visual interna se debe de programar para sistemas de tuberías tales como: líneas de transferencia de diámetro considerable, ductos, líneas de plantas catalíticas u otras tuberías de tamaño similar.

Una buena oportunidad para la inspección interna se presenta cuando se desconectan las bridas, permitiendo una inspección visual de la superficie interna, con o sin utilizar métodos "AND". Otra forma de acceso a las superficies internas que requieran este tipo de inspecciones es removiendo una sección de la tubería y cortándola por el centro.

2.14.3 MEDICIÓN DE ESPESORES.

Una inspección mediante la medición del espesor de la pared se debe realizar para determinar la condición interna y el espesor remanente de los componentes de la tubería, accesorio y/o equipo. Las mediciones de espesor pueden ser obtenidas cuando los sistemas estén dentro o fuera de operación¹³

2.14.4 INSPECCIÓN SUPLEMENTARIA

Se pueden programar otras inspecciones si se considera necesario o apropiado. Ejemplos de dichas inspecciones incluyen el uso periódico de radiografías y/o termografías para la revisión de ensucamiento u obstrucciones internas, el ultrasonido y/o radiografía puede utilizarse para detección de corrosión localizada²²

Como se ha mencionado, el motivo por el cual es obligatorio realizar principalmente la inspección por medición de espesores, es por la acción química de los fluidos que son transportados (corrosión) a través de equipos y tuberías generando la pérdida de material y fragilizando así las paredes de las tuberías, válvulas o conexiones. Es por ello que basándose en la práctica de la API 570 y 574 se sabe así:

¿Qué inspeccionar? (Equipos, líneas, etc.)

¿Dónde inspeccionar? (Mecanismos de daño)

¿Cuándo inspeccionar? (Período de inspección)

¿Cómo inspeccionar? (Métodos utilizados AND)

2.15 ¿QUÉ INSPECCIONAR?

La medición preventiva de espesores es aplicable a cualquier *equipo o línea*, y la información que proporciona (valores de espesores) es útil para conocer el estado en que se encuentran al momento de llevarla a cabo. Se considera como «línea»²⁴ al conjunto de tramos de tubería y accesorios (te, codo, reducción, válvula, etc.), que manejen el mismo fluido a las mismas condiciones de operación.

Normalmente esto se cumple para la tubería focalizada entre dos equipos en la dirección de flujo.

Es importante mencionar que al utilizar una soldadura entre cada tramo de tubería, ésta afecta el espesor de la tubería ya que al estar soldando se maneja calor y por ende el espesor del tubo es afectado, por lo que cerca de cada soldadura debe de haber un nivel de calibración para verificar el espesor. Esta distancia se sugiere sea de 1.5 a 2 pulgadas antes o después de cada soldadura en dirección del flujo.

2.16 ¿DÓNDE INSPECCIONAR?

En una refinería todos los equipos, ductos, líneas, etc., sufren deterioro como resultado de las condiciones a que se ven expuestos. Sin embargo, existen áreas que presentan con mayor frecuencia el fenómeno de la corrosión/erosión, por lo cual, son puntos importantes donde se debe de llevar un estricto control en la medición de espesores. Estos son algunos ejemplos de sitios a inspeccionar:^{22,21}

- Después de las válvulas de control, especialmente cuando hay "flasheo".
- Después de placas de orificio.
- Después de la descarga de bombas.
- En cualquier punto de un cambio de dirección del flujo, como el radio interior y exterior de codos.
- Después de configuraciones de la tubería (como soldaduras, termo pozos y bridas) que producen turbulencia.

Según la API 570, las posiciones de medición de espesores se deben de efectuar en un mismo sitio de una tubería o equipo, además de que para llevar acabo la inspección en un circuito completo debe de iniciarse de acuerdo a la dirección del flujo como se observa en la figura 2.2.

Sin embargo, PEMEX, ha adquirido una nueva nomenclatura para determinar las posiciones donde deben llevarse a cabo las inspecciones, esto para facilitar un lenguaje automatizado, comprensión y manejo de datos. De esta manera, en la tabla 2.4 se observan las equivalencias de la nomenclatura de PEMEX y la API 570.

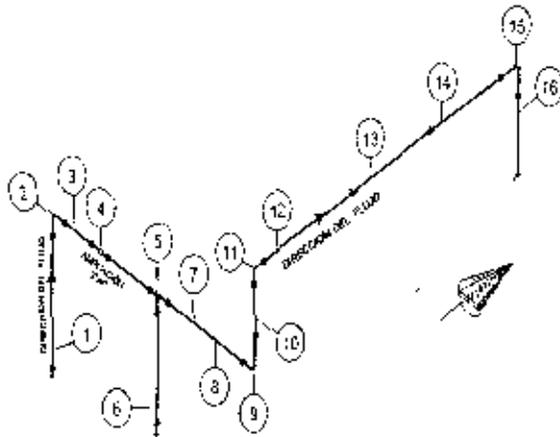


Figura 2.2 Ejemplo de niveles de medición de espesores en tuberías²⁸.

También esta norma sugiere llevarse a cabo la medición como se observa en la figura 2.3.

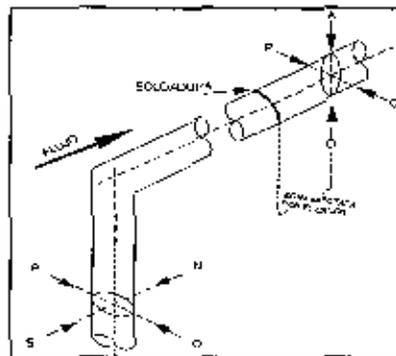


Figura 2.3 Detalle de medición de espesores²⁸

En la figura 2.4 se visualizan tramos de tuberías con codos y te's, en diferentes ángulos, donde se localizan las posiciones para efectuarse las mediciones correspondientes.

Las te's son accesorios utilizados para unir tuberías y obtener una derivación formando ángulos (45°, 60°, 90°). Las tuberías pueden ser de igual o distinto diámetro. En la Figura 2.4, se puede observar que únicamente se inspecciona en tres puntos de acuerdo a la API 570. Las reducciones (concéntrica y excéntrica), son accesorios de forma cónica, que se utilizan para disminuir el volumen del fluido a través de las líneas de tuberías, que de igual manera al estar en contacto con el fluido sufren disminución en su espesor por lo que también debe de realizarse la medición de manera análoga a las líneas.

Tabla 2.4 Nomenclatura de inspección PEMEX-API

PEMEX	API
1	Norte
2	Sur
3	Este
4	Oeste
5	Arriba
6	Abajo
7	Codo*
8	Garganta*

* Específicamente para codos

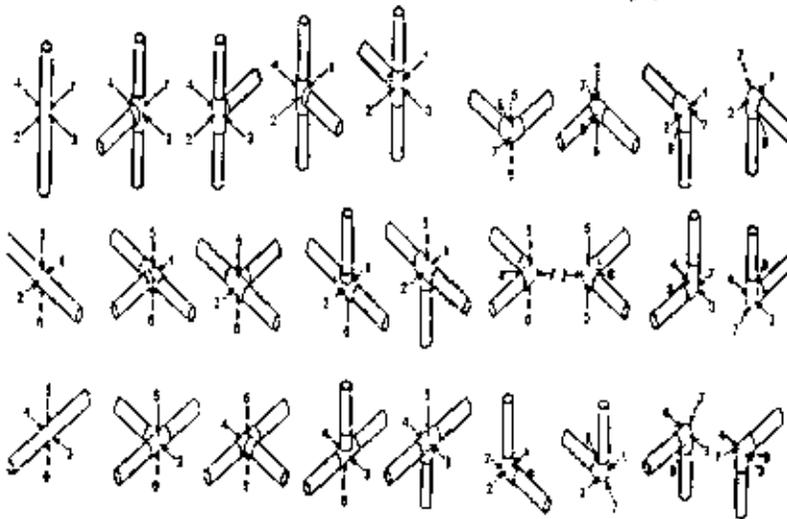


Figura 2.4 Localización de puntos de calibración en tubería

Los codos son otros accesorios muy comunes utilizados para dar un cambio de dirección al flujo, que debido a su función son de los accesorios que se ven más afectados en cuanto a su desgaste.

La nomenclatura utilizada por PEMEX, antes mencionada es indistinta para la medición de líneas y equipos. Por ejemplo en la figura 2.5 se observan los puntos donde debe realizarse la inspección y en la tabla 2.5 los criterios utilizados para inspeccionar una torre.²⁴

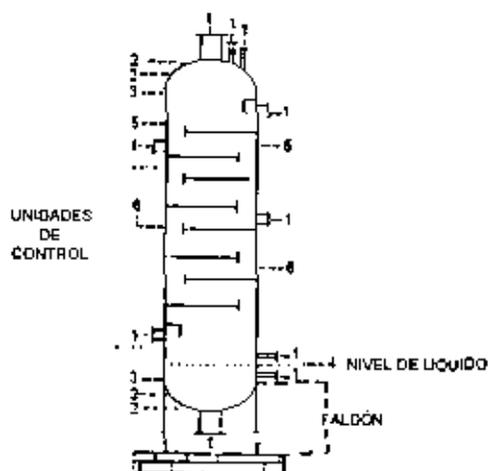


Figura 2.5 Puntos de inspección para una torre²⁴

Donde:

1. Boquillas y registros. Un nivel con 4 posiciones.
2. Casquetes. 1 ó 2 niveles, de 4 a 32 posiciones cada uno, preferentemente en zona alrededor de boquilla central. En el domo, preferentemente alrededor de salida de vapores.
3. Zona de transición 1 nivel cada uno con 4 a 32 posiciones (según diámetro)
4. Nivel de líquido/fondo. 1 nivel con 4 a 32 posiciones (según diámetro).
5. Cuerpo-zona de vapores. Los niveles que sean necesarios en zonas críticas, con 4 a 32 posiciones por nivel (según diámetro)
6. Cuerpo-zona de líquido. Los niveles que sean necesarios en zonas críticas, con 4 a 32 posiciones por nivel (según diámetro)

En torres de destilación con velocidades de corrosión «críticas»¹⁷, deben seccionarse en tantos tramos como sea necesario para tener unidades de control con velocidades de corrosión homogénea, por ejemplo, en torres de destilación primaria, se consideran la sección del fondo, la sección de entrada de carga, la sección intermedia superior y la sección del domo.

Notas.

A.- El número de puntos de medición por cada nivel debe estar en función del perímetro de la torre o recipiente, de acuerdo con la figura 2.5.

B.- Si el equipo completo o alguna de sus secciones tiene revestimiento enchapado donde éste exista, los puntos de medición por nivel deben ser la mitad de los correspondientes al diámetro, de acuerdo con la figura 2.5, pero en ningún caso menor de 4 puntos

C.- En las secciones cónicas, se deben tomar los puntos de medición de espesor correspondientes al diámetro mayor de dicha sección

Tabla 2.5 Criterios para inspeccionar una tope²⁴

PERÍMETRO				
DESDE		HASTA		PUNTOS POR NIVEL
cm	pulg	cm	pulg	
menor	menor	300	118	4
301	118.5	400	157	8
401	156	600	236	8
601	237	800	315	12
601	315.5	1200	472	16
1201	473	mayor	Mayor	24

En cuanto a las inspecciones en los arreglos de niplería, no se utiliza la nomenclatura antes mencionada, sin embargo, no deja de ser sencilla, ya que deriva su nombre de acuerdo a las piezas que conforman el arreglo. A continuación se presentan los arreglos de niplería más comúnmente encontrados en las instalaciones de una refinería:

Arreglos de Niplería²⁴, más comunes son:

- Cople-Niple-Válvula
- Cople-Tapón
- Cople-Termopozo
- Orificio-Tapón
- Orificio-Niple-Válvula
- Orificio-Codo de Cola-Niple-Válvula

Cuando existen arreglos diferentes a éstos, se les denominan "arreglos especiales".

Para conocer los puntos donde se les efectúa la medición de espesores ver el apéndice III.

2.17 ¿CUÁNDO INSPECCIONAR?

Para responder a este cuestionamiento, es necesario conocer qué son los períodos de inspección y la designación de estos de acuerdo a la API 570 para la inspección en tuberías, accesorios y equipos.

2.17.1 PERÍODOS DE INSPECCIÓN²²

En general, el período de inspección se considera como el tiempo que transcurre entre una fecha de medición y la siguiente consecutiva. Pero la frecuencia de estas mediciones es determinada por la combinación de tres factores principalmente.

- Mecanismo de daño y el daño resultante (grieta, corrosión, etc.)
- Velocidad del daño (desgaste)
- Tolerancia del equipo al tipo de daño

La frecuencia es expresada como una fracción de la vida útil del equipo, la cual puede definirse de la siguiente manera.²³

$$\text{Vida útil (años)} = \frac{\text{Limite de retiro (unidades)}}{\text{Velocidad de desgaste (unidades/año)}}$$

Velocidad de desgaste, se considera como la rapidez con la cual disminuye el espesor de una pared metálica. Ordinariamente se calcula comparando los espesores obtenidos en mediciones efectuadas en dos fechas consecutivas.

Las velocidades de corrosión se pueden considerar homogéneas cuando éstas son menores de 0.020" por año (equipos no críticos), y si son mayores al valor citado se debe considerar como unidad de control el recipiente entero.

A) TUBERÍA²²

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

- a) La velocidad de corrosión y los cálculos de vida remanente
- b) La clasificación de las tuberías de acuerdo al servicio.
- c) Los requerimientos jurisdiccionales aplicables.
- d) El juicio del inspector o especialistas en corrosión basado en las condiciones de operación, historia de las inspecciones anteriores, resultado de la inspección actual, etc.

La tabla 2.6 contiene los intervalos de inspección máximos recomendados para las cinco categorías de tuberías, para los puntos de inyección y para las tuberías con interfase suelo-aire.

Tabla 2.6²² Criterios para programar las inspecciones de tuberías

TIPO DE CIRCUITO	MEDICIÓN DE ESPESORES	INSPECCIÓN VISUAL EXTERNA
Clase 1	5 años	5 años
Clase 2	10 años	5 años
Clase 3	10 años	10 años
Puntos de inyección	3 años	Según clase
Interfase suelo-aire	—	Según clase

B) NIPLERÍA.^{22, 24}

Los periodos de inspección de la niplería son los mismos que los del circuito o equipo donde van armados, de tal manera que al calibrar la tubería de un circuito o de un equipo, al mismo tiempo se calibrará su niplería. Lo anterior, a excepción de aquellos arreglos cuyas determinaciones de desgaste acusen una velocidad mayor a la registrada en líneas o equipos donde vayan armados. En este caso, los periodos de inspección de la niplería serán dictados de acuerdo a su propio desgaste.

El periodo de inspección de niplería en circuitos y equipos críticos debe realizarse cada 1.5 años, y para los no críticos deberán inspeccionarse cada 5 años (de acuerdo al procedimiento de la evaluación del diagnóstico del estado físico de la planta de proceso).

C) TORNILLERÍA.^{22, 24}

Los periodos de revisión no son iguales, debido a que la agresividad del medio ambiente en cada lugar es variable; entonces el periodo de inspección debe ser más corto en aquellos

circuitos donde sea mayor la corrosión exterior. Para fijar criterios generales, las revisiones deben hacerse de acuerdo con lo establecido en la tabla 2.7.

Mediante los cálculos necesarios según la API 570, se elabora un programa anual de medición preventiva, en el cual se indica para cada línea y equipo la fecha en que deben medirse sus espesores conforme al criterio de unidad de control que resulta del análisis de la velocidad de desgaste y del límite de retro.

Tabla 2.7^{22, 24} Periodos de inspección en tomillería

GRADO DE CORROSIÓN	DESCRIPCIÓN	PERÍODO DE REVISIÓN
LEVE	Se observan oxidados, pero la cuerda del espárrago no se ve desgastada en forma apreciable.	5 AÑOS
MODERADA	Se observan depósitos de corrosión en algunas partes del espárrago y los hilos de la rosca se ven con cierto desgaste, pero todavía con profundidad suficiente.	4 AÑOS
ALTA	El espárrago prácticamente ya no cuenta con rosca en alguna sección, pero se alcanzan a ver todavía los hilos.	3 AÑOS
SEVERA	El espárrago ya se ve en algunas zonas sin su diámetro original. Se observa acinturamiento y por supuesto los hilos de la rosca ya no existen.	2 AÑOS

2.18 ¿CÓMO INSPECCIONAR?

La inspección se puede realizar mediante ensayos destructivos y no destructivos.

2.18.1 ANÁLISIS DESTRUCTIVOS Y NO DESTRUCTIVOS

El objetivo principal de las pruebas destructivas es determinar algunas propiedades de los materiales, como resistencia mecánica, la tenacidad o la dureza.

La ejecución de las pruebas destructivas involucra el dañar al material, la destrucción de la probeta o la pieza empleada en la determinación correspondiente; por lo que se puede concluir que los ensayos destructivos son la aplicación de métodos físicos directos que alteran de forma permanente las propiedades físicas, químicas, mecánicas o dimensionales de un material, parte o componente sujeto a inspección. Sin embargo, el desarrollo de nuevas tecnologías y la

optimización de los productos o los requisitos de seguridad, como es el caso de la industria aeroespacial, la nucleoelectrónica o la *petroquímica*, impusieron también nuevas condiciones de inspección, en las cuales se estableció la necesidad de verificar hasta en un 100% los componentes críticos; por lo que se inició el empleo de otras técnicas de inspección, diferentes a las visuales, con las cuales se medía la integridad de los componentes sin destruirlos. Esto fue posible al medir alguna otra propiedad física del material y que estuviera relacionada con las características críticas del componente sujeto a inspección; es decir, se inició la aplicación de las pruebas no destructivas

2.18 2 ANÁLISIS NO DESTRUCTIVOS (AND)

Los análisis no destructivos, como su nombre lo indica, no alteran de forma permanente las propiedades físicas, químicas, mecánicas o dimensionales de un material. Son la aplicación de métodos físicos indirectos, como es la transmisión del sonido, la opacidad al paso de la radiación, etc., y tienen la finalidad de verificar la sanidad de las piezas examinadas. No obstante, cuando se aplica este tipo de pruebas, no se busca determinar las propiedades físicas inherentes de las piezas, sino verificar su homogeneidad y continuidad

2.19 TIPOS DE ANÁLISIS NO DESTRUCTIVOS

Los AND incluyen el análisis visual (AV), el radiográfico (AR), ultrasónico (AU), análisis magnético (AM), análisis con líquidos penetrantes (ALP) y análisis por corrientes inducidas (ACI).

La selección de cada método de ensayo depende del propósito que se busque, por lo que será necesario seleccionar entre ellos el que mejor se adecue a sus necesidades. Cada método se basa en un fenómeno físico, y pueden ser clasificados como se observa en la figura 2.6.

Otra clasificación de los AND esta basada en la localización de los defectos: método para obtener información de la superficie o cerca de ella: análisis visual, análisis de penetrantes, análisis magnético y análisis de corrientes inducidas; métodos para obtener información en el interior de los objetos: análisis radiográfico y análisis ultrasónico.

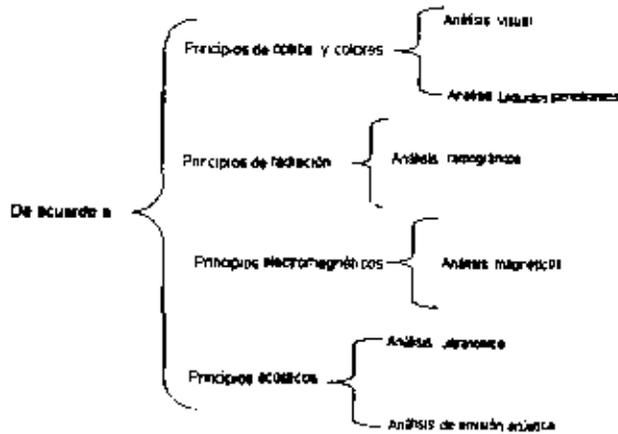


Figura 2.6 Clasificación de los ensayos no destructivos¹⁷

Tabla 2.8³⁵ Clasificación de los métodos no destructivos

MÉTODO	OBJETIVO	APLICABLE A	NO APLICABLE EN
RI	Defectos internos	Soldaduras, fundiciones	Fundiciones con espesores mayores a 400 mm
US	Defectos internos	Placas, tuberías, soldaduras, forjados	Materiales con gran atenuación
PM	Defectos superficiales y subsuperficiales	Materiales ferromagnéticos	Materiales no magnéticos y defectos internos
LP	Defectos superficiales	Materiales metálicos y no metálicos	Defectos internos, materiales porosos
CI	Defectos superficiales y subsuperficiales	Materiales conductores de geometrías simples	Materiales con geometrías complicadas y defectos internos

2.19.1 ANÁLISIS VISUAL (AV)³²

Consiste en observar a ojo desnudo o con la ayuda de instrumentos especiales (lupas, endoscopios, etc.) el estado de una pieza, siguiendo criterios establecidos en normas. Es el más utilizado por su simplicidad y rapidez, aunque se necesita personal capacitado y con experiencia.

