



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

**ANÁLISIS COMPARATIVO PARA EL CONTROL DE LA INSPECCIÓN
TÉCNICA DE TANQUES HORIZONTALES EN LA INDUSTRIA DE LA
REFINACIÓN**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO QUÍMICO**

PRESENTA

Hugo Alberto García Armenta



MÉXICO, D.F.

2016



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO:

PRESIDENTE: Profesor: JOSÉ ANTONIO ORTIZ RAMÍREZ
VOCAL: Profesor: MODESTO JAVIER CRUZ GÓMEZ
SECRETARIO: Profesor: ALMA DELIA ROJAS RODRÍGUEZ
1er. SUPLENTE: Profesor: LUIS ÁNGEL MORENO AVENDAÑO
2° SUPLENTE: Profesor: JOSÉ ARTURO MORENO XOCHICALE

SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA:

FACULTAD DE QUÍMICA, UNAM

ASESOR DEL TEMA:

Dr. Javier Modesto Cruz Gómez

SUSTENTANTE:

Hugo Alberto García Armenta



Contenido

ÍNDICE DE TABLAS.....	iii
ÍNDICE DE FIGURAS.....	iv
ABREVIATURAS	v
1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. OBJETIVOS	2
2.1. Objetivos generales.....	2
2.2. Objetivos particulares.....	2
3. MARCO TEORICO.....	3
3.1. Refinación del Petróleo.....	3
3.2. La Refinación en México	5
3.3. La Seguridad Industrial y Salud en el Trabajo.....	7
3.4. Inspección Técnica y Marco Normativo	11
3.4.1. DG-GPASI-IT-0903 (1995).....	14
3.4.2. GPI-IT-4200 (1986).....	15
3.4.3. DG-SASIPA-IT-0204 (2010).....	17
3.5. Medición de espesores por ultrasonido.....	18
3.6. Preparativos para la medición de espesores de acuerdo a la DG-SASIPA-IT-204	21
3.7. Recipientes a presión y tanques horizontales	23
3.10. Tanque horizontal de proceso.....	24
3.10.1. Envolvente y tipo de tapas	25
3.10.2. Boquillas.....	26
3.11. Selección y diseño de tanques horizontales	27
3.11.1. Calculo del espesor mínimo requerido para cuerpo.....	27
3.11.2. Presión de operación (P_0).....	29
3.11.3. Presión de Diseño (P_D).....	29
3.11.4. Esfuerzos de Diseño a la Tensión (S).....	29
3.11.5. Eficiencia de la Soldadura (E).....	29





4. METODOLOGIA	30
4.1. El SIMECELE (Sistema Integral de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos).....	30
4.2. Recopilación de datos.....	31
4.2.1. Tanque Separador de Alta Presión.....	33
4.2.2. Tanque de Reflujo a Debutanizadora.....	35
5. ANÁLISIS.....	38
5.1. Diagnóstico de los datos	38
5.2. Análisis estadístico formal.....	42
6. RESULTADO DEL ANÁLISIS FORMAL ESTADÍSTICO.....	45
6.1.1. Tanques Separadores de Alta Presión.....	45
6.1.2. Tanque de Recirculación a Debutanizadora.	57
7. ANALISIS DE RESULTADOS.....	66
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	73
8.1. Conclusiones.....	73
8.2. Recomendaciones.....	74
BIBLIOGRAFÍA.....	I
ANEXO I. Memoria de Cálculo de Limites de Retiro.....	II
ANEXO II. Diagramas de Medición de espesores.....	VII





ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. INFRAESTRUCTURA DEL SISTEMA NACIONAL DE REFINACIÓN (SNR).....	6
TABLA 2. PERÍODO DE REVISIÓN DE TORNILLERÍA.	14
TABLA 3. CLASIFICACIÓN DE LOS TANQUES SELECCIONADOS.	33
TABLA 4. TABLA DE DATOS DE TANQUES SEPARADORES DE ALTA PRESIÓN.	35
TABLA 5. INFORMACIÓN RECOPIADA DE LOS TANQUES SEPARADORES DE ALTA PRESIÓN.	35
TABLA 6. TABLA DE DATOS DE TANQUES DE RECIRCULACIÓN A LA DEBUTANIZADORA.....	36
TABLA 7. INFORMACIÓN RECOPIADA DE TANQUES DE RECIRCULACIÓN A DEBUTANIZADORA.	37
TABLA 8. NIVELES DE MEDICIÓN QUE DEBE CONTENER CADA PARTE DE UN TANQUE.	38
TABLA 9. NUMERO DE POSICIONES EN FUNCIÓN DEL PERÍMETRO.....	39
TABLA 10. TABLA RESUMEN DE CRITERIOS (TANQUES SEPARADORES DE ALTA PRESIÓN).	40
TABLA 11. TABLA RESUMEN DE CRITERIOS (TANQUES DE RECIRCULACIÓN A DEBUTANIZADORA).	40
TABLA 12. ANÁLISIS DE NIVELES NORMALES DEL TANQUE 4-F DEL CENTRO DE TRABAJO 1.....	46
TABLA 13. ANÁLISIS DE NIVELES CRÍTICOS DEL TANQUE 4-F DEL CENTRO DE TRABAJO 2.....	49
TABLA 14. ANÁLISIS DE NIVELES NORMALES DEL TANQUE 4-F DEL CENTRO DE TRABAJO 2.....	49
TABLA 15. ANÁLISIS DE NIVELES CRÍTICOS DE TANQUE GV-1 (SECCIÓN SUPERIOR) DEL CT 3.	51
TABLA 16. ANÁLISIS DE NIVELES NORMALES DEL TANQUE GV-1 (SECCIÓN SUPERIOR) CT 3.	52
TABLA 17. ANÁLISIS DE NIVELES CRÍTICOS DE TANQUE GV-1 (SECCIÓN INFERIOR) DEL CT 3.....	54
TABLA 18. ANÁLISIS DE NIVELES NORMALES DE TANQUE GV-1 (SECCIÓN INFERIOR) CT 3.	54
TABLA 19. ANÁLISIS DE NIVELES NORMALES DE TANQUE 5-F DEL CT 1.	57
TABLA 20. ANÁLISIS DE NIVELES NORMALES DE TANQUE 5-F DEL CT 1.	59
TABLA 21. ANÁLISIS DE NIVELES CRÍTICOS DEL TANQUE GV-6 PARTE SUPERIOR CT3.....	61
TABLA 22. ANÁLISIS DE NIVELES NORMALES DEL TANQUE GV-6 PARTE SUPERIOR CT3.	62
TABLA 23. ANÁLISIS DE NIVELES CRÍTICOS DEL TANQUE GV-6 PARTE INFERIOR CT3	64
TABLA 24. ANÁLISIS DE NIVELES NORMALES DEL TANQUE GV-6 PARTE SUPERIOR CT3.	64
TABLA 25. LIMITES DE RETIRO REPORTADOS EN DME VS. CALCULADOS.....	67





ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. ESQUEMA GENERAL DE LA REFINACIÓN DE PETRÓLEO (ELABORACIÓN PROPIA., SENER).	
FIGURA 2. MAPA DEL SISTEMA NACIONAL DE REFINACIÓN ² .	5
FIGURA 3. ORIGEN GENERAL DE ACCIDENTES (ELABORACIÓN PROPIA – MHIDAS).	9
FIGURA 4. ORIGEN ESPECIFICO DE INCIDENTES EN PLANTAS DE PROCESO (ELABORACIÓN PROPIA - MHIDAS).	9
FIGURA 5. TIPO DE RECIPIENTES A PRESIÓN.	23
FIGURA 6. VENTANA PRINCIPAL DE SIMECELE (ELABORACIÓN PROPIA).	30
FIGURA 7. DIBUJO NO. 5 DEL APÉNDICE B DE LA NORMA DG-SASIPA-IT-00204	41
FIGURA 8. CORTE DEL TANQUE SEPARADOR 4-F DEL CENTRO DE TRABAJO 1.	48
FIGURA 9. LOCALIZACIÓN DEL DESGASTE EN EL TANQUE SEPARADOR DE ALTA PRESIÓN EMPLAZADO.	56
FIGURA 10. LOCALIZACIÓN DEL PUNTO DE CON BAJO ESPESOR DEL 5-F DE CT2.	59
FIGURA 11. TABLAS DEL APÉNDICE B, DIBUJO 3 DE LA NORMA DG-SASIPA-IT-00204.	71
FIGURA 12. DME DEL TANQUE SEPARADOR DE ALTA PRESIÓN DEL CENTRO DE TRABAJO 1	
FIGURA 13. DME DE TANQUE SEPARADOR ALTA PRESIÓN DEL CENTRO DE TRABAJO 2.	
FIGURA 14. DME DE TANQUE SEPARADOR ALTA PRESIÓN (SECCIÓN SUPERIOR) DEL C.T. 3.	
FIGURA 15. DME DE TANQUE SEPARADOR ALTA PRESIÓN (SECCIÓN INFERIOR) DEL C.T. 3.	
FIGURA 16. DME DE TANQUE DE RECIRCULACIÓN A DEBUTANIZADORA DEL CENTRO DE TRABAJO 1.	
FIGURA 17. DME DE TANQUE DE RECIRCULACIÓN A DEBUTANIZADORA DEL CENTRO DE TRABAJO 2.	
FIGURA 18. DME DE TANQUE DE RECIRCULACIÓN A DEBUTANIZADORA (SEC. SUPERIOR) DEL C.T. 3.	
FIGURA 19. DME DE TANQUE DE RECIRCULACIÓN A DEBUTANIZADORA (SEC. INFERIOR) DEL C.T. 3.	