2.19.2 ANÁLISIS ACÚSTICO (AA) ^{33,17}

Mediante algún tipo de instrumento se golpea el material, produciendo de esta manera una onda acústica. Generalmente consiste en oír el sonido producido por el golpe, pudiendo así diferenciar una pieza con fallas de una en buenas condiciones.

2.19.3 ANÁLISIS RADIOGRÁFICO (AR) ^{33, 17}

El caso de la radiografía industrial, como prueba no destructiva, es muy interesante; pues permite asegurar la integridad y confiabilidad de un producto.

La inspección por (AR) se define como un procedimiento de inspección no destructivo de tipo físico, diseñado para detectar discontinuidades macroscópicas y variaciones en la estructura interna o configuración física de un material.

Dentro de los AND, la radiografía industrial es uno de los métodos más antiguos y de mayor uso en la industria. Debido a esto, continuamente se realizan nuevos desarrollos que modifican las técnicas radiográficas aplicadas al estudio no sólo de materiales, sino también de partes y componentes; todo con el fin de hacer más confiables los resultados durante la aplicación de la técnica.

Esta técnica entra dentro de las inspecciones suplementarias según la norma de PEMEX DG-GPASI-IT-00204, ya que se utiliza cuando la planta está fuera de operación, o cuando la inspección por ultrasonido no es conveniente, es decir, cuando se manejan muy altas temperaturas, por arriba de 600 °C, además, cuando los arreglos de tubería son roscados, ya que así se desensambla la pieza y se lleva al laboratorio para realizar el respectivo análisis.

El principio físico en el que se basa esta técnica es la interacción entre la materia y la radiación electromagnética, siendo esta última de una longitud de onda muy corta y de alta energía.

Durante la exposición radiográfica, la energía de los rayos X o gamma es absorbida o atenuada al atravesar un material. Esta atenuación es proporcional a la densidad, espesor y configuración del material inspeccionado.

La radiación ionizante que logra traspasar el objeto puede ser registrada por medio de la impresión en una placa o papel fotosensible, que posteriormente se somete a un proceso de revelado para obtener la imagen del área inspeccionada; o bien, por medio de una pantalla fluorescente o un tubo de video, para después analizar su imagen en una pantalla de televisión o grabarla en una cinta de video. En términos generales, es un proceso similar a la fotografía, con la diferencia principal de que la radiografía emplea rayos X o rayos Gamma y no energía luminosa. La figura 2.7 muestra un esquema de un ensayo radiográfico

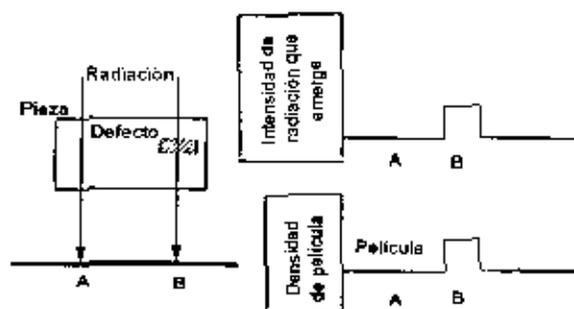


Figura 2.7 Muestra un esquema de un ensayo radiográfico.

En la actualidad, dentro del campo de la industria existen dos técnicas empleadas para la inspección radiográfica

- Radiografía con rayos X.
- Radiografía con rayos gamma

VENTAJAS

- Es un excelente medio de registro de inspección
- Su uso se extiende a diversos materiales.
- Se obtiene una imagen visual del interior del material
- Se genera un registro permanente de la inspección.

LIMITACIONES

- No es recomendable utilizarla en piezas de geometría complicada
- No debe emplearse cuando la orientación de la radiación sobre el objeto sea inoperante, ya que no es posible obtener una definición correcta
- La pieza de inspección debe tener acceso al menos por dos lados
- Su empleo requiere el cumplimiento de estrictas medidas de seguridad.
- Requiere personal altamente capacitado, calificado y con experiencia
- Requiere de instalaciones especiales como son el área de exposición, equipo de seguridad y un cuarto oscuro para el proceso de revelado

2.19.4 ANÁLISIS POR PARTÍCULAS MAGNETIZABLES (AM)

GENERALIDADES

Los materiales ferromagnéticos tales como muchos aceros desarrollan, cuando son magnetizados, un flujo magnético mucho mayor que los materiales no magnéticos. Si existiera un defecto cerca de la superficie, se produce un escape de este flujo, llamado campo de fuga, en el espacio cercano a la superficie, de la pieza como se muestra en la figura 2.8.

Así este método puede localizar defectos superficiales y/o subsuperficiales por la detección del campo de fuga. Para visualizar los campos de fuga se utilizan comúnmente partículas magnetizables y en algunos casos sensores magnéticos tal como un generador de efecto mayor o cintas magnéticas. El campo de fuga que producen los defectos depende de la orientación de magnetización en la pieza y dimensiones del defecto.^{32, 17}

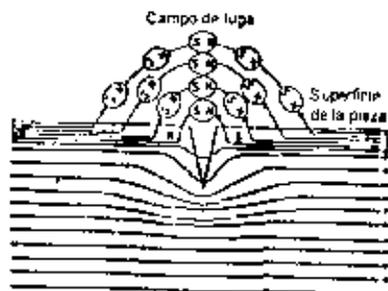


Figura 2.8 Representa el campo de fuga

Características

El ensayo por partículas magnetizables es el método más útil de inspección para determinar si hay defectos superficiales y/o subsuperficiales en el objeto. Es posible detectar con bastante seguridad discontinuidades de un milímetro de longitud, por lo que ha sido ampliamente usado en aceros. Desafortunadamente no es posible estimar la profundidad de las indicaciones que es la información más importante cuando se requiere evaluar la vida de algún equipo o tubería. Se puede obtener información cuantitativa usando ensayos de escape del campo magnético pero esta aplicación está confinada a piezas con geometría simple.

VENTAJAS

Con respecto a la inspección por líquidos penetrantes, este método tiene las siguientes ventajas

- Requiere de un menor grado de limpieza
- Generalmente es un método más rápido y económico
- Puede revelar discontinuidades que no afloran a la superficie.

LIMITACIONES

- Son aplicables sólo en materiales ferromagnéticos
- El manejo del equipo en campo puede ser cansado y lento.
- Generalmente requieren del empleo de energía eléctrica.
- Sólo detectan discontinuidades perpendiculares al campo.

2.19.5 ANÁLISIS POR LÍQUIDOS PENETRANTES (ALP) ^{33, 17}

En términos generales, esta prueba consiste en aplicar un líquido coloreado o fluorescente a la superficie a examinar, el cual penetra en las discontinuidades del material debido al fenómeno de capilaridad. Después de cierto tiempo, se remueve el exceso de penetrante y se aplica un revelador, el cual generalmente es un polvo blanco, que absorbe el líquido que ha penetrado en las discontinuidades y sobre la capa de revelador se define el contorno de ésta.

Las cinco etapas siguientes se ejecutan en el análisis por LP y se observan en la figura 2.9

- **Limpieza inicial:** se remueve la suciedad de la superficie de la limpieza y del interior de los defectos.
- **Penetración:** Se aplica un penetrante (líquido con alta capilaridad) sobre la pieza a ser examinada y se le deja penetrar dentro de los defectos
- **Limpieza intermedia:** Se remueve el exceso de penetrante de la superficie de la pieza
- **Revelado:** Se aplica un revelador blanco a la superficie de la pieza que extrae el penetrante de los defectos
- **Observación:** Se observan las indicaciones de los defectos bajo luz natural en el caso de los penetrantes coloreados o usando luz negra en el caso de los penetrantes fluorescentes

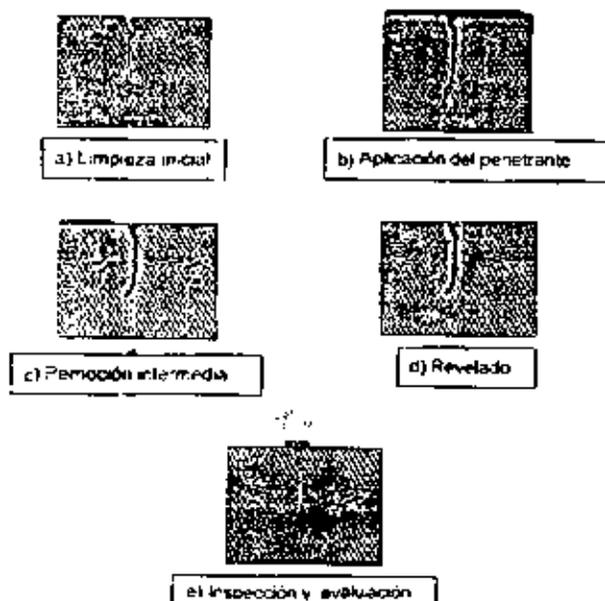


FIGURA 2.9 Etapas en un ensayo por líquidos

Características

El análisis por LP solo detecta discontinuidades abiertas a la superficie.

La detectabilidad de un defecto en esta técnica es algo inferior a la del ensayo por partículas magnetizables. El análisis por LP puede ser aplicado en cualquier tipo de material, metálicos o no metálicos, salvo en aquellos materiales porosos o con alta rugosidad. El tamaño mínimo de un defecto detectable es aproximadamente de 1mm de longitud, 20 μ m y 1 μ m de ancho dependiendo de la técnica y la calidad de los productos utilizados.

VENTAJAS

- La inspección por líquidos penetrantes es extremadamente sensible a las discontinuidades abiertas a la superficie.
- La configuración de las piezas a inspeccionar no representa un problema para la inspección.
- Son relativamente fáciles de emplear.
- Son económicos
- Son razonablemente rápidos en cuanto a la aplicación, además de que el equipo puede ser portátil.

LIMITACIONES

- Sólo son aplicables a defectos superficiales y a materiales no porosos
- Se requiere de una buena limpieza previa a la inspección
- Una selección incorrecta de la combinación de revelador y penetrante puede ocasionar falta de sensibilidad en el método.

2.19.6 ANÁLISIS POR CORRIENTES INDUCIDAS (ACI)

GENERALIDADES:

Como se muestra en la Fig. 2.10 en el interior de una bobina por la que circula una corriente alterna se producirá un campo magnético alterno. Si se coloca la bobina cerca de un metal

plano se inducirá una corriente dentro de la placa metálica que tenderá a contrarrestar al campo magnético de la bobina

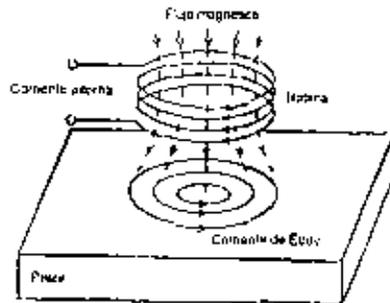


Figura 2.10 Corrientes de Eddy

La distribución y magnitud de la corriente inducida depende de la frecuencia de la corriente alterna, conductividad y permeabilidad de la pieza, geometría y dimensiones del espécimen, y existencia de defectos. Así, se puede obtener información de la calidad del material, y determinar si hay algún defecto como también su geometría y sus dimensiones. No se puede detectar directamente la corriente inducida sino por la medición del cambio de impedancia de la bobina.

Características:

En el ensayo por corrientes inducidas, la velocidad de ensayos es alta debido a que se puede ejecutar el ensayo sin tocar la pieza y directamente obtener los resultados como salidas eléctricas. Este método es apropiado para detectar defectos sobre y cercanos a la superficie del objeto en geometrías simples tales como cables, barras y tuberías. Es posible también medir el espesor de una película no conductora sobre el metal y el espesor de películas metálicas no magnéticas en materiales ferromagnéticos.

2.19.7 ANÁLISIS POR ULTRASONIDO INDUSTRIAL (AU)

El análisis por ultrasonido industrial (AU) se detallará más debido a que es el método que se utiliza actualmente en las refinorías de PEMEX.

La medición de espesores por ultrasonido es un procedimiento de inspección no destructiva de tipo mecánico, que se basa en la impedancia acústica, la que se manifiesta como el producto de la velocidad máxima de propagación del sonido entre la densidad de un material.

La historia del ultrasonido industrial como disciplina científica data del siglo XX. En 1924, el Dr. Sokolov desarrolló las primeras técnicas de inspección empleando ondas ultrasónicas. Los experimentos iniciales se basaron en la medición de la pérdida de la intensidad de la energía acústica al viajar en un material. Para tal procedimiento se requiere del empleo de un emisor y un receptor de la onda ultrasónica ^{33, 17, 9}

Posteriormente, durante la segunda guerra mundial, los ingenieros alemanes y soviéticos se dedicaron a desarrollar equipos de inspección ultrasónica para aplicaciones militares. En ese entonces la técnica seguía empleando un emisor y un receptor (técnica de transparencia) en la realización de los ensayos.

No fue sino hasta la década de 1940 cuando el Dr. Floyd Firestone logró desarrollar el primer equipo que empleaba un mismo palpador como emisor y receptor, basando su técnica de inspección en la propiedad característica del sonido para reflejarse al alcanzar una interfase acústica. Es así como nace la inspección de pulso eco; esta nueva opción permitió al ultrasonido competir en muchas ocasiones al superar las limitaciones técnicas de la radiografía, ya que se podían inspeccionar piezas de gran espesor o de configuraciones que sólo permitían el acceso por un lado.

El perfeccionamiento del instrumento de inspección por ultrasonido se debe principalmente a los investigadores alemanes Josef y Herbert Krautkramer, quienes desde 1948 se han dedicado a desarrollar y mejorar el equipo de inspección ultrasónica.

Los equipos de ultrasonido que se emplean actualmente permiten detectar discontinuidades superficiales, subsuperficiales e internas, dependiendo del tipo de palpador utilizado y de las frecuencias que se seleccionen dentro de un ámbito de 0.25 hasta 25 MHz. ^{33, 17, 9}

Las técnicas de inspección son seleccionadas con base a su habilidad para detectar el tipo de daño. La selección del tipo de técnica de inspección dependerá no sólo de la efectividad del método, sino también de los factores tales como la disponibilidad del equipo, la posibilidad de tener acceso a realizar una inspección interna, etc.

Como se ha mencionado, actualmente en PEMEX la medición de espesores en líneas y equipos se lleva a cabo mediante ultrasonido; para el cual utiliza el aparato llamado DMS 2 marca KRAUTKRAMER. El DMS es un medidor de espesores y almacenador de datos portátil. Con este instrumento se puede medir el espesor de paredes de un amplio rango de componentes, incluyendo tubos, recipientes a presión u otros, sujetos a la pérdida de espesor.

El DMS 2 trabaja bajo el siguiente mecanismo, las ondas ultrasónicas son generadas por un cristal piezoeléctrico dentro del palpador, al que se le llama transductor, éste tiene la propiedad de transformar la energía eléctrica en energía mecánica y viceversa. Al ser excitado eléctricamente, y por el efecto piezoeléctrico, el transductor vibra a altas frecuencias (lo que genera ultrasonido); el pulso viaja a través del material hasta encontrar un cambio en el tipo de material (tales como un gas o un líquido). Esto ocurre en la superficie del material que está siendo probado más lejos del palpador (esta superficie es llamada comúnmente pared posterior). Cuando la señal alcanza la pared posterior, el pulso se refleja o los "ecos" regresan al palpador. Este eco de regreso es llamado eco de pared posterior.^{32, 16, 9}

Debe usarse acoplante entre el palpador y el material que está siendo probado. El ultrasonido no se transmite a través del aire. El acoplante permite al sonido pasar a través del palpador hacia el material de prueba.

El palpador de transmisión de sonido puede emplear uno de los dos modos de medición con que se cuenta, doble cristal o haz recto. Los elementos son responsables de enviar y/o recibir pulsos de sonido. Los palpadores de doble cristal son mejores para la medición de espesores de material remanentes en objetos corroídos y/o desgastados que tienen superficies curvadas o irregulares⁷.

2.19.7.1 MODOS DE MEDICIÓN.^{33, 17, 9}

Los modos de medición múltiple (existen tres tipos de modos multi-eco actualmente) son llamados "multi-eco" dependen de múltiples ecos de pared posterior para determinar el espesor del material

a) MULTI-ECO (HAZ RECTO Y DOBLE CRISTAL)

El modo multi-eco usado para determinar cuál es el espesor real de materiales que se encuentran protegidos por algún tipo de revestimiento o capa de pintura. Hay modos multi-eco que utilizan palpadores de haz recto o de doble cristal.

En los modos de medición multi-eco, como en el modo de medición dual, un pulso es transmitido desde un elemento del palpador hacia el material. Sin embargo, en los modos múltiples, algo de la energía en el pulso refleja la interfase donde el recubrimiento (o pintura) y el metal se encuentran.

Este primer eco regresa al mismo elemento (o al segundo elemento). El resto de la energía en el primer pulso transmitido continúa a través del metal y regresa como un eco backwall.

En los modos multi-eco, el tiempo entre los dos ecos de regreso, junto a la velocidad del sonido en el material que está siendo examinado, es utilizado para determinar el espesor del material.

2.20 REQUISITOS Y SECUENCIA DE LA INSPECCIÓN POR ULTRASONIDO INDUSTRIAL

Antes de iniciar una inspección por AU, es necesario definir los siguientes parámetros, a fin de hacer una correcta selección del equipo de trabajo:

- El tipo de discontinuidad que puede encontrarse.
- La extensión y la orientación que puede tener en la pieza.
- La tolerancia que se puede aplicar para aceptar o rechazar la indicación.
- En la inspección de soldaduras se utiliza generalmente el método de pulso-eco en la presentación SCAN-A. Este sistema (SCAN-A) utiliza un tubo de rayos catódicos que muestra la información del ensayo.

Todas las normas exigen que el instrumento de inspección ultrasónica sea revisado y, en caso necesario, recalibrado por un taller de servicio autorizado por el fabricante.

2.20.1 SELECCIÓN DEL PALPADOR Y CABLE COAXIAL.³⁹

Los cables son del tipo coaxial para prevenir problemas de interferencia eléctrica y sus conexiones deben ser compatibles con las del instrumento y el palpador a emplear.

Los factores a ser tomados en cuenta para la selección de un palpador son:

- Número de cristales piezoeléctricos.
- El tipo de inspección (contacto, inmersión, alta temperatura).
- El diámetro del elemento piezoeléctrico.
- La frecuencia de emisión.
- El tipo de protección de antidesgaste.

Por lo general, las normas establecen las condiciones mínimas que deben cumplir los palpadores.

En la inspección por ultrasonido se utilizan por lo general ondas longitudinales (haz recto) u ondas transversales (haz angular). Las frecuencias más comúnmente utilizadas son de 1 a 5 Mhz con haces de sonido o ángulos de 0°, 45°, 60° y 70°. Además en la tabla 2.9 se puede observar algunas características de materiales usados como transductores en los palpadores

En la inspección con haz recto, el sonido es transmitido perpendicularmente a la superficie de entrada del sonido. Utilizando un block de referencia, el cual cuenta con una discontinuidad artificial o natural de tamaño conocido, es posible calibrar el equipo y así calcular aproximadamente el tamaño de las discontinuidades detectadas

En la mayoría de las inspecciones de soldaduras, que se efectúan utilizando la técnica de haz angular, idealmente aparecerán en el transductor señales originadas por discontinuidades durante la inspección.^{39, 17 p}

Tabla 2.9³² Características de materiales usados como transductores en los palpadores

Material	Eficiencia como transmisor	Eficiencia como receptor	Sensibilidad	Poder de resolución	Características mecánicas
Cuarzo	Mala	Mediana	Escasa	Óptima	Buena
Sulfato de litio	Mediana	Buena	Buena	Óptima	Soluble en agua
<i>Titanato de bario</i>	<i>Buena</i>	<i>Mediana</i>	<i>Óptima</i>	<i>Mediana</i>	<i>Frágil</i>
Metaniobato de bario	Buena	Mediana	Óptima	Óptima	Buena
Zirconato titanato de plomo	Buena	Mediana	Óptima	Mediana	Buena

2.20.2 ELECCIÓN DEL TRANSDUCTOR³³

1. Clase de cristal. Con la elección de cada clase de cristal se puede variar el poder resolutivo y la sensibilidad de los transductores.
2. Diámetro del cristal. Entre mayor sea el diámetro del cristal se obtiene una mayor profundidad de penetración, asimismo una mayor longitud en un campo cercano y una menor divergencia.
3. Frecuencia. Con la elección de una mayor frecuencia se obtiene mayor posibilidad para la identificación de discontinuidades pequeñas, mayor longitud de campo cercano, mayor poder resolutivo, menor profundidad de penetración y mínima divergencia.