ABREVIATURAS

PEMEX	Petróleos Mexicanos
SIASPA	Sistema Integral de Administración de la Seguridad y Protección Ambiental
SSPA	Salud, Seguridad y Protección Ambiental
ASP	Administración de la Seguridad de sus Procesos
GPASI	Gerencia de Protección Ambiental y Seguridad Industrial
GPEI	Gerencia de Protección Ecológica e Industrial
mpa	Milésimas de pulgada por año
VUE	Vida Útil Estimada
FPME	Fecha de Próxima Medición
FRP	Fecha de Retiro Probable
SIMECELE	Sistema de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos
DME	Diagrama de Medición de Espesores
ASME	American Society of Mechanical Engineers
PVC	Policloruro de vinilo
CEASP ⁴ A	Centro de Estudios para la Administración de la Seguridad de los Procesos Petroquímicos Poliméricos y la Protección Ambiental





1. INTRODUCCIÓN

La seguridad industrial es una disciplina compleja que abarca desde la problemática estrictamente técnica hasta diversos tipos de efectos humanos y sociales. En la industria de la refinación del petróleo se maneja sustancias que debido a su naturaleza pueden presentar un riesgo para la salud, muchas de éstas sustancias se encuentran bajo condiciones de operación que exigen la adopción de medidas de seguridad para reducir los riesgos que estas generan. La implementación de normas y procedimientos que evalúen y administren las actividades relacionadas con la seguridad y prevención de riesgos es una de las acciones a adoptar para disminuir el riesgo dentro de los centros de trabajo, uno de los elementos básicos que influye en la seguridad de una instalación industrial es la integridad mecánica de sus líneas y equipos de proceso, la cual garantiza que al inspeccionarlos, mantenerlos y en su caso reemplazarlos, se podrán prevenir: fallas potenciales y accidentes con daños a personas, instalaciones o al ambiente.

A lo largo de la historia de la industria petrolera los tanques cilíndricos horizontales han sido parte importante para su desarrollo así como para su operación, sin embargo en los últimos 60 años la industria del petróleo en el mundo ha sufrido diversos accidentes, en los que el 21.6% fueron originados por tanques de proceso seguidos por reactores y tuberías de proceso con un 12% y 9.9% respectivamente¹. Esto hace necesario que se lleven a cabo inspecciones periódicas programadas para identificar las deficiencias que puedan dar lugar a un incidente de seguridad de los procesos, como fugas que podría generar incendios, exposición a tóxicos, u otros peligros ambientales.

El objetivo del presente trabajo es encontrar deficiencias en las inspecciones realizadas por el personal de Pemex (Petróleos Mexicano) Refinación a tanques cilíndricos horizontales de proceso basadas en la norma DG-SASIPA-IT-00204 Rev. 7-2010 y definir nuevos criterios de homologación con el fin de mejorar las inspecciones y colaborar a generar un mejor ambiente de seguridad dentro de las instalaciones de Pemex Refinación. Para ello fue necesario seleccionar tres centros de trabajo de Pemex Refinación que realizan el mismo proceso productivo, posteriormente se eligieron dos inspecciones realizadas por el personal de Pemex Refinación a tanques cilíndricos horizontales de cada uno de los centros de trabajo seleccionados, una vez que se obtuvieron los datos se procedió a capturarlos en el software SIMECELE, el cual realiza el análisis formal estadístico en base a la norma DG-SASIPA-IT-00204 Rev. 7-2010 y finalmente se realizó la comparación.

¹ MHIDAS (“Major Hazard Incident Data Service”) Gestionada por el SRD (Safety Reliability Directorate) del “United Kingdom Health Safety Executive”





2. OBJETIVOS

2.1. Objetivos generales

Comparar inspecciones técnicas realizadas por parte del personal de Pemex refinación a diferentes tanques cilíndricos horizontales en diferentes centros de trabajo de Pemex Refinación con el fin de encontrar puntos de mejora y homologar los criterios de análisis apegándose a la norma, DG-SASIPA-IT-00204 Rev. 7-2010.

2.2. Objetivos particulares.

- Encontrar las principales diferencias y errores en las inspecciones técnicas realizadas en los centros de trabajo de Pemex Refinación seleccionados con el fin de mejorarlas y así colaborar a reducir la probabilidad de accidentes en los centros de trabajo.
- Encontrar una tendencia de desgaste o desgastes localizados en los tanques cilíndricos horizontales seleccionados y partir de esta generar criterios de análisis.
- Definir nuevos criterios de análisis basándose en los resultados obtenidos en el presente trabajo y realizados por el Software SIMECELE así como en la norma DG-SASIPA-IT-00204 Rev. 7-2010.