2.20.3 TIPOS DE PALPADORES.^{33, 17, 9}

Palpador de contacto. Se coloca directamente en la superficie de prueba aplicando presión y un medio de acoplamiento. Se fabrica para inspecciones de haz recto. Para proteger el transductor de la abrasión, se cubre con un material duro como el óxido de aluminio.

Palpadores de incidencia angular. Genera ondas de corte, de superficie y de placa. Se construye acoplando una unidad de haz recto a una de las caras de una zapata de plástico, al cual presenta determinado ángulo de refracción. Su aplicación es casi exclusiva en la detección de discontinuidades orientadas perpendicularmente a la superficie de prueba.

Tabla 2.10 ³³ Materiales Piezoeléctricos

MATERIAL	VENTAJAS	DESVENTAJAS
CUARZO	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Se obtiene a partir de cristales naturales ▪ Posee excelentes características de estabilidad térmica, química y eléctrica ▪ Es muy duro y resistente al desgaste así como al envejecimiento 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sufre interferencias en el modo de conversión ▪ Es el menos eficiente de los generadores de energía acústica requiere alto voltaje para su manejo a bajas frecuencias ▪ Se debe emplear a temperaturas menores de 550 °C, pues por arriba de ésta pierde sus propiedades piezoeléctricas
SULFATO DE LITIO	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Receptor más eficiente ▪ Facilidad de obtener una amortiguación acústica óptima ▪ Mejor poder de resolución. No envejece ▪ Es poco afectado por la interferencia en el modo de conversión 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Es muy frágil ▪ Soluble en agua ▪ Se debe emplear a temperaturas menores de 75 °C
CERÁMICOS POLARIZADOS	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Se obtienen por sinterización y se polarizan durante el proceso de fabricación ▪ Se consideran como los generadores más eficientes de energía ultrasónica cuando operan a bajos voltajes de excitación ▪ Prácticamente no son afectados por la humedad ▪ Algunos pueden emplearse hasta temperaturas de 300 °C 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Resistencia mecánica relativamente baja, ▪ En algunos casos existe interferencia en el modo de conversión ▪ Presentan tendencia al envejecimiento ▪ Además poseen menor dureza y resistencia al desgaste que el cuarzo
TITANATO DE BARIO	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Es un buen emisor debido a su elevado módulo piezoeléctrico 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Problemas de acoplamiento y amortiguación ▪ Su empleo está limitado a frecuencias menores de 15 MHz, debido a su baja resistencia mecánica y alta impedancia acústica ▪ Presenta Interacción entre varios modos de vibración. ▪ La temperatura de su punto curie es de 115 - 150 °C.

Continuación... Tabla 2.10³³ Materiales Piezoeléctricos

MATERIAL	VENTAJAS	DESVENTAJAS
METANIÓBATO DE BARIO	<ul style="list-style-type: none"> • Presenta un módulo piezoeléctrico elevado lo que lo califica como buen emisor. ▪ Posee excelente estabilidad térmica, similar al cuarzo, lo que le permite ser empleado a altas temperaturas • Posee un elevado coeficiente de amortiguación interna, por lo que se considera como el mejor material para generar impulsos cortos 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Presenta una baja frecuencia fundamental y una mala resistencia mecánica, por lo que se aplica principalmente a frecuencias altas ▪ Presenta interacción entre varios modos de vibración
ZIRCONATO TITANATO DE PLOMO	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Se considera como el mejor emisor por su alto módulo piezoeléctrico 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Es el más difícil de amortiguar por su alto coeficiente de deformación. Se recomienda su empleo cuando existen problemas de penetración

Los tipos de palpadores angulares son de acuerdo a su tamaño, frecuencia, forma e intercambiabilidad de la zapata. Tienen marcado en la zapata el ángulo de refracción del sonido dentro del material de prueba. Los ángulos comerciales para el acero son 35, 45, 60, 70, 80 y 90 grados.

2.20.4 ACOPLANTE ^{33, 17, 8}

Líquido más o menos viscoso que se utiliza para permitir el paso de las ondas del transductor a la pieza bajo examen, ya que las frecuencias que se utilizan para materiales metálicos no se transmiten en el aire.

a) Características del líquido acoplante:

- Humectabilidad. (capaz de mojar la superficie y el palpador)
- Viscosidad adecuada.
- Baja atenuación. (que el sonido se transmita al 100%)
- Bajo costo.
- Removible.
- No tóxico.

- No corrosivo.
- Impedancia acústica adecuada.

b) Tipos de Acoplantes:

- Agua
- Aceite
- Grasa
- Glicerina
- Vaselina

VENTAJAS DEL ANÁLISIS POR ULTRASONIDO

- Se detectan discontinuidades superficiales y subsuperficiales.
- Puede delimitarse claramente el tamaño de la discontinuidad, su localización y su orientación.
- Sólo se requiere acceso por un lado del material a inspeccionar.
- Tiene alta capacidad de penetración y los resultados de prueba son conocidos inmediatamente.

LIMITACIONES DEL ULTRASONIDO^{33, 17, 9}

- Está limitado por la geometría, estructura interna, espesor y acabado superficial de los materiales sujetos a inspección.
- Localiza mejor aquellas discontinuidades que son perpendiculares al haz del sonido.
- Las partes pequeñas o delgadas son difíciles de inspeccionar por este método.
- El equipo puede tener un costo elevado, que depende del nivel de sensibilidad y de sofisticación requerido.
- El personal debe estar calificado y generalmente requiere de mucho mayor entrenamiento y experiencia para este método que para cualquier otro de los métodos de inspección.
- La interpretación de las indicaciones requiere de mucho entrenamiento y experiencia de parte del operador. Requiere de patrones de referencia.

CAPÍTULO III

TRABAJO EN CAMPO

En la refinería, el petróleo crudo se transforma por procesos físicos y químicos en una amplia gama de productos útiles. Hay arriba de 900 refinerías en funcionamiento en todo el mundo, más de un cuarto de ellas se encuentran en Estados Unidos. Muchas tienen avanzados equipos de conversión que les permite usar diferentes tipos de petróleo crudo y proporcionar la gama de productos que necesita cada mercado³⁷.

Una refinería es un enorme complejo donde el petróleo se somete en primer lugar a un proceso de destilación o separación física y luego a procesos químicos que permiten extraerle buena parte de la gran variedad de componentes que contiene. El petróleo tiene una gran variedad de compuestos, al punto que de él se pueden obtener por encima de los 2,000 productos. Ver figura 3.1

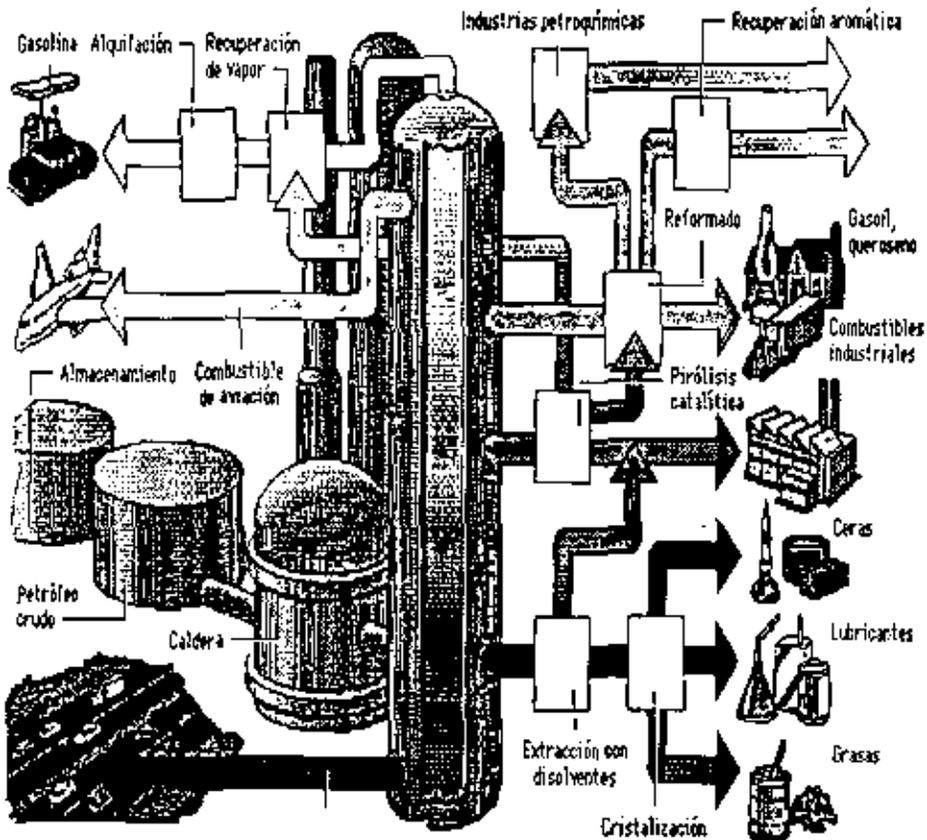


Figura 3.1 Complejo de una Refinería y sus productos obtenidos.

3.1 MISIÓN DE LA REFINERÍA "GRAL. LÁZARO CÁRDENAS",²⁸

Es la de elaborar energéticos, petroquímicos y lubricantes a partir del petróleo crudo y gasolina, para satisfacer los requerimientos de los clientes, buscando la excelencia a través de la mejora continua, eficiencia y rentabilidad, cuidando el entorno ecológico que nos rodea.

3.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE UNA PLANTA F.C.C.

La unidad de Desintegración Catalítica Fluida (F.C.C.) se construyó en el año de 1965 e inició su operación en el año de 1967 con una capacidad instalada entre 27,000 a 30,000 BPD de una carga fresca de gasóleos pasados de destilación atmosférica y de los gasóleos de las plantas de alto vacío.²⁸

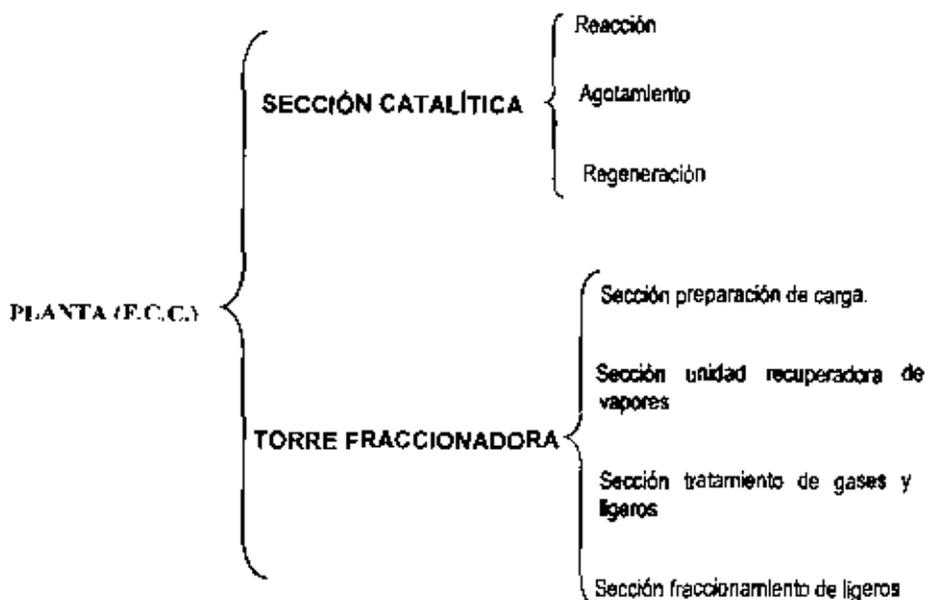


Figura 3.2 Planta Catalítica F.C.C.

De acuerdo al diagrama de la figura 3.2 se puede observar que la planta FCC se conforma de 2 partes, las cuales se describirán brevemente auxiliándose de la tabla 3.1 que incluye claves y descripción de los equipos. Además también en el apéndice I se incluyen los DFP's de la planta catalítica para una mayor comprensión.

Tabla 3.1 Nomenclatura de los equipos.

NOMBRE Y DESCRIPCIÓN	CLAVE DE EQUIPOS
Silo Auxiliar de almacenamiento del catalizador	SA-01
Silo Principal de almacenamiento del catalizador	SP-02
Regenerador	R-03
Condensador de Superficie	EA-01
Tanque separador de vapor	TH-01
Columna principal	DA-01
Agotador de Aceite cíclico ligero	DW-01
Acumulador del domo de la columna principal	TH-02
Silo Auxiliar de almacenamiento del catalizador	SA-02
Condensador de superficie	EA-02
Enfriador de A.C.L.	EA-03
Intercambiador de aceite de carga de fondos de la columna principal.	EA-04 A/C
Enfriador de aceite clarificado	EA-05
Enfriador de aceite cíclico ligero	EA-06
Condensadores de domos de la columna principal	EA-07 A/K
Enfriadores de alta presión	EA-08 A/D
Enfriador Superior del absorbedor	EA-09
Enfriador Inferior del absorbedor	EA-10
Intercambiador de alimentación del agotador	EA-11
Enfriadores de aceite	EA-12 A/B
Condensador de la desbutanizadora	EA-13 A/B
Rehervidor de la desbutanizadora	RH-01 A/B
Enfriador de fondos de la desbutanizadora	EA-14 A/B
Intercambiadores de alimentación de la torre despropanizadora	EA-15 A/B
Enfriador de fondos de la despropanizadora	EA-16 A/B
Condensadores de la despropanizadora	EA-17 A/D
Intercambiador de aceite cíclico ligero	EA-18
Recalentador de columna de secado	RH-02
Enfriador de fondos de la columna de secado	EA-19
Acumulador de alta presión	TH-03
Absorbedor primario	DW-02
Absorbedor secundario	DW-03
Torre Agotadora	DG-01
Torre desbutanizadora	DA-05
Acumulador del domo de la desbutanizadora	TH-04
Tambor de drenado	TD-01
Torre despropanizadora	DA-06
Acumulador del domo de la despropanizadora	TH-05
Columna de secado	DA-07
Fracccionadora de propileno	DA-08
Tanque de reflujo	TH-06
Tanque de carga	TW-01
Condensadores de propileno	EA-20 A/E
Precaentador de fondos	EA-21
Enfriador de fondo	EA-22
Eyector de aire	EJ-01
Calentador de aire a fuego directo	RH-03
Silenciador	SJ-01

Continuación... Tabla 3.1 Nomenclatura de los equipos

NOMBRE Y DESCRIPCIÓN	TAG DE EQUIPOS
Tanque de balance de gasóleo de carga	TW-02
Compresor de gases	GB-01
Mezclador	MX-01
Precipitador cáustico	MX-02
Filtro de arena	MX-03
Torre de prelavado cáustico	MX-04
Torre de lavado	MX-05
Precipitador cáustico	MX-06
Torre de lavado Butano-Butadieno	MX-07
Compresor	GB-02
Bombas de circulación de hidrocarburos	GA-01 A/B
Bomba de carga	GA-02 A/C
Bomba de recirculación de fondos de la fraccionadora	GA-03 A/B
Bomba de aceite clarificado	GA-04 A/B
Recirculación de aceite cíclico pesado	GA-05 A/B
Salida de aceite cíclico pesado	GA-06
Bomba de reflujo de la fraccionadora	GA-07 A/C
Bomba de gasolina	GA-08
Bomba de agua del acumulador	GA-09
Bomba de agua de enfriamiento	GA-10
Bomba de condensado	GA-11 A/B
Bomba de inyección de agua	GA-12 A/B
Bomba de alimentación al agotador	GA-13 A/B
Bomba de aceite enriquecido	GA-14
Bomba de domos de la desbutanizadora	GA-15 A/B
Bomba de inyección del inhibidor	GA-16 A/B
Bomba de carga a la despropanizadora	GA-17 A/B
Bomba de destilados de la despropanizadora	GA-18 A/B
Bombas de reflujo	GA-19
Bombas de carga	GA-20
Soplador de aire	FC-01
Filtro de aire	FA-01

3.2.1 SECCIÓN DE REACCIÓN.

Básicamente aquí es donde se lleva a cabo la reacción entre el catalizador y los hidrocarburos. Esta sección se subdivide en:

a) REACCIÓN

Existen dos tipos de cracking, el térmico y el catalítico, siendo este último el utilizado en la refinería de Minatitlán. El proceso de cracking catalítico fluidizado consiste en romper o descomponer a altas temperaturas los hidrocarburos pesados en productos más ligeros de mayor valor, pero a presión un poco superior a la atmosférica¹⁴.

En la sección de cracking catalítico se llevan a cabo diversas reacciones que tienen que ver con la ruptura de moléculas. Los catalizadores realizan una acción selectiva que orienta la reacción de ruptura en un sentido perfectamente determinado, con lo que se evitan muchas reacciones secundarias indeseadas.^{14, 17}

b) AGOTAMIENTO

En esta zona es donde llega el catalizador gastado, con el fin de que se eliminen los hidrocarburos que llegan con él, y esto se hace mediante la inyección de vapor controlando su flujo, y de esta manera los hidrocarburos son arrastrados y regresados al reactor.

c) REGENERACIÓN

Es aquí donde el catalizador gastado se regenera por medio de aire caliente en un recipiente llamado regenerador, que opera a altas temperaturas, alrededor de 630°C y bajas presiones. Por medio de un turbo soplador se proporciona dicho elemento de la atmósfera. Ver figura 3.3. En la regeneración del catalizador gastado, existe una combustión controlada en la que se forman monóxido y dióxido de carbono, los cuales son enviados a una chimenea.^{14, 17}

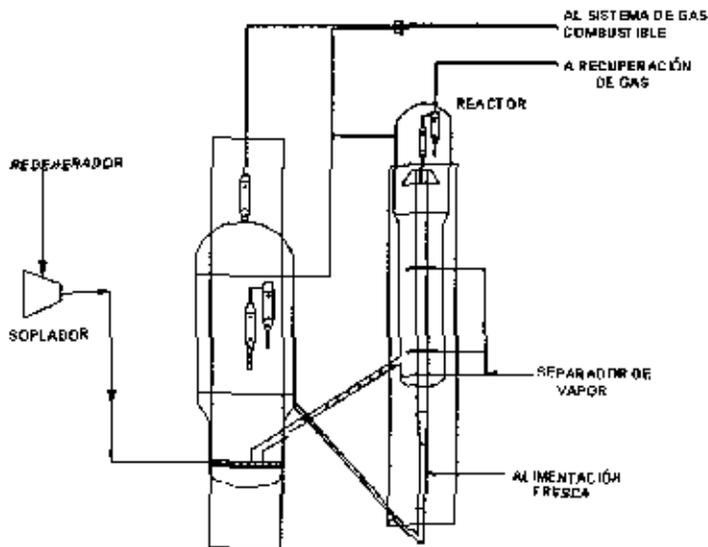


Figura 3.3 Convertidor de una F.C.C.³²

3.2.2 TORRE FRACCIONADORA.¹⁶

Los hidrocarburos del reactor pasan a la línea de transferencia y de ahí a la base de la torre fraccionadora que consta de 25 platos enumerados, del domo al fondo de la misma. En esta torre se efectúa un proceso físico de destilación fraccionada.

Por el domo se obtienen gases y naftas ligeras amargas que son enviados a la unidad recuperadora de vapores, los gases se comprimen y la nafta ligera se bombea a dicha unidad y como reflujo al domo de la torre fraccionadora y el agua amarga al drenaje pluvial.

Para separar los productos principales, la planta cuenta con otras secciones para dicho fin:

- a) Sección de preparación de carga.
- b) Sección recuperadora de vapores.
- c) Sección de tratamiento de gases y ligeros.
- d) *Sección de fraccionamiento de ligeros.*

a) PREPARACIÓN DE CARGA.¹⁶

Esta consiste en enviar la carga (gasóleo de vacío) al reactor. Y esto se logra mediante la succión de las bombas al tanque de balance, precalentándose con los intercambiadores EA-02 y EA-03, aumentando así su temperatura hasta 220 °C, que antes de entrar al tubo elevador del reactor se combina con el aceite cíclico pesado (A.C.P.) y lodas, aumentando su temperatura hasta 255 °C y así entrar al tubo-elevador por el reactor.

La carga también es utilizada durante el arranque para llenar la torre fraccionadora y como aceite de sellos y de lavado a los instrumentos de la torre fraccionadora.

b) UNIDAD RECUPERADORA DE VAPORES.¹⁸

Los equipos que conforman esta sección son el turbo compresor, el acumulador de alta presión, absorbedor secundario y el agotador. El funcionamiento de cada uno es el siguiente:

El turbo-compresor de gases recupera estos y mantiene a la presión del lado del reactor; a falla de éste se mantiene dicha presión por medio del (PIC-122) controlado desde el tablero principal y con desfogue al FA-1801.