3. MARCO TEORICO

3.1. Refinación del Petróleo

Desde tiempos remotos la humanidad conoce y de alguna manera utiliza el petróleo. Se sabe que las manifestaciones superficiales del petróleo han sido utilizadas como fuentes de luz y calor. No obstante el uso intensivo del petróleo es relativamente moderno. Por lo que es posible establecer con claridad distintas épocas con características específicas.

En 1959 se perfora en Pennsylvania el que se considera el primer pozo de petróleo, por E. L. Drake, dando inicio la era conocida como la “era del queroseno”, la cual se extiende hasta principios del siglo XX. Durante este periodo el uso principal del petróleo fue para iluminación.

Al principio del siglo XX irrumpe en la vida del hombre el motor de combustión interna, que da comienzo a la “era de la nafta”, que si bien se pudiera considerar que perdura hasta nuestro tiempo, es aquí donde surge la necesidad de crear procesos y operaciones necesarias para obtener en forma económica productos y subproductos, útiles para el sustento de la vida humana. A este conjunto de procesos y operaciones se les conoce comúnmente como Refinación del petróleo.

Como se observa en la figura 1, la refinación del petróleo involucra una serie de procesos tanto físicos como químicos a los cuales se somete el petróleo crudo. Los productos que se obtienen de ellos tienen diferentes rendimientos, ya que dependen del origen del crudo; para ajustar estos rendimientos al patrón de consumo, algunas de las fracciones se someten a diversos procesos de conversión. Estos procesos de conversión se aplican con el objeto de obtener productos más ligeros mediante transposiciones moleculares, cuyo resultado son productos de mayor valor comercial. Estos procesos pueden ser de tres tipos: destilación, desintegración y purificación.

En el primer proceso se calienta el petróleo crudo a una temperatura en la cual los componentes ligeros se evaporan y a continuación se condensan los hidrocarburos en fracciones aprovechando las diferencias en los puntos de ebullición. La composición de cada fracción se identifica por su intervalo de ebullición y no se obtienen compuestos puros.



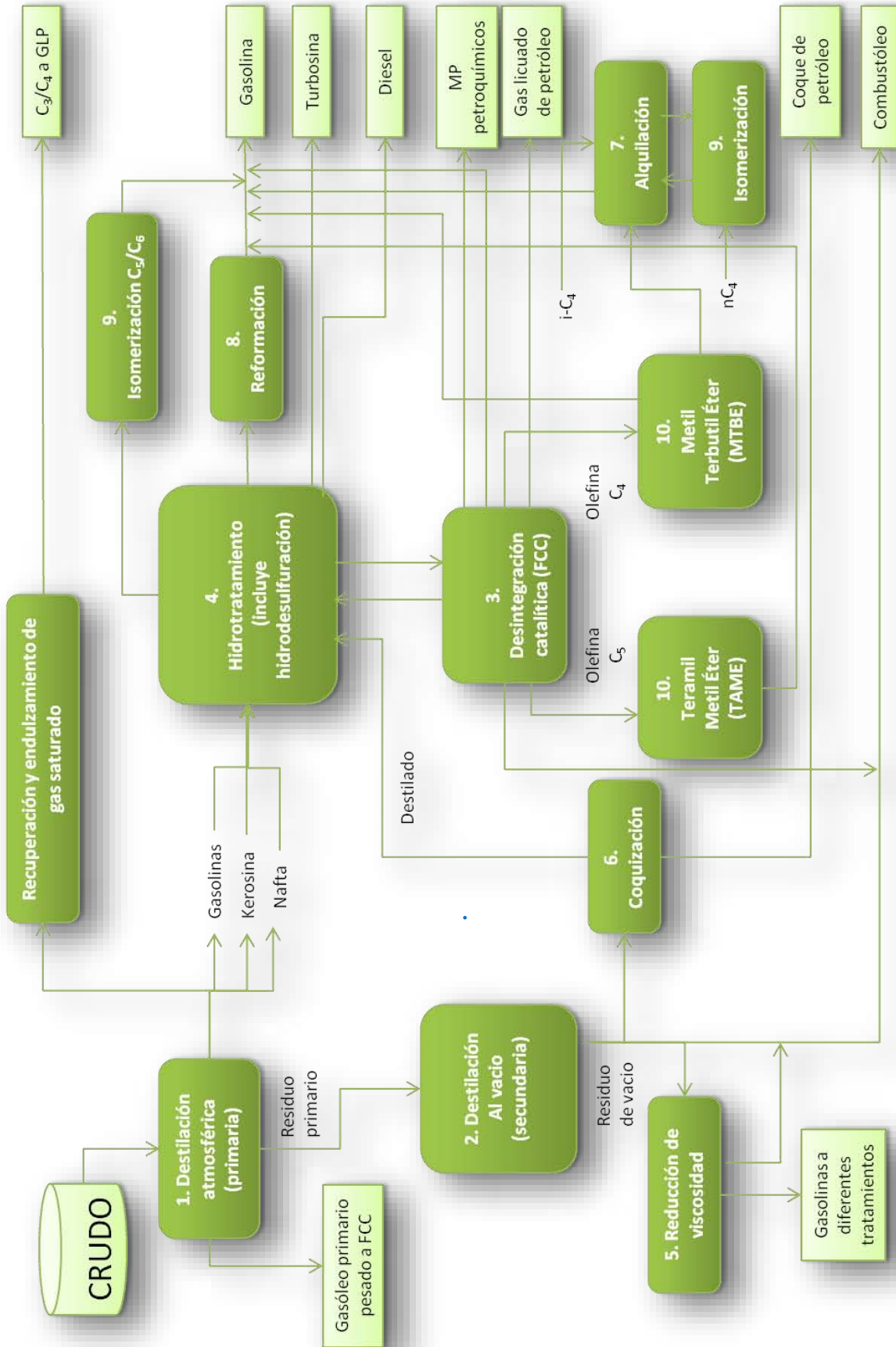


Figura 1. Esquema general de la refinación de petróleo (Elaboración propia., SENER).





En el segundo proceso, el residuo de la destilación del petróleo crudo se somete a una nueva destilación al alto vacío para separar los componentes menos volátiles que serán destinados a lubricantes o a ser desintegrados catalíticamente. Esto es con el fin de obtener productos comerciales más valiosos, tales como gas licuado y gasolina de alto índice de octano. Los residuos de la destilación al alto vacío se emplean como asfalto o como carga para las plantas de coque.

En el tercer proceso, denominado como la purificación, se eliminan los compuestos que proporcionan propiedades no deseadas a los productos. Tal es el caso de los hidrotratamientos los cuales han ganado importancia gracias a las leyes y normas medioambientales que procuran una menor emisión de contaminante hacia la atmosfera causado por los combustibles refinados.

3.2. La Refinación en México

Pemex Refinación una empresa subsidiaria de Petróleos Mexicanos y es el organismo que se encarga de la producción, distribución y comercialización de petrolíferos en todo el territorio mexicano. Todos estos procesos se llevan a cabo a través del sistema nacional de refinación que lo componen 6 refinерías distribuidas a lo largo del país (Figura 2, Tabla 1) con capacidad combinada de proceso de 1.540 MBD².