- Acumulador de alta presión, bombas asociadas, enfriadores de alta presión con agua y absorbedor primario. Esta torre sirve para absorber los gases licuados con nafta ligera amarga
- Absorbedor secundario, sirve para absorber lo que no pudo hacer el primario con aceite esponja (aceite cíclico ligero A.C.L.), para evitar anastres de licuados o nafta ligera a gas combustible.
- Agotador, sirve para despojar de los gases ligeros, del ácido sulfhídrico y del bióxido de carbono que fueron absorbidos en el absorbedor primario y se calienta por medio de aceite cíclico ligero (A.C.L.) de la torre fraccionadora y nafta catalítica de la torre desbutanizadora.

c) TRATAMIENTOS DE GASES Y LÍQUIDOS. ¹⁸

El gas licuado es mandado a tratamiento con sosa cáustica, para eliminar el ácido sulfhídrico y mercaptanos. Posteriormente se envía la sosa gastada a la planta primaria No.5 a tratamiento Merox de nafta catalítica para eliminarle a ésta los mercaptanos con sosa cáustica, aire y catalizador U.O.P.

d) FRACCIONAMIENTO DE LIGEROS.

Esta sección consta de una serie de torres de destilación donde se lleva acabo la separación de los ligeros.

- Torre desbutanizadora, cuya función es la separación del gas licuado de petróleo (L.P.G) butano-butileno y propano-propileno de la nafta catalítica, aprovechando la diferencia de las presiones de vapor.

- Torre despropanizadora sirve para fraccionar el propano-propileno por el domo de la misma y de ahí pasarlo a la torre secadora de propano y por el fondo de la torre despropanizadora se obtiene butano-butileno que se puede enviar a almacenamiento a la planta de polimerización catalítica en la misma refinería para obtener gasolina de alto octano.
- Torre secadora de propano, sirve para eliminar la humedad al propano-propileno por el domo y por el fondo se obtiene propano y se envía a la torre fraccionadora de propano-propileno o almacenamiento por separado o mezclado.
- Torre fraccionadora de propano-propileno, se separa por el domo propileno de alta pureza y se envía a Cosoleacaque que es un complejo petroquímico, para ser procesado y obtener acrilonitrilo y por el fondo se obtiene propano a almacenaje cuyo uso se destina para gas L.P. de uso doméstico.

A continuación se presenta la descripción de la sección de desbutanizado (ver figura 3.4.), siendo esta el área de trabajo dentro de la implementación **SIMECELE**.

3.2.3 SECCIÓN DE DESBUTANIZADO.¹⁶

El desbutanizado se realiza en la torre DA-05, la cual es calentada por medio de los rehedidores RH-01 A y B con Aceite Cíclico Pesado (A.C.P.) mediante el controlador de temperatura (TRC-48).

A dicha torre entra como carga nafta ligera rica, proveniente del fondo de la torre agotadora DG-01, obteniéndose por el domo vapores calientes de propano/propileno y butano-butileno a 63 °C y 10 kg/cm² aproximadamente, de aquí salen dos corrientes, una pasa por un condensador enfriador EA-13 A/D con agua y otra parte directamente al acumulador del domo TH-04, la corriente que pasó por el enfriador entra a menor temperatura al acumulador, esto con el fin de controlar la presión del acumulador, y de éste sale una corriente que se divide en dos, una como reflujo de la torre desbutanizadora mediante las bombas GA-15 A y B, para mantener el balance térmico en la torre y la otra parte del gas licuado es enviado a tratamiento Merex LPG

Por el fondo de la DA-05 se obtiene nafta estabilizada caliente a 193 °C y 10.9 kg/cm² controlado por el LC-43 de la torre desbutanizadora DA-05. Esta corriente se utiliza para calentar a la torre agotadora (DG-01), posteriormente se enfría con agua en los intercambiadores EA-14 A y B, continuando con el tratamiento Merex y finalmente es llevado a

almacenaje a control de presión PC-11.6 Para mayor detalle de esta sección ver DFP-03 DEL apéndice I

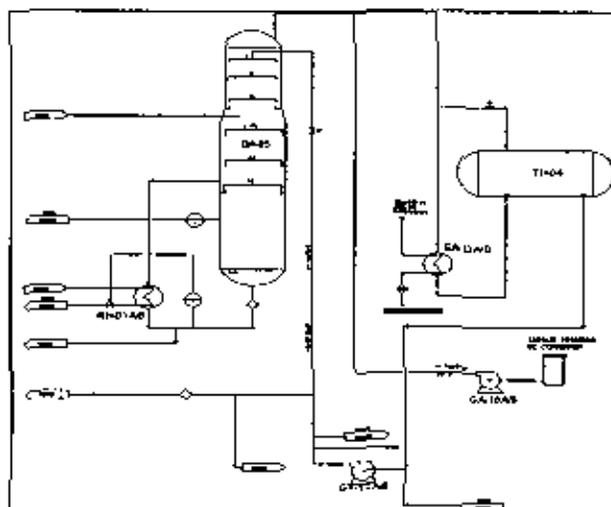


Figura 3.4 Sección de desbutanizado de una F.C.C.

Dentro del capítulo 1 y 2 se ha hablado del **SIMECELE**, pero:

3.3 ¿QUÉ ES EL **SIMECELE**?

Es una herramienta que ha sido desarrollada por la Facultad de Química, cuyas siglas significan Sistema Integral de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos (**SIMECELE**), y cuya finalidad es la de apoyar a PEMEX, mediante la complementación del ya existente SIASPA. Este apoyo, como se ha mencionado, se proporcionará en los puntos de administración de la Información e integridad mecánica, independiente de que se incorpore cualquier otro sistema de administración de la seguridad. Además de que esta herramienta (**SIMECELE**) permitirá mejorar la programación adecuada de las inspecciones así como el mantenimiento preventivo.

Los objetivos que se buscan con la implementación del **SIMECELE** son los siguientes:

1. Facilitar la tarea medición de espesores
2. Ahorrar tiempo de captura y organización de datos.
3. Aumentar la confiabilidad de los datos registrados.
4. Priorizar y programar acciones futuras de mantenimiento y/o inspección

3.4 PLAN DE TRABAJO.

La administración del plan de trabajo es dividido como se observa en la figura 3.5.

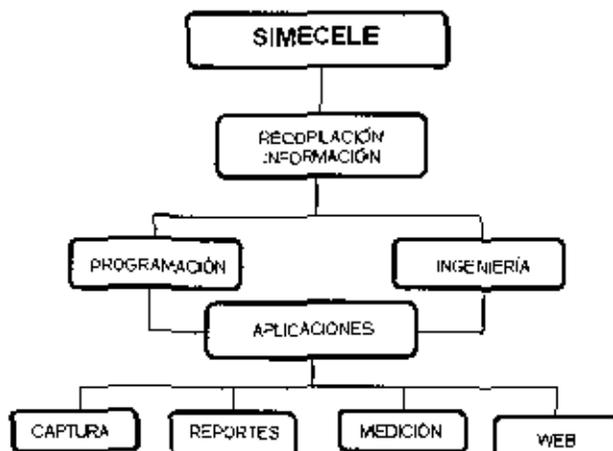


Figura 3.5 Plan de trabajo del proyecto.

Como puede observarse en la figura 3.5, el desarrollo del *SIMECELE* se abordó mediante dos etapas. Por lo que el equipo de trabajo fue designado a cada etapa según su perfil académico, por ejemplo, aquellas personas con licenciatura en ingeniería de la computación, fueron los encargados de lo correspondiente a la programación, lo que incluye creación de base de datos, entre otras actividades; en cuanto al perfil de ingeniería química incluyen el levantamiento en campo de los diagramas isométricos, su digitalización, etc. Sin embargo, es importante mencionar que dentro del este trabajo no se hace alusión a la etapa de programación, que no deja de ser importante.

Pero si es importante dar a conocer algunos de los programas que se utilizaron para la generación de las diferentes aplicaciones del *SIMECELE*. Se encuentran en la tabla 3.2

Tabla 3.2 Programas utilizados en las aplicaciones del *SIMECELE*.

Programa utilizado	Aplicación
Visual Basic. Net(Aplicación windows)	Pantalla de captura
SQLserver	Base de datos.
Asp.net.	Programación página web
Excel(office2003)	Reportes

De lo que si se abordará ampliamente es todo lo que corresponde a la ingeniería y a la parte de las aplicaciones del sistema

Antes de iniciar cualquier tipo de proyecto es necesario hacerse de toda la información que pueda ser importante durante el desarrollo del mismo; es por ello que el punto inicial del proyecto fue la recopilación de la información.

3.5 RECOPIACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Proporciona la herramienta necesaria para el seguimiento del proyecto.

La información que se recopiló fue la siguiente:

- ✓ Manual de operación de la planta
- ✓ Información complementaria (Normas, códigos)
- ✓ Diagramas como DFP's, DTI's e Isométricos
- ✓ Carpetas de registros de medición de espesores

Las actividades principales correspondientes a Ingeniería, se describen a continuación.

3.6 LEVANTAMIENTO Y ACTUALIZACIÓN DE LOS DIAGRAMAS ISOMÉTRICOS.

Un diagrama isométrico es un documento que muestra en tres dimensiones la configuración de una o varias líneas prediseñadas, en ellas se deben de indicar claramente soldaduras y puntos de medición de espesores, los cuales deben tener los datos de las condiciones de operación, especificación del material, diámetro, cédula (en su caso), espesor original y límite de retiro correspondiente.

Mediante recorridos en la planta de fraccionamiento catalítica, se realizó el levantamiento y la actualización de los diagramas isométricos.

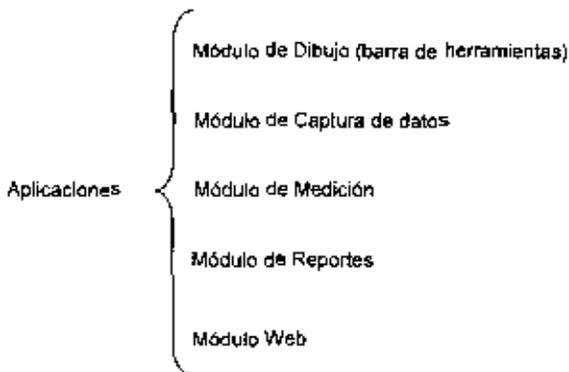
El levantamiento de isométricos se realiza solamente si este no existe dentro de la información proporcionada. La actualización se lleva a cabo en la planta correspondiente a través de recorridos de inspección visual, tomando como referencia los diagramas originales o la última actualización existente. En colaboración con el personal de operación (jefe de operación, personal en turno) se realizan las correcciones o modificaciones más recientes.

Es importante que durante el levantamiento se tenga mucho cuidado con la identificación del material de los equipos, accesorios (tê's, bridas, reducciones), tuberías, diámetros, libraje de las líneas, identificación de los arreglos básicos de niplería según la norma API 570, así como revisar si estos son roscados o soldados.

Para la tomillería, cuantificar el número de tornillos o espárragos presentes en las líneas y equipos, en las válvulas de bloqueo, cualquiera que sea el tipo de estas, incluyendo válvulas de control, de alivio o cheks.

3.7 APLICACIONES DEL *SIMECELE*.

Como se ha mencionado, la implementación del *SIMECELE* busca cumplir los objetivos anteriormente planteados y para lograrlo es necesario que el sistema cuente con ciertas aplicaciones, las cuales se describen a continuación.



Para contar con estas aplicaciones, el trabajo de programación e ingeniería se unificó para la generación de las aplicaciones que buscan satisfacer las necesidades de PEMEX y que se describe a continuación:

3.7.1 MÓDULO DE DIBUJO

El módulo de dibujo es una de las aplicaciones que se ha incluido en el SIMECELE con la finalidad de facilitar la digitalización de los diagramas isométricos: consistiendo ésta en la creación de documentos en algún formato electrónico; en este caso los isométricos serán dibujados en Autocad; una vez digitalizados estos se integraran a la base de datos para tener acceso a ellos durante la inspección y terminar así con problemas que se viven actualmente, como el que se hayan hecho cambios en un circuito (por ejemplo, el reemplazamiento de líneas, incremento de niveles de calibración, etc.) y estos no estén reportados en los diagramas con los que se cuenta actualmente.

La digitalización de los isométricos se realizó de acuerdo a las estipulaciones de PEMEX²⁶ y a las establecidas por los coordinadores del proyecto.

Para llevar a cabo la digitalización es necesario primero elaborar una serie de bloques en una plantilla (en donde se debe incluir datos generales como: nombre del centro de trabajo, número o nombre del sector o área, etc.), tabla de especificaciones de las líneas o equipos (debe de incluir nomenclatura de la tubería, especificación del material de construcción, diámetro, cédula y espesor, temperatura y presión de diseño, temperatura y presión de operación); algunos otros para válvulas, accesorios, bombas, equipos, niveles de calibración para tubería, nipletería y tornillería, etc; los cuales fueron incluidos en la barra de herramientas de Autocad. Esto con el fin de uniformar el diagrama de manera que no exista problema alguno con respecto a lo observado en campo, y en la nomenclatura utilizada, además de que será de importancia para el proyecto. En la figura 3.6 se observa la barra de herramientas programada en Autocad. Es importante dar a conocer que con la integración de esta barra de herramientas en el módulo de dibujo incrementa en un 100% la productividad la tarea de digitalización.

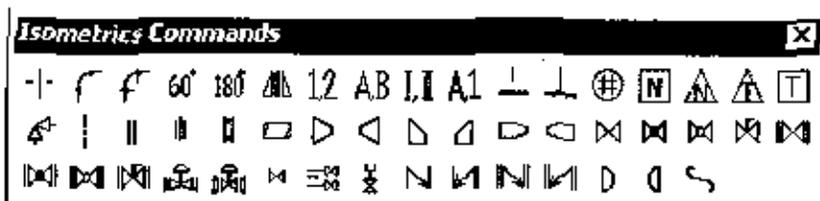


Figura 3.6 Barra de herramientas generada en Autocad.

Dentro de la digitalización de estos diagramas se manejan capas, esto organiza y hace la diferencia (por colores), por ejemplo, entre un arreglo de niplería (color 130) que se utilizó para designar la capa de líneas, con respecto a la capa de equipo (color 30). Estos colores son obtenidos al utilizar Autocad 2000; cada diagrama maneja cierta cantidad de capas de acuerdo

a sus características. Otras capas que existen son las de inspección de tubería, niplería y tornillería, en donde se encuentran los niveles de calibración, que se pueden identificar con un círculo, rectángulo y triángulo respectivamente. Ver figura 3.7

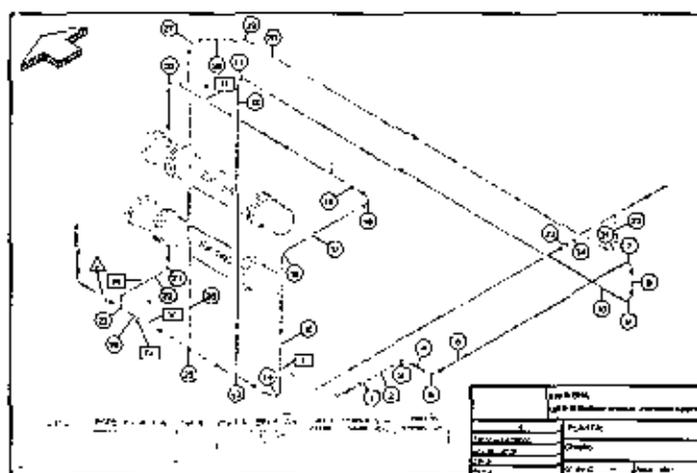
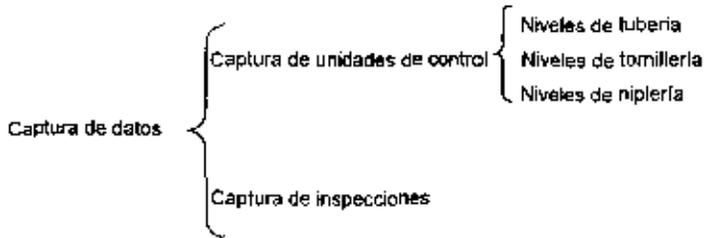


Figura 3.7 Diagrama isométrico digitalizado.

El sistema tiene la facilidad de apagar/encender las capas para una mejor visualización, por ejemplo, si requiere visualizar los arreglos de niplería y sus niveles de calibración, se apagan todas las demás y solo se verá la capa requerida.

3.7.2 MÓDULO DE CAPTURA DE DATOS.

El módulo de captura consiste en dar de alta en la base de datos del SIMCELE las unidades de control y la de las inspecciones. esta última se realiza si existen datos históricos.



Previo a la captura de datos fue necesario organizar los documentos correspondientes a los registros de medición de espesores, es decir, la refinería está compuesta por sectores y estos a su vez por áreas y las áreas, en plantas, éstas en circuitos. Un circuito es el conjunto de líneas y equipos que manejan un fluido de la misma composición, pudiendo variar las condiciones de operación en sus diferentes etapas.

Los circuitos se dividen en unidades de control, éstas son secciones de circuitos que tienen una velocidad de corrosión más o menos homogénea. En el caso de tuberías, la unidad de control será la línea, en el caso de los equipos, como la corrosión que sufre es variable, la unidad de control puede ser el equipo completo o seccionario según sea la velocidad de desgaste.

Una vez designada la planta F.C.C, para esta propuesta de implementación del **SIMECELE** se revisaron sus respectivas carpetas correspondientes a los registros de inspección.

Antes de iniciar con el alta de niveles y unidades de control al **SIMECELE**, fue necesario elegir las fechas a capturar, que correspondieron a las 3 últimas inspecciones para los niveles de calibración en tubería, niplería y tomillería, así como la identificación de "arreglos especiales" en niplería.

3.7.2.1 CAPTURA DE UNIDADES DE CONTROL

a) TUBERÍAS

Esta consistió en dar de alta en la base de datos las unidades de control (tal y como PEMEX las tiene en sus carpetas), para lo que fue necesario revisar los DTI's y encontrar los

respectivos isométricos, y de esta manera capturar todos los niveles de calibración existentes para cada unidad de control, así como capturar la numeración de las posiciones de calibración que PEMEX ha adquirido como nomenclatura para localizar los puntos donde debe llevarse a cabo la medición de espesores, puntos que ya han sido discutidos en el capítulo 2. En la figura 3.8 se muestra la pantalla del programa utilizado para dar de alta las unidades y niveles de control.

Es importante mencionar que durante la captura de los puntos de inspección se identificaron algunas incongruencias en las carpetas de registro de espesores con respecto a los diagramas isométricos actualizados, por lo que se hicieron las correcciones pertinentes de acuerdo a los criterios que utiliza PEMEX. La pantalla del programa que se utilizó para el alta de unidades y niveles de calibración es la que se muestra en la figura 3.9.

Figura 3.9 Pantalla del software para alta de unidades de control.

b) NIPLER(A

El proceso de alta de los arreglos básicos de nipletería (se llevaron a cabo de manera conjunta con el alta de las unidades de calibración de tubería), consistió en especificar el tipo de arreglo. Por ejemplo Cople-Niple-Válvula (Co-NI-Va, ver capítulo 2 y apéndice III), esto con el objetivo de que cuando se llevara a cabo la captura de registros históricos, se desplieguen los espacios necesarios para la captura de los registros. También se capturó su diámetro, material, así como si se trata de un arreglo roscado o soldado, como se observa en la figura 3.10

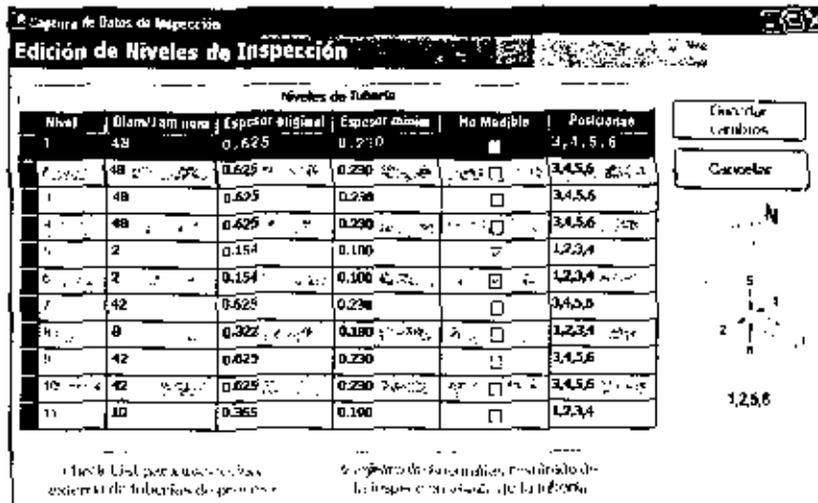


Figura 3.9 Pantalla del software en alta de niveles de calibración para tubería.

c) TORNILLERÍA

Esta consistió en dar de alta el número de espárragos totales por cada arreglo, ya sea brida, válvulas, etc. Ver figura 3.11.

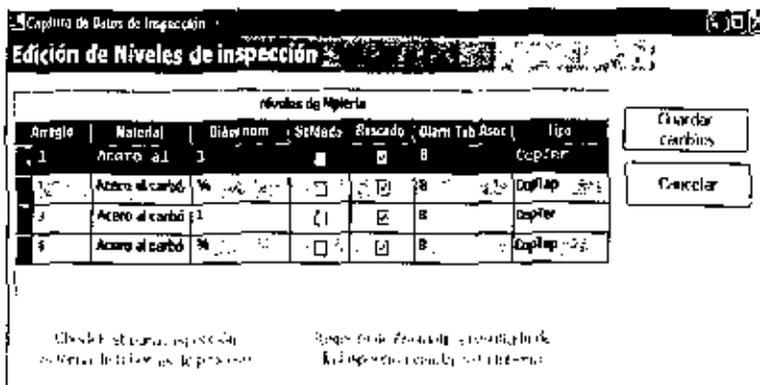


Figura 3.10 Pantalla del software en alta de niveles de calibración para nipiería.

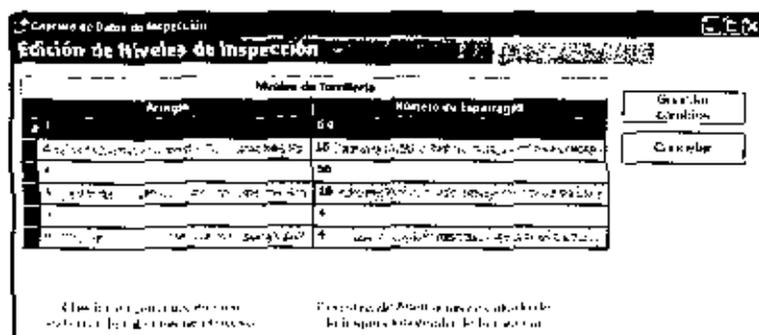


Figura 3.11 Pantalla del software en alta de niveles de calibración para tornillería.

3.7.2.2 CAPTURA DE INSPECCIONES (REGISTROS HISTÓRICOS)

Consistió en capturar las tres últimas fechas de los registros de medición de espesores en las líneas, que se llevan en las carpetas de PEMEX, esto con el fin de contar con datos históricos sobre el comportamiento de la línea, equipo, arreglo de niplería, mediante los cuales se podrán detectar algunas situaciones anormales con respecto a su velocidad de desgaste (la corrosión y/o erosión a la que se ven expuestos) durante su vida útil; también dentro de este trabajo de captura, se revisó que las especificaciones de la línea como diámetro, espesor y límite de retiro fueran equivalentes a las encontradas en los isométricos actualizados y estos a su vez coincidieran con la norma de la API 570, donde se especifica que para cada diámetro y cédula corresponde un espesor y un límite de retiro específico.

Este último punto es muy importante, primero por que todas las especificaciones que existan en cualquier documento de PEMEX, deben de estar en orden de acuerdo a normas y estándares internacionales, y por otro lado por que dentro de las aplicaciones del **SIMECELE**, específicamente la medición, se tiene contemplado incluir al sistema una función que alerte al Inspector, cuando la línea o equipo estén cerca o en el límite de su retiro. Esta función estará basada en la norma antes mencionada.

En cuanto a los arreglos de niplería, estos se hicieron de manera similar a la tubería (considerando las tres últimas fechas de calibración), respetando la nomenclatura utilizada por PEMEX de acuerdo al tipo de arreglo (Ver apéndice III).

Como ya se ha mencionado, en tornillería no se realiza inspección por medición de espesores; pero si se realiza la inspección visual en donde también es importante llevar registros de ésta, principalmente se debe de registrar el total de espárragos que deben de existir en ese arreglo,

accesorio o equipo, así como los espárragos que se observan en su lugar. También debe de realizarse una descripción del estado de la tomillería en cuanto a la corrosión, las leyendas utilizadas para dicha descripción pueden observarse en el capítulo 2.

La pantalla del software en el que se realizó la captura de los registros históricos es la que se visualiza en la figura 3.12, en donde se capturaron tubería, niplera y tomillería.

Figura 3.12 Pantalla del software utilizada para registros históricos de tubería, niplera y tomillería.

3.7.3 MÓDULO DE MEDICIÓN

La medición preventiva de espesores es aplicable a cualquier línea o equipo, y la información que proporciona (valores de espesores) es útil para conocer el estado en el que se encuentra al momento de llevarla a cabo. Una serie de mediciones realizadas en una plaza dada, al ser comparadas adecuadamente con las obtenidas en fechas diferentes, proporciona información sobre el comportamiento de la pieza en el ambiente y las condiciones en que presta servicio.

Es importante señalar que la inspección a niplera se realiza conjuntamente a las líneas o equipos en donde van armados. Además es importante mencionar que el punto que corresponde a la medición dentro de implementación del SIMECELE no existen cambios en la

manera como se realiza actualmente la medición de espesores, únicamente existen adaptaciones al sistema o equipo con el que se realizan las inspecciones facilitando así la tarea englobada de inspección.

3.7.3.1 LA MEDICIÓN DE ESPESORES COMO ACTUALMENTE SE REALIZA EN LA REFINERÍA Y LOS BENEFICIOS DE LA IMPLEMENTACION DEL SIMECELE

A continuación se describen las actividades realizadas por el departamento de inspección en la medición de espesores, para así comprender los beneficios que se adquirirán al implementar el SIMECELE.

1.-El Inspector examina mensualmente los programas de inspección de espesores en líneas y equipos, y de esta manera se organiza para cumplir con el plan programado.

2.-Revisa las carpetas en donde se encuentran los registros de medición de espesores por unidades de control y selecciona de acuerdo a su criterio las que tienen prioridad.

3.-Una vez seleccionada la unidad de control, busca el isométrico archivado en la carpeta correspondiente para hacer las mediciones en campo.

4.- Para llevar acabo la medición se hace uso del siguiente equipo:

- Casco, guantes, lentes de seguridad, tapones protectores para los oídos, botas con casquillo; este equipo es obligatorio para todo el personal que trabaja en campo. El uso del arnés, sólo cuando las inspecciones son en lugares por arriba del nivel del piso.
- Diagrama isométrico. El cual sirve para identificar los puntos a calibrar, además de que contiene las condiciones de operación (T y P) del circuito.
- Bitácora. Donde se registran las lecturas de la medición de espesores.
- Equipo de ultrasonido, DMSDOS (marca Kraukramer) con sus respectivos instrumentos de medición, que en este caso es el palpador, acoplante, etc. cuyos accesorios se han mencionado en el capítulo 2.

Con la implementación del **SIMECELE**, la adaptación que tendría el sistema de medición es una conexión extra, entre el **DMSDOS** y el **tablet**, el cual cuenta con teclado virtual y lápiz óptico facilitando así su manejo con sus respectivos accesorios, tiene conexiones para red, impresora, etc. Cabe mencionar que dentro del **tablet** ya se encuentra instalado el **SIMECELE**, el cual contiene la base de datos de los registros históricos, los isométricos digitalizados, etc. y de esta manera se podrá tener una comunicación interfase entre **DMSDOS-SIMECELE** como se observa en la figura 3.13.

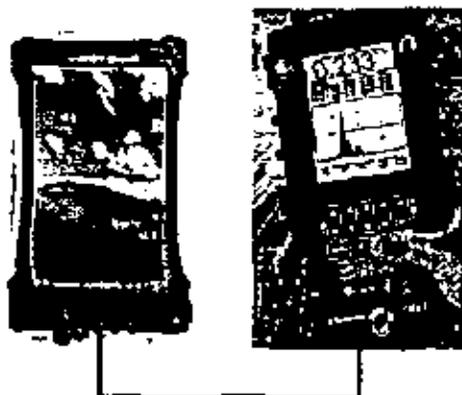


Figura 3.13 Adaptación del sistema de medición de espesores DMSDOS -Tablet.

5 -Calibración del equipo

El propósito del procedimiento de calibración es determinar la velocidad a la que viaja el sonido en el material especificado que está siendo inspeccionado. Las calibraciones deben de ser llevadas a cabo para asegurar mediciones confiables.

El DMS DOS debe ajustarse a cero (con un palpador conectado y apropiadamente identificado) antes de llevar a cabo un procedimiento de calibración de un punto para asegurar que resulte una calibración correcta, y esto debe de realizarse cada vez que se cambie el palpador.

Para el tipo de calibración que se realiza en la refinería, se requiere de un modelo de calibración del mismo material (y por lo tanto con la misma velocidad del sonido), que el material que va a ser medido. Para mejores resultados, el espesor del modelo debe de ser igual a, o ligeramente más grande que el espesor máximo a ser medido.

Se acopla el palpador al modelo o patrón de calibración de un espesor conocido (como el que se ve en la figura 3.14), asegurándose de usar acoplante. Y de esta manera en la pantalla aparece el valor leído y la calibración es determinada.



Figura 3.14 Patrón de calibración

Como se mencionó en el capítulo 2, existe una variedad de transductores de acuerdo al tipo y libraje de la tubería o riñonería, así como a las condiciones del proceso. De esta manera se elegirá el transductor adecuado para llevar a cabo la medición.

6.-Medición del espesor en líneas.

Antes de llevar a cabo la medición de espesores, es muy importante que el inspector tenga conocimiento de las condiciones de operación a la que está sujeta la línea, equipo, etc. a inspeccionar, por su propia seguridad así como para asegurar que el método utilizado es el idóneo para asegurar la confiabilidad en la inspección. Estos datos se podrán verificar en los diagramas isométricos.

Con ayuda del diagrama isométrico impreso, el inspector identifica las unidades a las que se les debe de hacer la inspección por medición de espesores. sin embargo, si éste no cuenta con la suficiente experiencia, pueden generar errores en cuanto a las posiciones donde se efectúan tales mediciones. Para evitar ese problema, dentro de la aplicación de medición del SIMECELE se han incluido los diagramas isométricos (ver figura 3.15) con sus respectivos

niveles de calibración (puntos donde debe llevarse a cabo la medición), así una vez que el inspector ha definido en el menú el circuito, la unidad de control en la pantalla se desplegará el diagrama digitalizado y una vez seleccionado el nivel de calibración, se desplegarán las 4 posiciones del nivel de calibración al que se le inspeccionará el espesor, de acuerdo a la norma de API 570 Ver figura 3.15

realiza en el punto apropiado, y si la medición es eficiente, ya que como se mencionó anteriormente se contará con una alarma, que informe la existencia de alguna incongruencia entre las mediciones anteriores y la que se está realizando, de esta manera también generará que las mediciones sean más exactas, y que no se identifique el error de medición hasta el momento de generar los reportes, esto favorecerá para que los reportes y resultados sean más exactos y verídicos.

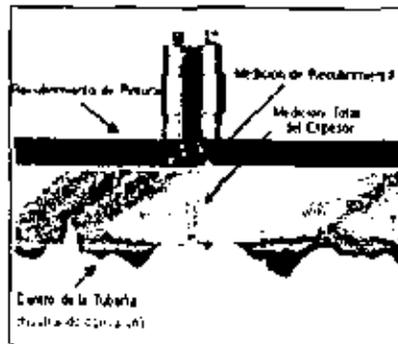


Figura 3.17 Medición perpendicular a la pieza inspeccionada.⁷

La segunda ventaja, consiste en que en el tablet se guardarán todas las mediciones (esto a diferencia del DMS DOS que también las guarda, pero que no cuenta con la programación de las posiciones como debe de hacerse la inspección de acuerdo a las estipulaciones de PEMEX) de manera que, en el momento que sea necesario acceder a los registros, estos estén disponibles; además de que la generación de reportes sería tan sencillo como dar un clic al menú para generar los reportes correspondientes, o en su caso, conectar la impresora y tener los registros impresos.



Figura 3.18 Inspección a una tubería con el DMS DOS.⁷

7.-Medición del espesor en arreglos de nipletería

La medición de espesores en los arreglos de nipletería se hace de la misma manera que con las líneas, teniendo en cuenta que por cada arreglo existe divergencia en los puntos donde debe de llevarse a cabo la lectura. (Ver capítulo 2 y Apéndice III)

En cuanto a la inspección en tomillería, como se ha mencionado, se realiza por inspección visual, donde al llevar a cabo la revisión, los puntos por considerar en una lista de verificación (Check List) son la descripción del estado de los espárragos, los tornillos y las tuercas para determinar el grado de corrosión exterior que presentan, calificándola de acuerdo a la tabla No. 2, capítulo 2; también, se inspecciona el estado de la cuerda; en caso de que el material tenga adheridos productos de la corrosión, se limpian estos para hacer una revisión minuciosa y confiable; además se tomará nota si es que faltan o no tornillos o tuercas, si son todos de las medidas de diseño, o si cuentan con diámetros y longitudes inadecuadas y en general de cualquier anomalía referente a su instalación para su corrección, etc.

Los resultados obtenidos de la inspección se anotan y registran en el formato GPASI-1-94, acompañado del diagrama isométrico correspondiente, (ver casos 1 y 2 en capítulo 4)

Dentro del SIMÉCELE se ha generado la misma lista de verificación (Check List, ver figura 1.19), que se utiliza para llevar a cabo la inspección visual, teniendo como ventaja que este formato ya está dentro del software y se evitaría la transcripción de la lista de verificación a la PC donde se encuentra dicho formato, si no que se llenará en el momento de hacer la inspección, además de que el formato ya contará con algunas opciones de observaciones más comunes, en donde el usuario elegirá la opción que se adecue más de acuerdo a su inspección. Lo que hará que sea una manera muy rápida y sencilla de llevar a cabo la tarea de inspección visual

Como se ha mencionado, para poder implementar este sistema durante la medición, el inspector llevará consigo un aparato más conectado al DMS DOS, que es el tablett, lo que implica llevar más equipo, y por consecuencia se dificulta la maniobra en la medición. Sin embargo, para minimizar este problema también se ha diseñado una especie de chaleco como parte de la herramienta para realizar la inspección, el cual tiene entradas para el tablett, para el DMS DOS y sus conexiones, y por si las inspecciones son por arriba del nivel del piso, está acondicionado para utilizar el arnés.

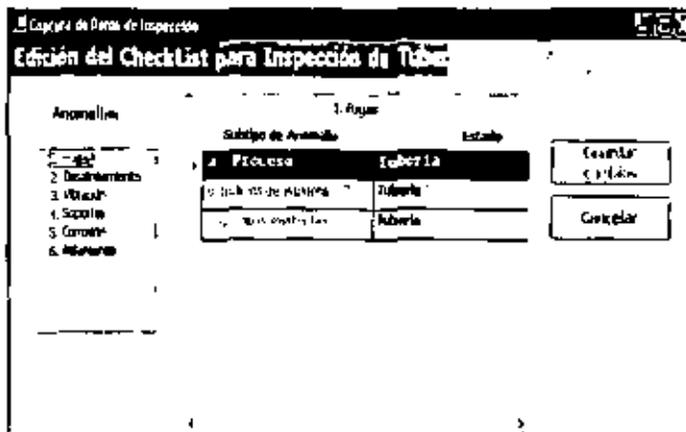


Figura 3.19 Pantalla de la lista de verificación (Check List) en la inspección de tuberías

3.7.4 MÓDULO DE GENERACIÓN DE REPORTE

La generación de reportes corresponde a un 40 % del total de la tarea de la inspección, lo que le amerita gran importancia, debido a que representa un resumen y diagnóstico del circuito (estado de las líneas, equipos, niplería y tomallería), ya que mediante este reporte se toma la decisión de la programación de algún mantenimiento o en su caso del emplazamiento de alguna pieza en malas condiciones.

Actualmente la elaboración de reportes es un problema al que se enfrenta el personal encargado de llevar a cabo las inspecciones, cuya actividad les lleva aproximadamente 15 horas a la semana, ya que una vez realizada la inspección en campo, lo siguiente es llegar a su oficina, vaciar las lecturas en la PC en un formato (elaborado en Excel) específico de acuerdo a la norma OG-GPASH-IT-00204, en donde se transcriben las lecturas tomadas por el medidor de espesores y se realizan los cálculos según lo exige la norma API 570. Estos cálculos no siempre son realizados en la paquetería de Excel, debido a que no todas las personas que realizan las inspecciones están familiarizados con este paquete, y por "facilidad" utilizan la calculadora para el llenado de los reportes. Por ello la tarea de informe se hace ardua y pesada.

Para poder reducir el tiempo que les lleva a los inspectores la generación de reportes, dentro de las aplicaciones importantes al implementar el SIMECELE, está la generación de los

mismos, en donde en el software se introdujo esta aplicación y se programaron todos los cálculos y criterios necesarios dentro de la base de datos para la generación del reporte.

Siguiendo la lógica de las normas API 570, 574, la programación tiene como fin poder realizar todas las aplicaciones que el inspector tiene que hacer, una vez que haya realizado las inspecciones. Estos son el cálculo de las velocidades de desgaste por punto (ver apéndice IV), del promedio de velocidad de desgaste de la unidad de control considerada, efectuando el ajuste estadístico para obtener el promedio ajustado estadísticamente $D_{m\acute{a}x}$ y la selección del mínimo espesor actual; obtención de la vida útil estimada (VUE), refenda al espesor mínimo seleccionado; obtención de la fecha de próxima medición de espesores (FPME); obtención de la fecha de retiro probable (FRP). Así, de esta manera, una vez terminada la inspección, sólo es necesario que el operador seleccione en el menú la generación del reporte mediante un clic para obtener el reporte de la inspección del circuito.

Dentro de los documentos que se generan, se encuentran los siguientes:

Hoja con el "Registro de medición de espesores" (formato tipo DG-GPASH-IT-00204-2) para cada uno de los dibujos. En estos formatos se registran los espesores obtenidos. Ver figura 3.19

Hoja de "Análisis del registro de medición de espesores" (formato tipo DG-GPASH-IT-00204-3), con datos tales como: velocidad de desgaste, fecha de retiro probable y fecha de próxima medición.

The screenshot shows a software window titled 'Módulo de Inspección' with a menu bar and toolbar. The main area displays a table with the following columns: 'Circuito', 'Dibujo', 'Medición', 'Velocidad', 'VUE', 'FPME', and 'FRP'. The table contains several rows of data, with some cells containing numerical values and others containing text or symbols. The interface is typical of a legacy Windows application.

Figura 3.19 Pantalla de la generación del reporte de inspección.

3.7.5 MÓDULO WEB.

La aplicación Web es aquella que los usuarios emplean desde un servidor Web a través de Internet o de una intranet, cuya finalidad es tener información en red para todos los usuarios que les sea permitido tener acceso a ella.

La idea general, es que se pueda acceder a la información rápidamente y de una manera clara y sencilla, de aquí la importancia de esta aplicación para el *SIMECELE*, pero no toda la información es necesaria o de importancia para todos los usuarios, por lo que se decidió dividirla de la siguiente manera:

1.- *Información Técnica*, que es de mayor importancia para el personal de la refinería, la cual puede ser: diagramas isométricos, registros de la medición de espesores, datos asociados a los reporte (normas, códigos), etc.

2.- *Información Ejecutiva*, la cual es de importancia para el personal de la torre de PEMEX, ya que dentro de esta información se incluirá un resumen sobre qué líneas deben de cambiarse, esto con la finalidad de que el personal esté al tanto de las líneas que deben de cambiarse, equipos a mantenimiento, con el fin de ajustar el presupuesto.

La aplicación Web para el *SIMECELE* es posible mediante el uso de ligas entre los diagramas isométricos en AutoCAD, los cuales para instalarlos en la intranet de PEMEX, se salvan con formato ".dwf". De esta manera se evita que sean modificados y además de que son archivos menos pesados, y que para su uso no necesitan de una licencia, por lo tanto, se genera un ahorro de capital.

Los pasos para ejecutar el *SIMECELE* son:

- 1.- Se hace el registro pertinente para ingresar al *SIMECELE*, indicando el nivel de usuario requerido.
- 2.- Se abre la opción de catálogo. Ver figura 3.20
- 3.- Se escoge el diagrama a analizar, (en donde a demás se observará la información disponible para consultar).

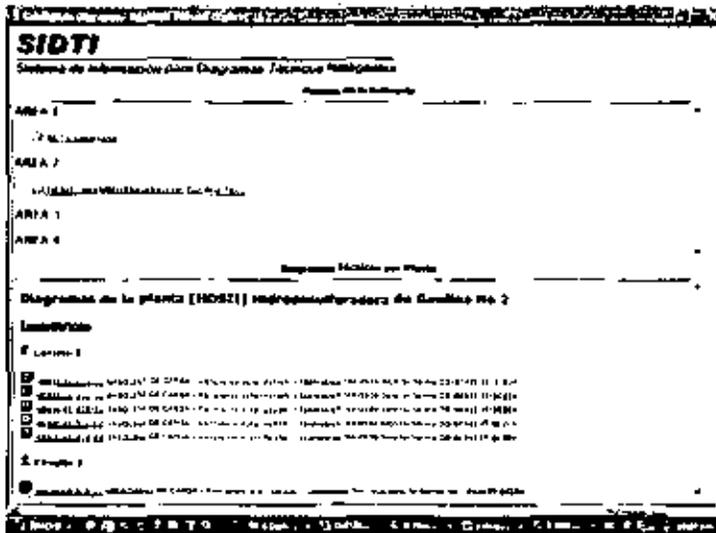


Figura 3.20 Pantalla de la aplicación Web (pantalla visto en Intranet PEMEX)

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 PLANTEAMIENTO DE LAS SECCIONES A INSPECCIONAR.