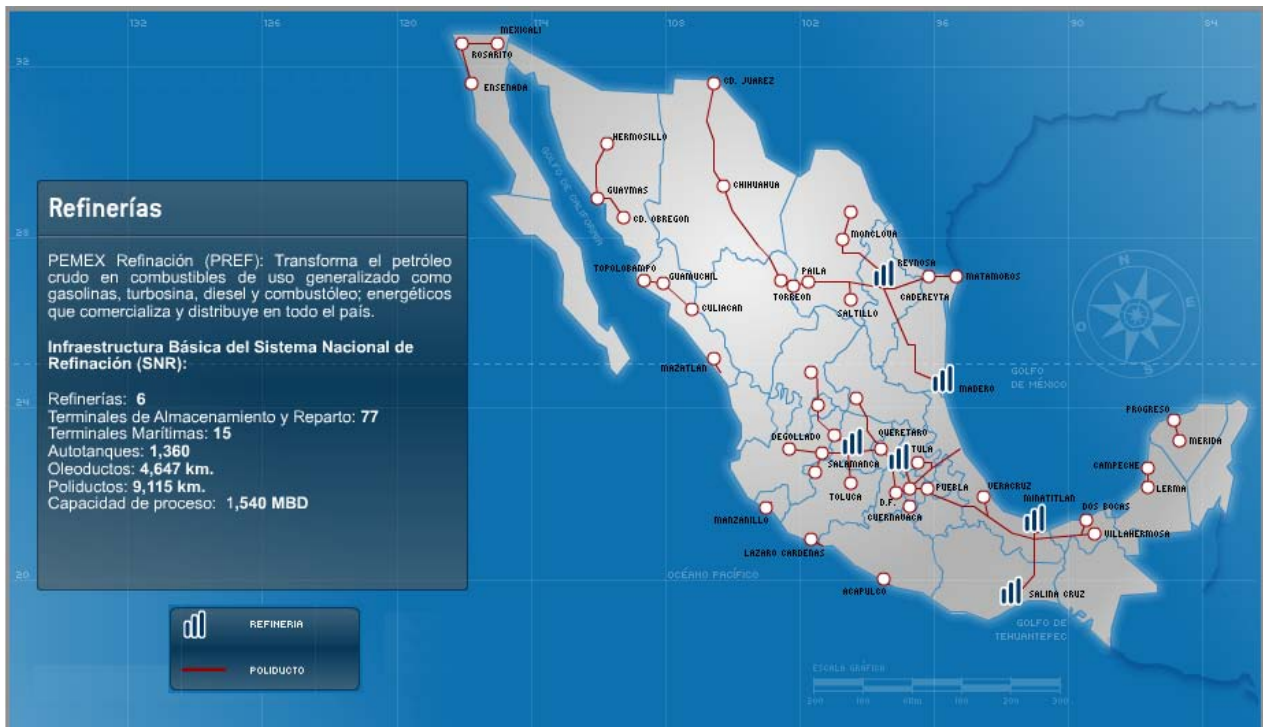


Figura 2. Mapa del Sistema Nacional de Refinación².

² www.ref.pemex.com.mx



Tabla 1. Infraestructura del Sistema Nacional de Refinación (SNR)²

		CAPACIDAD (MBD)	ZONA DE ABASTECIMIENTO
REFINERÍAS	1 Cadereyta	275	Norte
	2 Madero	190	Centro y golfo
	3 Minatitlán	185	Sur y Península de Yucatán
	4 Salina Cruz	330	Litoral del Pacífico
	5 Salamanca	245	Regio central y lubricantes para todo el país
	6 Tula	315	Distrito Federal
OLEODUCTOS		4,647 km	
POLIDUCTOS		9,115 km	
EMBARCACIONES	Buques	7 propios y 13 arrendados	
TRANSPORTE TERRESTRE	Auto tanques	1,324 propios y 2,639 fletados	
	Carro Tanques	525 propios y 369 fletados	
TERMINALES DE ALMACENAMIENTO			22 Pacífico
	77 terminales terrestres		20 Norte
			20 Centro
			15 Sur
	15 terminales marítimas		9 Pacífico
			5 Golfo
		1 Norte	

Actualmente el Sistema Nacional de Refinación se enfrenta a distintos retos, entre los que se encuentran la creciente demanda de los productos derivados del petróleo vinculada al desarrollo económico del país; el compromiso en el cuidado del medio ambiente a través de la elaboración de combustibles cada vez más limpios.

Otro de los grandes retos que enfrenta la industria de refinación del país en el futuro cercano será el ampliar la capacidad de distribución y almacenamiento de productos petrolíferos.





De igual manera se enfrenta a una mejora importante en los sistemas de seguridad así como los programas de prevención de accidentes, que en años recientes han tomado gran importancia gracias a las nuevas políticas de seguridad, salud en el trabajo y protección al medio ambiente promovidas por Pemex.

3.3. La Seguridad Industrial y Salud en el Trabajo

A lo largo de la historia el hombre se ha expuesto en forma constante a una gran cantidad de riesgos los cuales ha tenido que enfrentar y prevenir. Con la aparición de la industria Petroquímica en el siglo XIX, la sociedad se encontró con un nuevo reto, ya que en esta industria se manejan productos que pueden afectar la salud humana; aunado a esto las condiciones de presión y temperatura que se manejan exigen la adopción de estrictas medidas de seguridad para reducir o anular los riesgos en el manejo de estas instalaciones.

Uno de los riesgos más importantes dentro de las instalaciones de una refinería, es el fuego. La alta volatilidad e inflamabilidad de los productos como la gasolina y el gas licuado de petróleo, los cuales poseen un bajo punto de ebullición, permite que los vapores se difundan fácilmente en el aire y formen mezclas inflamables que entran en ignición con facilidad. Se trata de un riesgo reconocido, por lo que es necesario que este tipo de sustancias requieran almacenamiento específico, confinamiento y precauciones de manipulación, así como medidas de seguridad para garantizar que las emanaciones de vapores y las fuentes de ignición están controladas a fin de que no puedan producirse incendios. Los combustibles menos volátiles (queroseno y gasóleo diesel) deben manipularse con cuidado para evitar derrames y su posible ignición, ya que sus vapores también son combustibles cuando se mezclan con aire en el rango de inflamabilidad.