Una vez expuestas las aplicaciones que tiene el *SIMECELE*, es necesario describir un par de ejemplos (prueba piloto), para conocer la secuencia de cálculo que hace el software para la generación de los reportes con lo cual se demuestra la utilidad de este sistema en una sección de la refinería. Un punto importante por mencionar es que dentro de los reportes se manejan una especie de código para designar las fechas, por ello se presenta en el apéndice V el criterio manejado.

A continuación, en el diagrama DTI-04 de la sección de desbutanizado se identificará mediante un círculo de línea discontinua y uno de línea continua (caso 1 y 2 respectivamente) a las secciones a las que se les realizó la inspección, y de las que en adelante se observará su diagrama isométrico y sus respectivas inspecciones.

Para la generación de ambos casos fue necesario haber culminado con la implementación del *SIMECELE* en el sistema de medición, y ésta se realizó de acuerdo a los procedimientos descritos anteriormente.

Caso 1. Corresponde a la sección de los domos de la desbutanizadora que pertenece a la planta F.C.C., de la cual ya se ha descrito su función en el proceso en el capítulo 3. La prueba se realizó en la línea P-97-A2A-12" que sale del domo de la torre desbutanizadora DA-05 al banco de intercambiadores EA-13 A/D, específicamente al EA-13A, esto con el fin de ejemplificar la inspección en líneas.

Caso 2. Corresponde a la sección superior de la desbutanizadora. Esto con el fin de realizar la prueba a un equipo.

Los resultados generados en ambos ejemplos al realizar la medición de espesor son los siguientes:

- Registro de la medición de espesores del equipo y línea en el formato DG-GPASI-IT-00204
- Registro de la medición de espesores de los arreglos de tubería en el formato SGIT-I-21
- Inspección de Tornillería en el formato DG-GPASI-IT-0903
- Lista de verificación (Check List) para inspección externa de tuberías de proceso en formato GPASI-IT-0209
- Análisis estadístico de la calibración de espesores en formato DG-GPASI-IT-00204-2/-3
- Programación de las próximas inspecciones en el formato DG-GPASI-IT-00204

DTI-04 SELECCIÓN DE LAS SECCIONES A INSPECCIONAR.

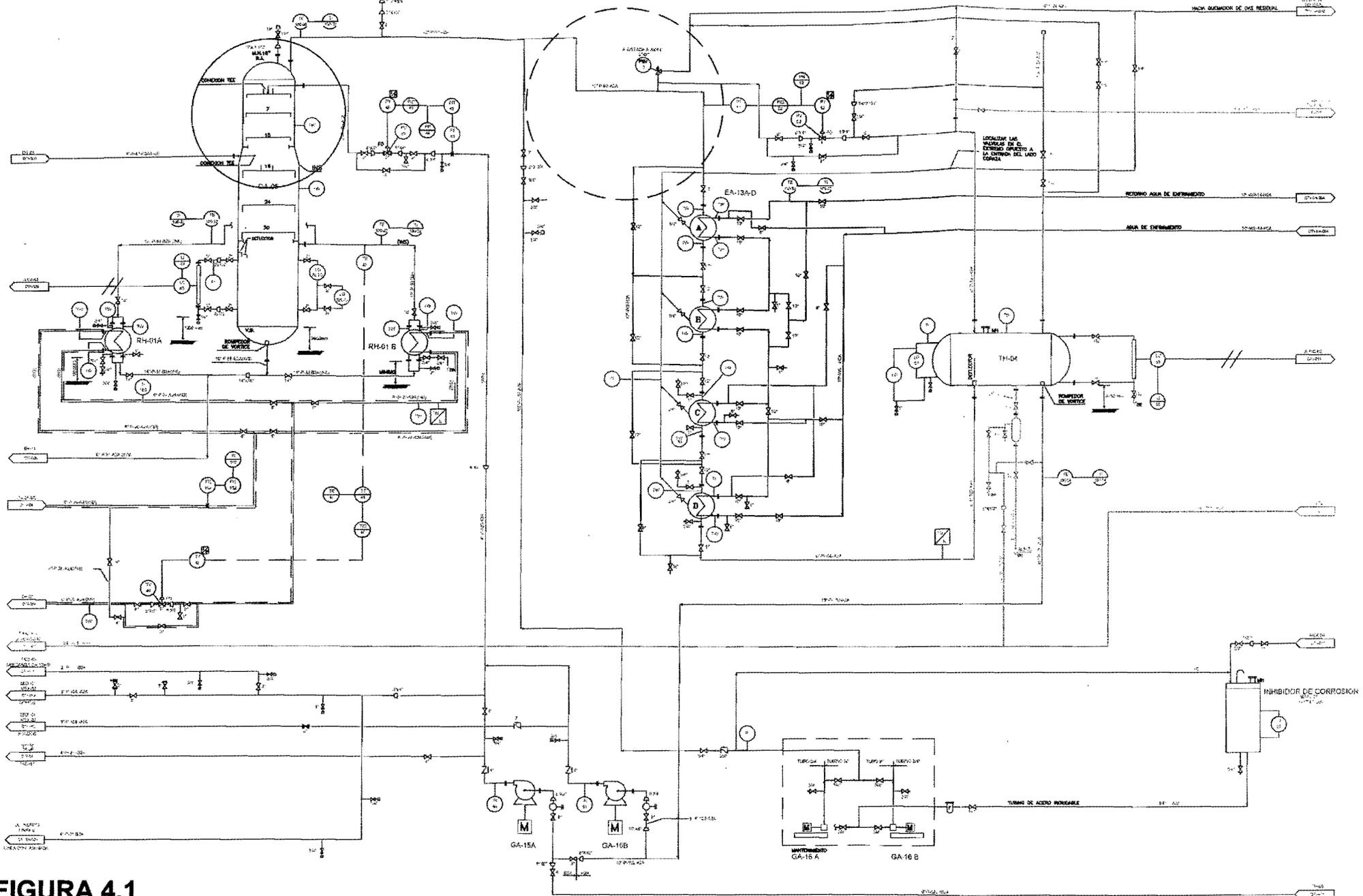


FIGURA 4.1
DIAGRAMA DE TUBERÍA E
INSTRUMENTACIÓN DTI-04

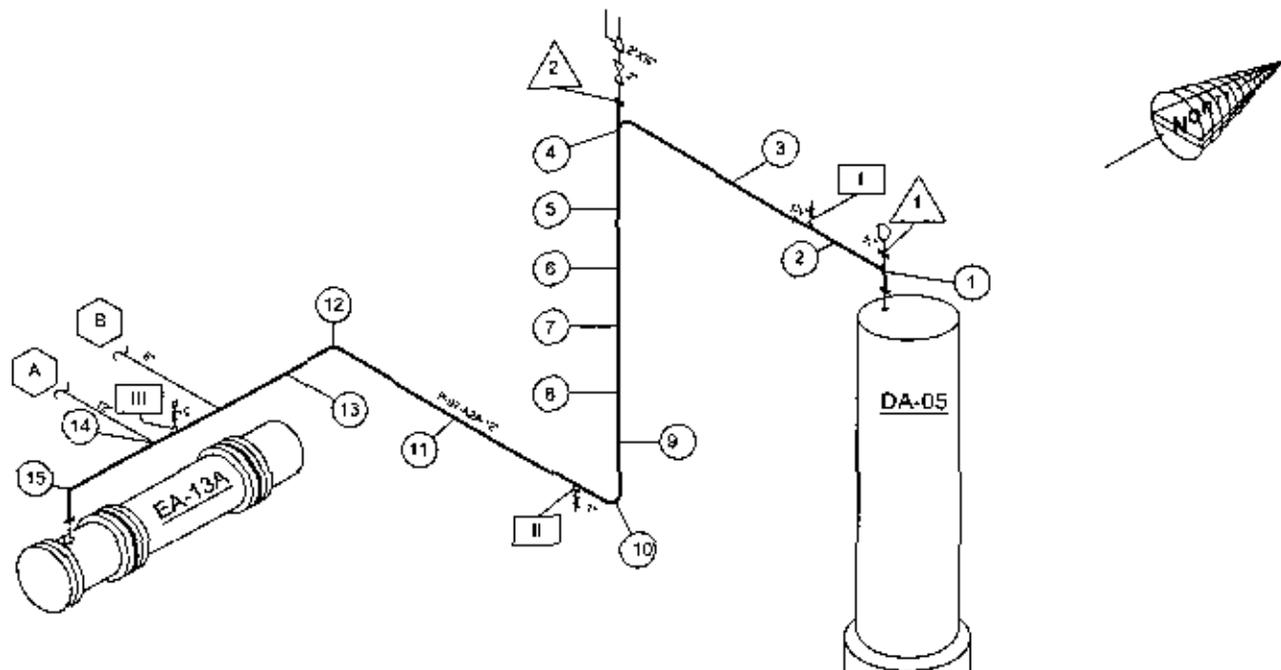
UNAM PQ	FECHA	LAB.	CARRA.	SIG.	OPERA. PUN.
DTI-04-001					
DTI-04-002					
DTI-04-003					
DTI-04-004					
DTI-04-005					
DTI-04-006					
DTI-04-007					
DTI-04-008					
DTI-04-009					
DTI-04-010					
DTI-04-011					
DTI-04-012					
DTI-04-013					
DTI-04-014					
DTI-04-015					
DTI-04-016					
DTI-04-017					
DTI-04-018					
DTI-04-019					
DTI-04-020					
DTI-04-021					
DTI-04-022					
DTI-04-023					
DTI-04-024					
DTI-04-025					
DTI-04-026					
DTI-04-027					
DTI-04-028					
DTI-04-029					
DTI-04-030					
DTI-04-031					
DTI-04-032					
DTI-04-033					
DTI-04-034					
DTI-04-035					
DTI-04-036					
DTI-04-037					
DTI-04-038					
DTI-04-039					
DTI-04-040					
DTI-04-041					
DTI-04-042					
DTI-04-043					
DTI-04-044					
DTI-04-045					
DTI-04-046					
DTI-04-047					
DTI-04-048					
DTI-04-049					
DTI-04-050					
DTI-04-051					
DTI-04-052					
DTI-04-053					
DTI-04-054					
DTI-04-055					
DTI-04-056					
DTI-04-057					
DTI-04-058					
DTI-04-059					
DTI-04-060					
DTI-04-061					
DTI-04-062					
DTI-04-063					
DTI-04-064					
DTI-04-065					
DTI-04-066					
DTI-04-067					
DTI-04-068					
DTI-04-069					
DTI-04-070					
DTI-04-071					
DTI-04-072					
DTI-04-073					
DTI-04-074					
DTI-04-075					
DTI-04-076					
DTI-04-077					
DTI-04-078					
DTI-04-079					
DTI-04-080					
DTI-04-081					
DTI-04-082					
DTI-04-083					
DTI-04-084					
DTI-04-085					
DTI-04-086					
DTI-04-087					
DTI-04-088					
DTI-04-089					
DTI-04-090					
DTI-04-091					
DTI-04-092					
DTI-04-093					
DTI-04-094					
DTI-04-095					
DTI-04-096					
DTI-04-097					
DTI-04-098					
DTI-04-099					
DTI-04-100					

PLANTA FRACCIONADORA CATALITICA
 CIRCUITO PRODUCTOS DEL DOMO DE LA
 DESBUTANIZADORA

Lav. en Campo: _____
 Dwg. nº: _____
 Aprobado: _____
 Fecha: _____
 Firma: _____ U. de Calibración



IMPLEMENTACION DE UN SISTEMA DE MEDICION DE ESPESORES EN LA
 SECCION DE DESBUTANIZADO DE UNA PLANTA DE DESINTEGRACION
 CATALITICA DE HIDROCARBUROS



LINEA	ESPECIFICACION	DIAM.	CEDULA	ESPESOR	LMITE RETIRO	PRESION PSIG. DISEÑO OP.	TEMP. °C DISEÑO OP.
P-97-A2A P-101-A2A	ACERO AL CARBON S/C ASTM-A-108B	12"	STD	0.375"	0.190"		145

REVISION:

REVISO:

FECHA:

RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Caso 1. Inspección en la línea P-97-A2A-12* de productos de la desbutanizadora.

Tabla 4.1 FORMATO DG-GPASI-IT-00204

Planta: CATALÍTICA	Niveles de calibración		
Circuito: PRODUCTOS DOMOS DE LA DESBUTANIZADORA			
Unidad de control: X	<i>Ubería</i>	<i>Nipiería</i>	<i>Tornillería</i>
No. Diagrama isométrico: 1	15	3	2

SUPTCIA. DE INSPECCIÓN TEC. Y SEGURIDAD IND.																			
VACIADO DE CALIBRACIÓN Y EQUIPOS																			
NIVEL DE CALIBRACIÓN	PLANTA: CATALÍTICA	CIRCUITO: PRODUCTOS DOMO DESBUTANIZADORA	DIBUJO: 1	FECHA: 08/12/00			FECHA: 01/01/98			FECHA: 05/07/95			FECHA:						
				UNITE DE RETIRO	LOCALIZACIÓN	VELOCIDAD DE DESGASTE: MPA	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DISEZ	VELOCIDAD DE DESGASTE: MPA	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DISEZ	VELOCIDAD DE DESGASTE: MPA	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DISEZ	VELOCIDAD DE DESGASTE: MPA	
1	12"	0.375"	0.200"	1	360		342		320										
				2	338		330		312										
				7	325		314		300										
				8	335		316		298										
2	12"	0.375"	0.200"	1	361		342		331										
				2	359		340		322										
				5	373		370		360										
				6	368		340		356										
3	12"	0.375"	0.200"	1	362		351		351										
				2	371		348		333										
				5	345		338		322										
				6	360		340		348										
4	12"	0.375"	0.200"	1	368		362		356										
				2	364		329		345										
				7	362		318		341										
				8	354		342		342										
5	12"	0.375"	0.200"	1	367		358		351										
				2	342		328		311										
				3	322		310		314										
				4	310		282		282										
6	12"	0.375"	0.200"	1	298		280		257										
				2	295		279		283										
				3	362		355		341										
				4	322		318		318										
7	12"	0.375"	0.200"	1	354		342		318										
				2	342		327		317										
				3	362		345		322										
				4	372		362		342										
OBSERVACIONES																			

RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Continuación... Tabla 4.1 FORMATO DG-GPASH-T-00204

SUPTCIA. DE INSPECCIÓN TEC. Y SEGURIDAD IND.														
VACIADO DE CALIBRACIÓN Y EQUIPOS														
PLANTA, CATALÍTICA		CIRCUITO				PRODUCTOS DOMO DESBUTANIZADORA				DIBUJO		FECHA		
NIVEL DE CALIBRACIÓN	Nº DE MÓDULO	LÍMITE DE RETIRO	FECHA: 09/07/00				HORA: 05:07				FECHA		FECHA	
			LOCALIZACIÓN	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMSE	VELOCIDAD DE DESGASTE-MPA	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMSE	VELOCIDAD DE DESGASTE-MPA	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	DMSE
8	12'	0.200"	1	372			368			350				
			2	371			368			355				
			3	368			356			342				
			4	348			342			342				
9	12'	0.200"	1	368			348			322				
			2	339			338			330				
			3	360			368			358				
			4	352			349			342				
10	12'	0.200"	1	368			362			349				
			2	352			314			336				
			7	350			346			346				
			8	364			348			328				
11	12'	0.200"	1	371			362			341				
			2	301			321			316				
			5	349			345			335				
			6	338			314			322				
12	12'	0.200"	5	342			332			336				
			6	311			322			312				
			7	345			312			312				
			8	342			326			308				
13	12'	0.200"	1	348			325			312				
			2	341			323			323				
			5	361			338			340				
			6	348			329			330				
14	12'	0.200"	1	350			324			311				
			2	351			338			338				
			5	362			352			347				
			6	347			328			312				
15	12'	0.200"	3	321			310			288				
			4	375			290			272				
			7	325			300			274				
			8	228			272			272				
OBSERVACIONES														

CONTROL DE DESGASTE DE NIPLERÍA

Tabla 4.2 FORMATO SGIT-I-21

DIBUJO: 1		ARREGLO BÁSICO No.: I					
CIRCUITO O EQUIPO: DOMO DE DESBUTANIZADORA		DIÁMETRO: 1½"					
REGISTRO DE CALIBRACIONES							
PUNTO DE CALIBRACIÓN	PIEZA CALIBRADA	1ª CALIBRACIÓN FECHA: 01/0/686	DESGASTE MPY	VIDA ÚTIL	2ª CALIBRACIÓN FECHA: 05/0/75	DESGASTE MPY	VIDA ÚTIL
1	BASE	0.377			0.352		
2	BASE	0.393			0.288		
3	COPE	0.512			0.480		
4	COPE	0.447			0.418		
5	NIPLERÍA	0.170			0.148		
6	NIPLERÍA	0.165			0.150		
7							
8							
9							
10							
OBSERVACIONES							

CONTROL DE DESGASTE DE NIPLERÍA

Continuación...Tabla 4.2 FORMATO SGIT-I-21

DIBUJO: 1		ARREGLO BÁSICO No.: II					
CIRCUITO O EQUIPO: DOMO DE DESBUTANIZADORA		DIÁMETRO: 1"					
REGISTRO DE CALIBRACIONES							
PUNTO DE CALIBRACIÓN	PIEZA CALIBRADA	1ª CALIBRACIÓN FECHA: 01/0/686	DESGASTE MPY	VIDA ÚTIL	2ª CALIBRACIÓN FECHA: 05/0/75	DESGASTE MPY	VIDA ÚTIL
1	BASE	0.331			0.325		
2	BASE	0.323			0.320		
3	COPE	0.282			0.272		
4	COPE	0.324			0.306		
5	NIPLERÍA	0.170			0.148		
6	NIPLERÍA	0.171			0.161		
7							
8							
9							
10							
OBSERVACIONES							

CONTROL DE DESGASTE DE NIPLERÍA

Continuación...Tabla 4.2 FORMATO SGIT-I-21

DIBUJO: 1		ARREGLO BÁSICO No.: III					
CIRCUITO O EQUIPO: DOMO DE DESBUTANIZADORA		DIÁMETRO: ½"					
REGISTRO DE CALIBRACIONES							
PUNTO DE CALIBRACIÓN	PIEZA CALIBRADA	1ª CALIBRACIÓN FECHA: 01/01/88	DESGASTE MPY	VIDA ÚTIL	2ª CALIBRACIÓN FECHA: 05/07/85	DESGASTE MPY	VIDA ÚTIL
1	BASE	0.376			0.352		
2	BASE	0.380			0.355		
3	COPE	0.333			0.333		
4	COPE	0.323			0.320		
5	NIPLERÍA	0.197			0.192		
6	NIPLERÍA	0.179			0.172		
7							
8							
9							
10							
OBSERVACIONES							

INSPECCIÓN DE TORNILLERÍA

Tabla 4.3 FORMATO DG-GPASI-IT-0903

PLANTA O ÁREA: F.C.C.				
EQUIPO O CIRCUITO: PRODUCTOS DE DESBUTANIZADORA ISOMÉTRICO No:1				
No. DE BRIDA, TAPA O VÁLVULA.	CANTIDAD DE ESPÁRRAGOS	GRADO DE CORROSIÓN OBSERVADO	CANTIDAD DE ESPÁRRAGOS A CAMBIAR	OBSERVACIONES
1	16	LIGERA	0	2 ESPÁRRAGOS LARGOS
2	12	MODERADA	6	

GUÍA PARA LA REVISIÓN DE TORNILLERÍA

LIGERA: Oxidados, pero la cuerda del espárrago no se ve desgastada en forma apreciable.

ALTA: El espárrago prácticamente ya no cuenta con rosca en alguna sección, pero se alcanza a ver todavía los hilos, aunque ya casi borrados.

MODERADA: Depósitos de corrosión en partes del espárrago, hilos de la rosca con profundidad suficiente.

SEVERA: El espárrago ya se ve en algunas zonas sin diámetro original. Se observan acinturamientos y los hilos de la rosca ya no existen en este lugar.

CHECK LIST PARA INSPECCIÓN EXTERNA DE TUBERÍAS DE PROCESO

PLANTA: RECUPERADORA DE VAPORES

FECHA: 20 SEPTIEMBRE 2005

CIRCUITO: PRODUCTOS DOMO DESBUTANIZADORA

Tabla 4.4 FORMATO GPASI-IT-0209

ANOMALIAS	ESTADO
1. FUGAS	
a. Proceso	NO
b. Indicios de vapores	NO
c. Grampas existentes	NO
2. DESALINEAMIENTO	
a. Desalineamiento de tuberías/desplazamiento restringido	NO
b. Desalineamiento de juntas de expansión	NO
3. VIBRACIÓN	
a. Peso colgado excesivo	NO
b. Soportes inadecuados	NO
c. Tuberías de pequeño calibre	NO
d. Conexiones roscadas	NO
e. Soportes sueltos por deterioro metálico	NO
4. SOPORTES	
a. Patines de soportes	NO
b. Colgantes deformados o fracturados	NO
c. Resortes fuera de apoyo	NO
d. Abrazaderas deformada o fracturada	NO
e. Mensuras sueltas	NO
f. Placas/ rodillos deslizantes	NO
g. Contrapeso	NO
h. Soportes con corrosión	NO
5. CORROSIÓN	
a. Partes de soportes bajo grampas	BUEN ESTADO
b. Recubrimiento / pintura deteriorados	BUEN ESTADO
c. Interfase suelo-aire	BUEN ESTADO
d. Superficie de contacto del aislamiento	BUEN ESTADO
e. Productos biológicos	BUEN ESTADO
6. AISLAMIENTO	
a. Daños / perforaciones	NO
b. Envoltura / aislamiento extraviado	NO
c. Sello deteriorado	NO
d. Abultamiento	NO
e. Flejes (rotos /extraviados)	NO

Tabla 4.5 ANÁLISIS ESTADÍSTICO DE LA CALIBRACIÓN DE ESPESORES

CENTRO DE TRABAJO: UNAM

ÁREA: X

PLANTA: F.C.C.

CIRCUITO: PRODUCTOS DEL DOMO DE LA DEBUTANIZADORA.

FECHA DE MEDICIÓN ACTUAL (FR)= 2005.75 FECHA DE MEDICIÓN ANTERIOR (FA): 2001.6666
 ESPESOR ACTUAL (ER)= ESPESOR ANTERIOR (EA)=

DIFERENCIA DE FECHAS= 4.0834

SUMA DE DESGASTES= 578 D1+D2+D3+...Dn

D= VELOCIDAD DE DESGASTE DEL PUNTO $D = \frac{EA - ER}{FR - FA}$

SUMA DE VELOCIDAD DE DESGASTE (Dt) 147.4261645

NÚMERO DE VALORES DE VELOCIDADES DE DESGASTE QUE INTERVIENEN EN EL CÁLCULO (n) 48

VELOCIDAD DE DESGASTE PROMEDIO $\bar{D} = \frac{d_1 + d_2 + d_3 + \dots + d_n}{n}$ 3.071378426 MPA

VELOCIDAD MÁXIMA DE DESGASTE AJUSTADA ESTADÍSTICAMENTE (DMAx) $D_{max} = \bar{D} + 1.28 \frac{D}{\sqrt{n}}$ 3.639821988

ESPSOR MÍNIMO ENCONTRADO (EB) 281

LÍMITE DE RETIRO (LR) 200

ESPESOR MÍNMO REMANENTE (ER) EB - LR = 61

VIDA ÚTIL ESTIMADA $VUE = \frac{ER}{D_{max}}$ 16.7636669 AÑOS

FECHA PRÓXIMA DE LA MEDICIÓN DE ESPESORES (FPME) = $FPME = FR + \frac{VUE}{3}$

FPME= 2011.33789 PROXIMA MEDICIÓN EN MAYO DEL 2011

FECHA DE RETIRO PROBABLE (FRP) = $FRP = FR + VUE$

FRP = 2022.51367 EMPLAZAR EN JULIO DEL 2022

ANALIZÓ: JUÁREZ HERNÁNDEZ JOSEFINA

FECHA DE ANÁLISIS: 20 OCTUBRE DEL 2005

OBSERVACIONES _____

PLANTA FRACCIONADORA CATALITICA
C.R. LITO PRODUCTOS DEL DOMO DE LA
DESUBUTANIZACION DA-05

Rev. del Expediente

Diseño

Carga

Revisión

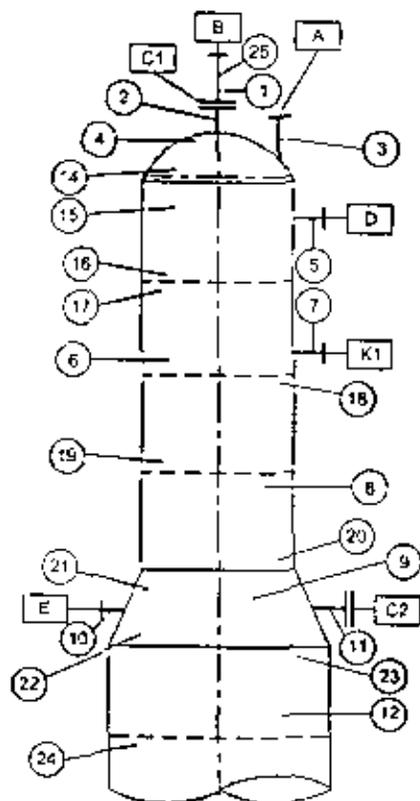
Fecha

Plant

L. de Construcción

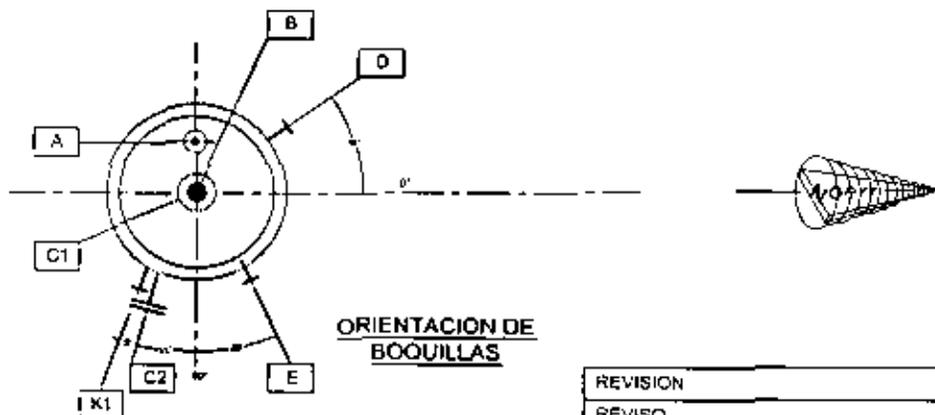


IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN DE ESPORES EN LA
SECCIÓN DE DESUBUTANIZADO EN UNA PLANTA DE DESINTEGRACIÓN
CATALITICA DE HIDROCARBUROS



ELEVACION

PARTE	DIAM	ESPESOR ORIGINAL	L.R	MATERIAL	PRECION PSIG DISEÑO/OP	TEMP. °F DISEÑO/OP
CABEZAL DOMO	88.2"	0.812"	0.510"	A-515-70	200	450
CUERPO SUPERIOR	82.2"	0.812"	0.515"	A-515-70	200	450
SECCION CONICA	108.7"	0.812"	0.850"	A-515-70	200	450
CUERPO INFERIOR	108.7"	0.812"	0.625"	A-515-70	200	450
E CARGA DE GP-5	8"	0.718"	0.180"	A-106-B	200	450
D REFLUJO	4"	0.437"	0.120"	A-106-B	200	450
C1-C2 REGISTROS	20"	0.812"	0.230"	A-106-B	200	450
B VENITEO	1 1/2"	0.281"	0.090"	A-106-B	200	450
A SALIDA VAPORAGE	12"	0.687"	0.200"	A-106-B	200	450
K1 TW-36	1 1/4"	0.281"	0.090"	A-106-B	200	450



ORIENTACION DE
BOQUILLAS

REVISION

REVISO

FECHA.

RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Caso 2. Inspección en la sección superior de la torre desbutanizadora.

Tabla 4.7 FORMATO DG-GPASI-IT-00204

Planta: CATALÍTICA	Niveles de calibración		
Circuito: DESBUTANIZADORA			
Unidad de control: X	Tubería	Nipliera	Tomillera
No. Diagrama isométrico: 2	24		7

SUPTCIA. DE INSPECCIÓN TEC. Y SEGURIDAD IND.																	
VACIADO DE CALIBRACIÓN Y EQUIPOS																	
PLANTA: CATALÍTICA				CIRCUITO:				DOMO DESBUTANIZADORA				DIBUJO: 2					
NIVEL DE CALIBRACIÓN	CORR. NIV. ESP. ORIC.	LIMITE DE RETIRO	LOCALIZACIÓN	FECHA: 07/01/96			FECHA: 01/06/98			FECHA: 05/07/95			FECHA:				
				CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	VELOCIDAD DE DESGASTE: MPA	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	VELOCIDAD DE DESGASTE: MPA	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	VELOCIDAD DE DESGASTE: MPA	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	VELOCIDAD DE DESGASTE: MPA		
1	800 19	10mm	1	0.246			0.191			0.195							
				0.244			0.22			0.215							
				0.245			0.245			0.228							
				0.260			0.221			0.221							
2	800 27	6mm	1	INC			0.751			0.732							
				INC			0.758			0.743							
				0.776			0.748			0.848							
				0.776			0.749			0.749							
3	800 12	6mm	1	0.693			0.634			0.647							
				0.686			0.669			0.675							
				0.726			0.65			0.668							
				0.680			0.649			0.655							
4	800 26	11mm	1	INC			0.686			0.649							
				INC			0.67			0.631							
				INC			0.669			0.674							
				INC			0.704			0.719							
5	800 4	11mm	3	INC			0.339			0.336							
				INC			0.332			0.332							
				INC			0.325			0.325							
				INC			0.338			0.328							
6	800 22	6mm	1	INC			0.683			0.683							
				INC			0.683			0.683							
				0.696			0.657			0.672							
				INC			0.696			0.696							

OBSERVACIONES

RESULTADOS Y ANALISIS DE RESULTADOS

Continuación... Tabla 4.7 FORMATO DG-GPASH-T-00204

SUPTCIA. DE INSPECCIÓN TEC. Y SEGURIDAD IND.																		
VACIADO DE CALIBRACIÓN Y EQUIPOS																		
PIANTA CATALITICA		CIRCUITO					DOMO DESBUTANIZADORA					DIBUJO		2				
NIVEL DE CALIBRACION	0.24 MOM 105 0281	LIMITE DE RETRICO	LOCALIZACION	FECHA 11/01/85			FECHA 01/01/85			FECHA 05/01/75			FECHA			FECHA		
				CALEBRACION	TRANSDUCTOR	VELOCIDAD DE DESGASTE MPA	CALEBRACION	TRANSDUCTOR	VELOCIDAD DE DESGASTE MPA	CALEBRACION	TRANSDUCTOR	VELOCIDAD DE DESGASTE MPA	CALEBRACION	TRANSDUCTOR	VELOCIDAD DE DESGASTE MPA	CALEBRACION	TRANSDUCTOR	VELOCIDAD DE DESGASTE MPA
7	900 15	0.1881	1	INC					0.245									
				2	INC					0.265								
				5	INC						0.242							
				6	INC						0.265							
8	CPO 114 7"	0.520	1	INC	0.652				0.652									
				2	0.695	0.648			0.652									
				3	0.682	0.65			0.660									
				4	INC	0.654			0.648									
9	CPO 104 7"	0.651	1	INC	0.664				0.65									
				2	0.684	0.676			0.669									
				3	0.680	0.677			0.667									
				4	INC	0.682			0.679									
10	800 3	0.114	1	0.500	0.475				0.464									
				2	0.525	0.492			0.495									
				5	0.524	0.478			0.478									
				6	INC	0.493			0.475									
11	800 31	0.230	1	0.793	0.776				0.761									
				2	0.784	0.765			0.765									
				5	0.781	0.775			0.762									
				6	0.838	0.768			0.775									
12	CPO 0.8 11"	0.135	1	INC	0.771				0.761									
				2	0.781	0.755			0.759									
				3	0.808	0.764			0.763									
				4	INC	0.773			0.761									
14	800 E1E	0.110	1		0.773				0.771									
				2		0.738			0.777									
				3		0.754			0.738									
				4		0.74			0.775									
15	CPO 0.8 11"	0.151	1		0.683				0.684									
				2		0.724			0.78									
				3		0.662			0.68									
				4		0.67			0.663									
OBSERVACIONES																		

RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Continuación... Tabla 4.7 FORMATO DG-GPASI-IT-00204

SUPTCIA. DE INSPECCIÓN TEC. Y SEGURIDAD IND.

VACIADO DE CALIBRACIÓN Y EQUIPOS

NIVEL DE CALIBRACIÓN	PLANTA CATALÚNICA		CIRCUITO:										DOMO DESBUTANIZADORA			DIBUJO			
	CASA MCA RSP DMS	UNIDAD DE RETIRO	LOCALIZACIÓN	FECHA 3/7/0 185			FECHA 01/0 868			FECHA 05/0 /3			FECHA:			FECHA	2		
				CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	VELOCIDAD DE DESGASTE: MPA	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	VELOCIDAD DE DESGASTE: MPA	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	VELOCIDAD DE DESGASTE: MPA	CALIBRACIÓN	TRANSDUCTOR	VELOCIDAD DE DESGASTE: MPA				
16	CPD	H314'	1			0.69			0.696										
			2			0.696			0.675										
	DMS'		3			0.666			0.688										
			4			0.676			0.66										
17	LPS	H515'	1			0.675			0.665										
			2			0.667			0.667										
	H312'		3			0.647			0.667										
			4			0.655			0.646										
18	CPD	H313'	1			0.655			0.674										
			2			0.65			0.674										
	H312'		3			0.672			0.666										
			4			0.659			0.678										
19	CPD	H312'	1			0.65			0.684										
			2			0.65			0.684										
	DMS'		3			0.638			0.661										
			4			0.64			0.656										
20	LPS	H515'	1			0.638			0.653										
			2			0.654			0.653										
	H312'		3			0.643			0.648										
			4			0.648			0.648										
21	CPD	H350'	1						0.627										
			2						0.627										
	H312'		3						0.665										
			4						0.623										
22	CPD	H350'	1						0.633										
			2						0.626										
	H312'		3						0.668										
			4						0.67										
23	CPD	H330'	1						0.76										
			2						0.774										
	H312'		3						0.778										
			4						0.761										
OBSERVACIONES																			

RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Continuación... Tabla 4.7 FORMATO DG-GPASI-IT-00204

SUPTCIA. DE INSPECCIÓN TEC. Y SEGURIDAD IND.																	
VACÍO DE CALIBRACIÓN Y EQUIPOS																	
PLANTA: CATALÍTICA			CIRCUITO: DOMO DESBUTANIZADORA														
NIVEL DE CALIBRACIÓN	3/4" H2O 1/2" O2	LÍMITE DE RETIRO	LOCALIZACIÓN	FFCMA-87/0 196			FFCMA-010/068			FFCMA-060/75			FFCMA			DIBUJO	Z
				LOCALIZACIÓN	TRANSDUCTOR	VELOCIDAD DE DESGASTE: MPA	LOCALIZACIÓN	TRANSDUCTOR	VELOCIDAD DE DESGASTE: MPA	LOCALIZACIÓN	TRANSDUCTOR	VELOCIDAD DE DESGASTE: MPA	LOCALIZACIÓN	TRANSDUCTOR	VELOCIDAD DE DESGASTE: MPA		
24	1" P2	0.600"	1														
			2						0.783								
			3						0.771								
			4						0.772								
25	R92 15"	0.201"	1														
			2						0.196								
			3						0.211								
			4						0.206								
OBSERVACIONES																	

CONTROL DE DESGASTE DE NIPLERÍA

Tabla 4.8 FORMATO SGIT-I-21

DIBUJO: 2					ARREGLO BÁSICO No.:		
CIRCUITO O EQUIPO: DOMO DE DESBUTANIZADORA					DIÁMETRO: ¾		
REGISTRO DE CALIBRACIONES							
PUNTO DE CALIBRACIÓN	PIEZA CALIBRADA	1ª CALIBRACIÓN FECHA:	DESGASTE MPA	VIDA ÚTIL	2ª CALIBRACIÓN FECHA:	DESGASTE MPA	VIDA ÚTIL
1							
2							
3							
4		NO EXISTE NIPLERÍA					
5							
6							
7							
8							
OBSERVACIONES							

INSPECCION DE TORNILLERÍA

Tabla 4.9 FORMATO DG-GPASI-IT-0903

PLANTA O ÁREA: F.C.C.				
EQUIPO O CIRCUITO: DOMO DE DESBUTANIZADORA			ISOMÉTRICO No. 2	
			FECHA: 97/0.1666	
Nº DE BRIDA, TAPA O VÁLVULA	CANTIDAD DE ESPÁRRAGOS	GRADO DE CORROSIÓN OBSERVADO	CANTIDAD DE ESPÁRRAGOS A CAMBIAR	OBSERVACIONES
1	24	OK	0	
2	16	OK	0	
3	4	L	0	
4	VOLADO	L	0	
5	4	L	0	
6	12	L	0	
7	24	OK	0	
TOTAL	84	MOD	0	
FECHA: 01/0.666				
Nº DE BRIDA, TAPA O VÁLVULA	CANTIDAD DE ESPÁRRAGOS	GRADO DE CORROSIÓN OBSERVADO	CANTIDAD DE ESPÁRRAGOS A CAMBIAR	OBSERVACIONES
1	24	MOD	0	
2	16	MOD	0	
3	4	MOD	0	
4	0	MOD	0	
5	4	MOD	0	
6	12	MOD	0	
7	24	MOD	0	
TOTAL	84	MOD	0	
FECHA: 05/0.75				
Nº DE BRIDA, TAPA O VÁLVULA	CANTIDAD DE ESPÁRRAGOS	GRADO DE CORROSIÓN OBSERVADO	CANTIDAD DE ESPÁRRAGOS A CAMBIAR	OBSERVACIONES
1	24	MOD	0	
2	16	MOD	0	
3	4	MOD	0	
4	0	MOD	0	
5	4	MOD	0	
6	12	MOD	0	
7	24	MOD	0	
TOTAL	84	MOD	0	

4.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS

De acuerdo a la revisión de las inspecciones en el área de desbutanizado, específicamente en la línea P-97-A2A-12* que corresponde al domo de la desbutanizadora, y el de la sección superior de ésta, se realizó un ejemplo de la inspección de espesores para poner en funcionamiento la medición con la implementación del SIMECELE y fue posible identificar lo siguiente:

- Mediante la inspección realizada en el circuito del domo de la desbutanizadora, es posible verificar que la velocidad de corrosión que se da en este circuito es constante, de acuerdo a los registros históricos y a la medición de espesores llevada a cabo hasta la fecha, a excepción de que ésta es mayor en los codos y en la parte donde se inyecta el inhibidor, lo cual es normal; por lo tanto no existe algún problema específico que genere la disminución del espesor de la línea y que provoque que sea crítico su estado.
- También es posible percatarse de que dentro de los registros de inspección, existió ajuste de las mediciones los cuales fueron identificados mediante la implementación del SIMECELE. Algunos de los puntos mencionados se pueden observar en la tabla 4.1 formato DG-GPASH-T-00204 en los niveles 2, 6, etc.
- Con respecto a la inspección en tornillería se identificó que no existe problema externo que generen la corrosión; Sin embargo, se sugiere seguir con buenas prácticas, es decir, revisar que no existan fugas que propicie problemas en la tornillería.
- En el reporte correspondiente a la línea P-97-A2A-12*, se indica que la próxima inspección de medición de espesores debe de realizarse en Abril del 2011; además que su fecha probable de emplazamiento es en Junio del 2022. Por su parte, la inspección realizada en la parte superior del domo de la desbutanizadora generó el reporte que indica que la fecha de la próxima medición es en Agosto del 2011 y su fecha probable de emplazamiento es en Junio del 2023. Ambos reportes fueron generados en no más de 1 minuto, optimizando así la tarea de inspección.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMERNDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

Con base a los resultados obtenidos y a los objetivos planteados se concluye:

El *SIMECELE* es una herramienta Informática, que contribuye al desarrollo del SIASPA, en sus puntos de administración de la Información e integridad mecánica principalmente,

- Para la implementación del *SIMECELE* fue necesario llevar a cabo la organización de carpetas y documentos de registros de medición de espesores en una base de datos, que conforma al sistema, así como la actualización de los 350 diagramas isométricos. De esta manera se apoyó al SIASPA en su punto 10, "Administración de la información".
- Mediante la prueba piloto, fue posible realizar las mediciones eficientemente, traduciendo esto a confiabilidad en las lecturas del espesor y veracidad en los reportes generados.
- Los registros de espesores se almacenarán en una base de datos, teniendo como consecuencia que los reportes y datos estén al servicio del personal autorizado, además de que estén ordenados y clasificados
- **VENTAJAS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL *SIMECELE***

Se reduce el tiempo invertido para la generación de reportes. Por ejemplo el tiempo necesario para la generación de las pruebas piloto fue de 1 min, lo que implica una gran ventaja por encima del procedimiento actual

Al estar integrado el *SIMECELE* dentro del SIASPA, siempre se tendrá la seguridad de que la información que se tiene, tanto del proceso como de las instalaciones, es la última versión por lo tanto, que está actualizada y se puede confiar en ella ya que solo hay una versión oficial de cada documento

La información que está dentro del SIMCELE es imposible que sea alterada por personas no autorizadas, ya que dentro del sistema sólo pueden hacer cambios o modificaciones los servidores autorizados. Por esta razón hay tres tipos de usuarios, usuarios de consulta, servidores de cambio y administrador del sistema.