Otro de los factores que deben ser tomados en cuenta es la salud de los trabajadores ya que la inhalación de pequeñas cantidades de vapor de hidrocarburo en el aire causa irritación, dolor de cabeza y mareos, mientras que la inhalación de mayores concentraciones puede provocar pérdida del conocimiento e incluso la muerte. Es posible que se produzcan también efectos de larga duración para la salud. Por ejemplo la gasolina contiene benceno, un conocido cancerígeno con límites de exposición permisibles de sólo algunas partes por millón³. Así pues, incluso trabajar en atmósferas con vapores de gasolina muy bajos exige la adopción de precauciones apropiadas de higiene industrial como protección respiratoria o ventilación aspirante local.

Las fracciones de petróleo gaseosas y los productos combustibles, más volátiles, tienen un ligero efecto anestésico, por lo general inversamente proporcional a la

³La exposición máxima de benceno para un humano es de 20 mg/m³ (10 ppm).





masa molecular. La inhalación de combustibles de bajo punto de ebullición, como la gasolina y el queroseno, causa neumonía química, y debe evitarse su aspiración por efecto sifón con la boca así como su ingestión accidental. Es posible que las concentraciones de gases y vapores sean lo bastante elevadas para desplazar el oxígeno (del aire) hasta reducirlo por debajo de los niveles normales para la respiración. Por lo común, se consigue mantener las concentraciones de vapor por debajo de los límites de exposición y los niveles de oxígeno dentro de los rangos respiratorios normales, mediante purga o ventilación.

Como se puede observar las condiciones de presión y temperatura a las que trabaja un centro de refinación son severas, aunado a esta situación las sustancias químicas que se maneja exponen de manera significativa la integridad física y la salud de los trabajadores así como a las comunidades vecinas, debido a esto los procesos productivos tuvieron que evolucionar dando como resultado grandes progresos en los materiales, las máquinas y la instrumentación. Actualmente los materiales son capaces de trabajar en condiciones cada vez más severas de temperatura, presión y resistencia química, las máquinas son más potentes, más veloces, con mejores rendimientos y más fiables y los progresos de la electrónica han conducido a una automatización cada vez más sofisticada que otorgan a las unidades una mayor versatilidad. Esta evolución ha sido asociada a la implantación de sistemas de seguridad cada vez más perfeccionados, de manera tal que se ha conseguido que el número de accidentes producidos en estas industrias sea muy bajo en comparación con los producidos en la industria en general, sin embargo hasta ahora alcanzar la seguridad absoluta es una tarea imposible.

La base de datos MHIDAS (Major Hazard Incident Data Service)⁴. Inició el trabajo de recopilación de incidentes y explosiones a principios de los años ochenta, aunque registra accidentes incluso anteriores al año 1900. Esta base de datos clasifica y cuantifica los accidentes ocurridos alrededor del mundo ya que contiene registros de más de 95 países, en la Figura 3 se presentan los accidentes ocurridos hasta el año del 2014 y se observa que se el 33% de estos tiene como origen plantas de proceso seguidos con un 26% por accidentes ocurridos en transporte de sustancias químicas o peligrosas.

⁴ Creada por el SDR (Safety and Reliability Directorate) perteneciente al United Kingdom Health and Safety Executive



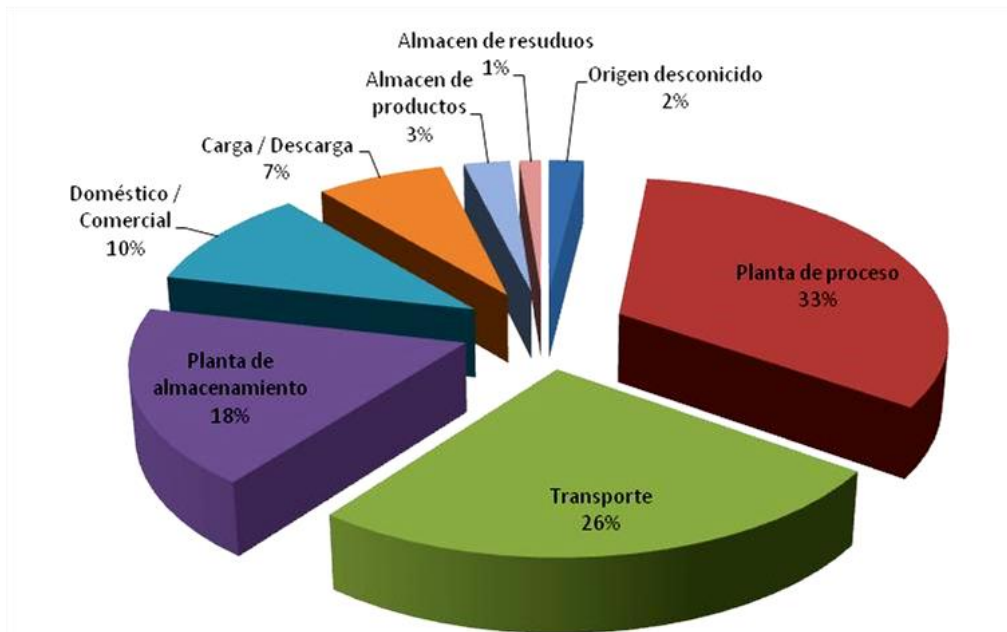


Figura 3. Origen General de Accidentes (Elaboración propia - MHIDAS).