El tener los diagramas isométricos actualizados, es importante para realizar las inspecciones adecuadamente y así programar el mantenimiento apropiado y oportuno.

Al tener este tipo de sistemas, es mucho más fácil intercambiar información dentro de toda la refinería. Esto significa disminución de costos en la búsqueda de información y en tomar decisiones.

• DESVENTAJAS DEL SIMCELE

La red se puede saturar por los usuarios en un momento determinado, y se dificulta tener acceso a la información.

Como la información puede ser utilizada por cualquier persona que esté conectada a la red de PEMEX, dicha información puede salir en determinado momento de las instalaciones de PEMEX.

Si no se tiene un sistema de seguridad informática dentro de toda red, puede entrar un virus en todas las computadoras, por consiguiente en todo el sistema; por lo tanto éste puede ser contaminado.

5.2 RECOMENDACIONES

- ✓ Es conveniente que cada vez que se haga algún cambio dentro de las instalaciones, equipos, procesos y materiales, se haga la modificación dentro del **SIMECELE**, para que siempre esté actualizado y toda la información que esté en él sea confiable.
- ✓ Respaldar en forma continua la información de alto nivel generada, para asegurar la operación, mantenimiento y funcionamiento de cada una de las plantas.

APÉNDICES

APÉNDICE I

DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESOS (DFP-02) SECCIÓN DE ABSORCIÓN Y AGOTAMIENTO.

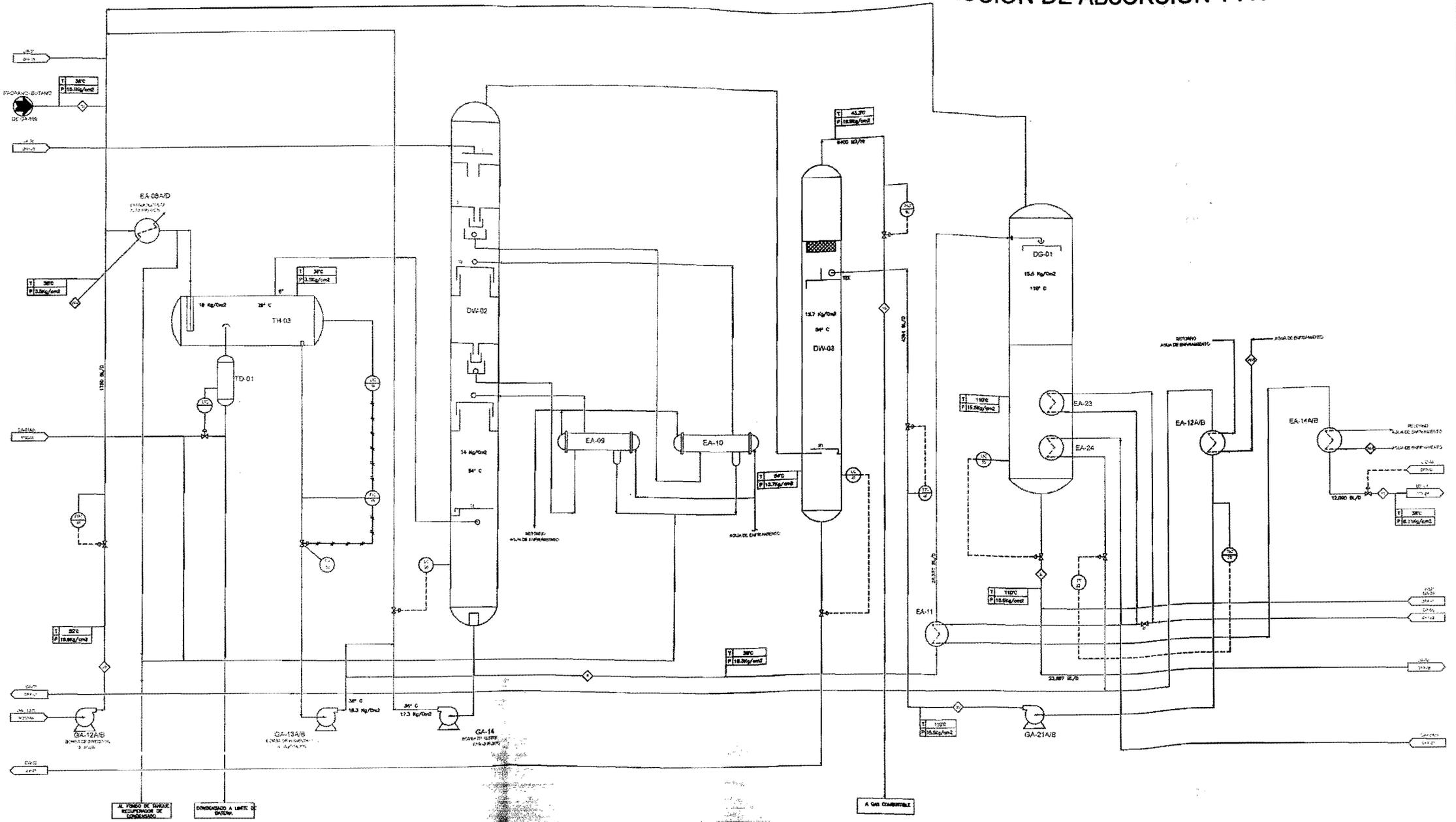


FIGURA 1-B
DFP-02

DIAGRAMA DE FLUJO DE PROCESOS (DFP-03) SECCIÓN DE DESBUTANIZACIÓN Y DESPROPANIZACIÓN.

No. Comente	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Descripción	Líquido de alimentación	Sobrecalentador	Condensador	Refrigerador	Propano a 120°C	Sobrecalentador	Propano a 120°C								
Edo. Físico	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo (ton/hr)															
QDhr															
Temperatura 80°F	244.8	216.58	271.31	56.18	170.31	102.54	61.878	150.280							
Temperatura 50°F	12.088.0	16.901	12.905	3.917	7.706	1693.51	3.055	8.413							
API															
Temperatura °C	179	149	45	36	35	46	35	43	35	38	38	38	38	38	38
Presión Kg/cm ²	10.5	4.5	14	144	25.2	15.2	11.8	21.1	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5

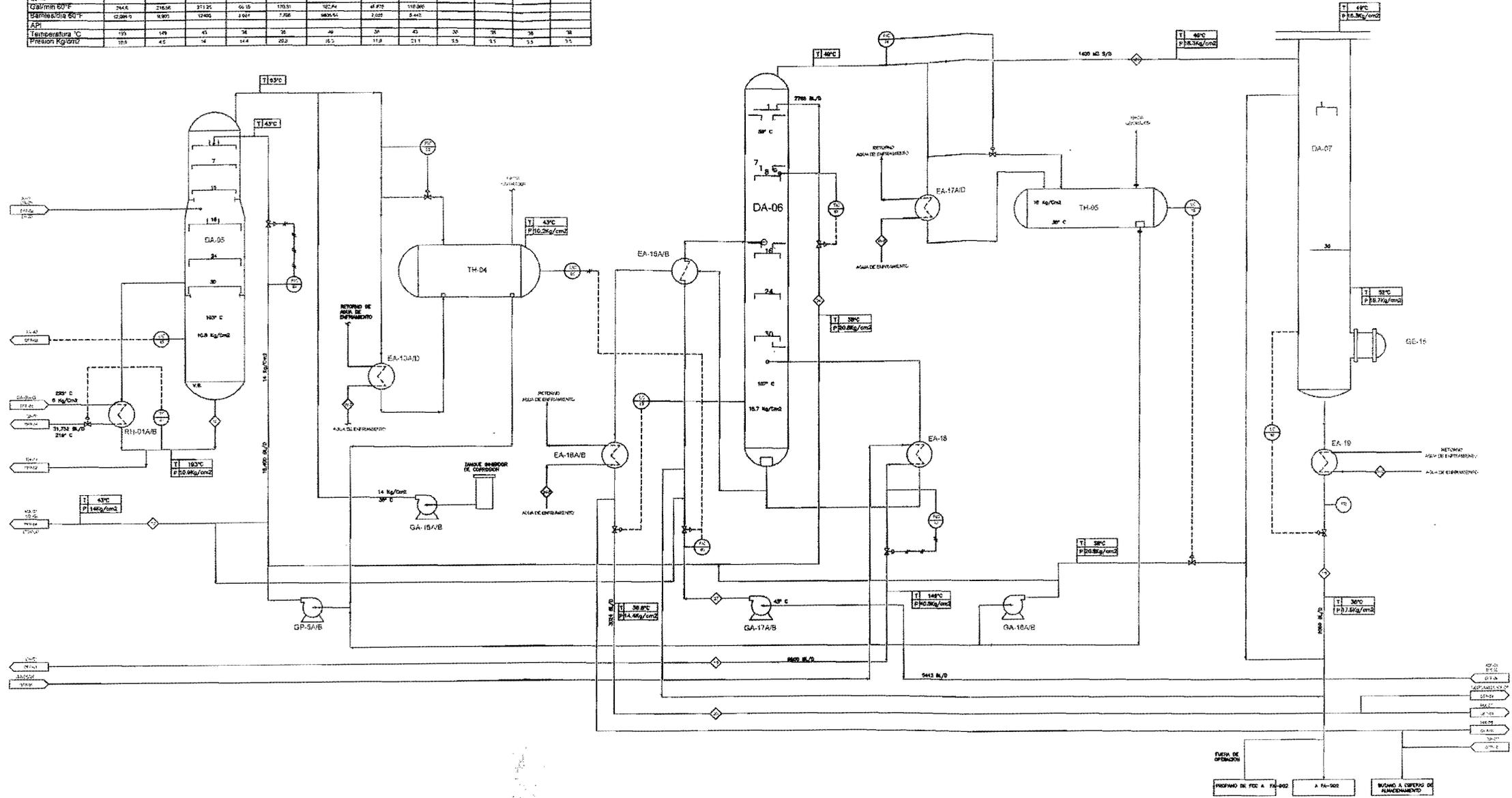


FIGURA 1-C
DFP-03

APÉNDICE II

CLASIFICACIÓN DE TUBERÍAS DE ACUERDO A LA NORMA API 570

TUBERÍAS CLASE 1

Se clasifican así a todas las tuberías que por su servicio presentan el potencial más alto de riesgo que pueda afectar la seguridad o el medio ambiente, si llegara presentarse una fuga, incluye los siguientes servicios.

- Servicios inflamables.
- Servicios presurizados
- Ácido sulfhídrico.
- Ácido clorhídrico anhidrido.
- Tuberías que estén sobre o cercanas a caminos públicos o mantos acuíferos

TUBERÍAS CLASE 2

Se clasifican así a la mayoría de tuberías de proceso y servicios auxiliares, que manejan los productos siguientes

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

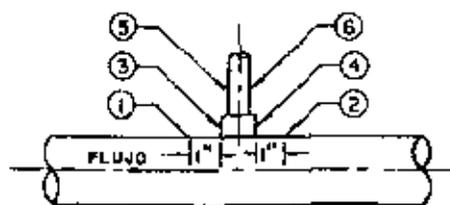
TUBERÍA CLASE 3

Se clasifican 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. Son los siguientes:

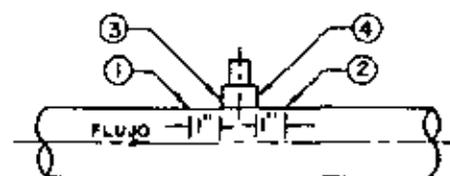
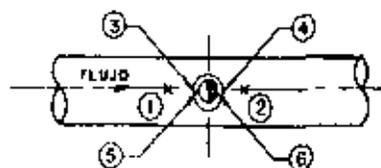
- Hidrocarburos que no vaporizan significativamente durante su liberación.
- Destilados y productos hacia y desde áreas de almacenamiento y carga
- Ácidos cáusticos fuera de áreas de proceso.

APÉNDICE III

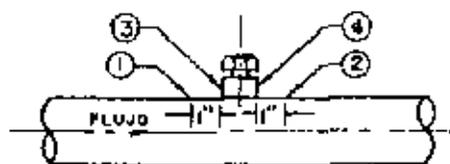
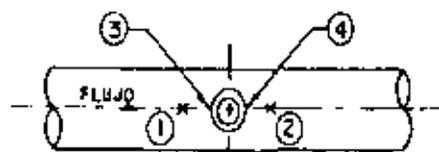
LOCALIZACIÓN DE PUNTOS DE CALIBRACIÓN EN ARREGLOS BÁSICOS TÍPICOS DE NIPLERÍA



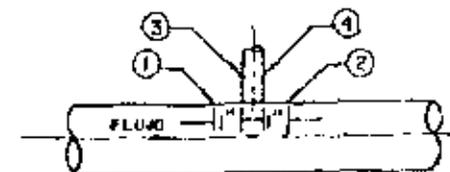
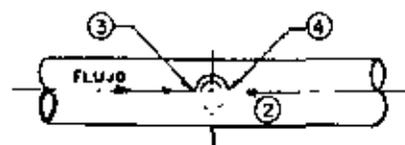
COPELE-NIPLE-VALVULA



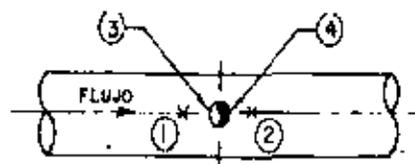
COPELE-TAPON



COPELE-TERMOPOZO



ORIFICIO-NIPLE-VALVULA



APÉNDICE IV

ECUACIONES SEGÚN LA API 570

a) DETERMINANDO VIDA ÚTIL ESTIMADA (VUE)

$$VUE = \frac{eK - Lr}{D_{m\acute{a}x}}$$

$$FPME = IR + \frac{VUE}{3}$$

$$FRP = IR + VUE$$

Donde:

Lr = Límite de retiro

eK = Espesor más bajo encontrado en la última medición.

IR = Fecha de la última medición.

$D_{m\acute{a}x}$ = Promedio ajustado estadísticamente.

b) VELOCIDAD DE DESGASTE POR PUNTO

$$d = \frac{ei - ef}{ff - fi}$$

Donde

d = Velocidad de desgaste del punto

ff = Fecha de la medición más reciente (ef).

fi = Fecha de la medición anterior (ei)

ei = Espesor obtenido en la fecha fi .

ef = Espesor obtenido en la fecha ff .

c) VELOCIDAD DE DESGASTE PROMEDIO

$$\bar{D} = \frac{d_1 + d_2 + d_3 + \dots + d_n}{n}$$

Donde:

$d_1, d_2, d_3, \dots, d_n$ = Velocidades de desgaste correspondientes a cada punto de la línea o equipo considerado.

n = Número de valores de velocidad de desgaste que intervienen en el cálculo.

\bar{D} = Promedio aritmético de las velocidades de desgaste.

APÉNDICE V

Notación utilizada para identificar los meses en la elaboración de reportes

Clave	Mes
0.00	Enero
0.083	Febrero
0.166	Marzo
0.25	Abril
0.33	Mayo
0.416	Junio
0.5	Julio
0.583	Agosto
0.666	Septiembre
0.75	Octubre
0.833	Noviembre
0.916	Diciembre

BIBLIOGRAFÍA

REFERENCIAS

1. AVILA ZAMUDIO Juan Carlos, Mantenimiento a Equipo de Operaciones Unitarias, Tesis, Facultad de Química UNAM, México, D.F. 2001.
2. Dr. Antonio Alonso. et. al. Más allá de la herrumbre III. Corrosión y medio ambiente. Ed. la Ciencia /121 desde México, México, D.F. 1994, Pág. 119
3. Binder S. Deaths, Injuries and Evacuations from Acute Hazardous Materials Releases. Am J Public Health 79, 1989; Pág. 1042-1044.
4. Cruz Gómez Javier, et al. Curso de análisis de riesgos de proceso. UNAM, Junio del 2005
5. De la Cruz Guerra, Fausto, Administración de los Sistemas de Integridad Mecánica. Tesis-Maestría en Ingeniería Administrativa, ITCM, Cd. Madero, (1998).
6. D. Keith Denton. Seguridad Industrial. Mc Graw-Hill. México, D.F. 1984.
7. Ganapathy, V. Steamplan Calculations Manual, Cold end corrosion, Causes and cures, 2 ed. Marcel Dekker. Washington. 1991, pág. 427
8. Grimaldi-Simonds. La Seguridad Industrial Su Administración. Alfa Omega, México D.F., 1985
9. Grupo KB de México, S.A. de C.C. Manual de operación del equipo modelo DMS 2/ DMS 2e, Medidor de espesores ultrasónico con verificador de imagen y almacenador de datos integrado. México, D.F. 2004.
10. Hall HI, Dhara VR, Kaye Price-Green. Surveillance for Emergency Events Involving Hazardous Substances- United States, 1990-1992. MMWR Morb Mortal Wkly Rep Nov 43 (SS-3); 1994; Pág.1-6.
11. Hall HI, Haugh GS, Price-Green PA, Dhara VR, Kaye WE. Risk Factors for Hazardous Substances Releases that Result in Injuries and Evacuations. Data from 9 States. Am J Public Health 86, 1996, Pág. 855-857.

-
12. LEÓN ALEGRÍA Carlos, Mantenimiento Industrial, Centro Nacional de Productividad, Mexico, D.F., 1998.
 13. International Programme on Chemical Safety (IPCS). User's manual for the IPCS health and safety guides. World Health Organization Ginebra; 1996.
 14. Kirk-Othmer, "Enciclopedia of Chemical Technology", 4a Ed. Wiley Interscience, Nueva York 1992. Pág. 83-99
 15. Manual SIASPA Elementos 10, y 17 Pemex-Refinación. Octubre, 1998.
 16. Manual de operación de la Refinería de Minatitlán, 1995
 17. Ramírez Gómez, F., "Introducción a los Métodos de Ensayos No Destructivos de Control de la Calidad de los Materiales". 3a Ed, Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial 'Esteban Terradas', Madrid, 1994.
 18. Richard Frank LAURENCE, "The Petroleum Chemical Industry", 3a Ed, Mc Graw-Hill, Washington, 1991
 19. Santamaría Ramiro, J.M. y Braña Aisa, P.A. Análisis de Riesgos en la Industria Química, Capítulo II, Fundación MAPFRE, Madrid, 1994.
 20. TREVOL Klett, "¿Qué falló? Desastres en Plantas con Procesos Químicos. ¿Cómo Evitarlos?", Traducción: Felipe Blanco, Mc Graw-Hill, Madrid, 2002
 21. Vargas Marcos F. Prevención y Control del Riesgo de los Productos Químicos. Rev Esp Salud Pública 70, 1996; pág. 409-420.

NORMAS

22. API 570, Piping Inspection Code Inspection, Repair, Alteration, and Retrating of In-Service Piping Systems, Downstream Segment. Second Edition, October 1998. Addendum 1 February 2000
23. API Recommended Practice 574, Inspection Practices for Piping System Components Second Edition, June 1998

24. DG-GPASI-IT-00204 Procedimiento Para el Registro, Análisis y Programación de la Medición Preventiva de Espesores. Gerencia de Protección Ambiental y Seguridad Industrial. PEMEX – Refinación, México, D.F., 1998

25. DG-GPASI-IT-00209. Procedimiento para Efectuar la Inspección de Tuberías de Proceso y Servicios Auxiliares en Operación de la Instalaciones de PEMEX – Refinación. Gerencia de Protección Ambiental y Seguridad Industrial. PEMEX – Refinación, México, D.F., 1994

26. Norma PEMEX No. 1-0030.01. Guía para la Elaboración de planos y formatos para documentos diversos, México, D.F., 1990

27. Norma oficial mexicana NOM-028-STPS-2004. Organización del Trabajo-Seguridad en los Procesos de Sustancias Químicas, Enero del 2005

PÁGINAS WEB

28. <http://www.quimicauniversal.com/Hemeroteca/ArticuloCompleto.asp?ID=11011>
29. <http://www.pemex.com.mx/>
30. <http://www.mtas.es/welcome.htm>
31. <http://www.comimsa.com.mx/>
32. http://www.molon.cl/html_la_empresa/iso1401.asp
33. <http://www.monografias.com>