Como se observa una gran cantidad de accidentes se origina en plantas de proceso, a continuación en la Figura 4 se presenta el origen específico de los incidentes ocurridos dentro de las plantas de proceso.

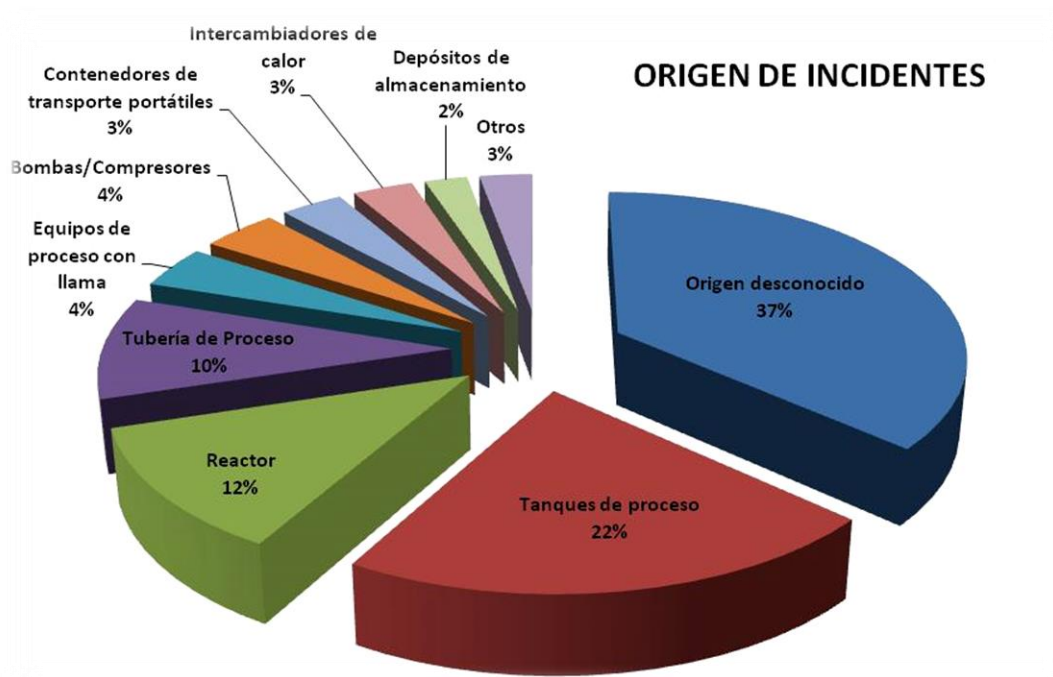


Figura 4. Origen específico de incidentes en plantas de proceso (elaboración propia - MHIDAS).





A pesar de que se desconoce el origen de una gran cantidad de incidentes el resto representa una amenaza constante. Es por ello, que en las últimas décadas la regularización y normalización de los sistemas de seguridad dentro de los centros de trabajo se han convertido en sistemas cada vez más rigurosos y con una nueva perspectiva enfocada hacia la prevención.

En México, la prevención de riesgos en el trabajo se inicia a principios del siglo XX con el programa y manifiesto a la nación mexicana de la junta organizadora del partido liberal mexicano, suscrito en San Luis Missouri el 1° de Julio de 1906, por los hermanos Flores Magón, Juan Sarabia, Librado Rivera entre otros, que señalaban en su artículo 25, la obligación de los dueños de minas, fábricas y talleres a mantenerlos higiénicos y seguros, y en su artículo 27, a indemnizar por accidente de trabajo.

Actualmente en México la instancia de gobierno que se encarga de coordinar y normalizar las actividades riesgosas en los centros de trabajo es la Secretaria de Trabajo y Previsión Social a través de la Ley Federal del Trabajo el Reglamento Federal de seguridad y salud en el trabajo; en este se especifica con mayor claridad las bases para el cumplimiento de los aspectos más importantes, para desarrollar una eficiente seguridad e higiene, dentro del ámbito laboral

En 1998, Pemex implanta un Sistema Integral de Administración de la Seguridad y Protección Ambiental (SIASPA), la cual es la herramienta administrativa compuesta por un conjunto de elementos heterogéneos, interrelacionados e interdependientes, enfocada al diagnóstico, implantación, evaluación y mejora continua del desempeño en los campos de la seguridad y protección ambiental basada en la prevención.

En 2006, Petróleos Mexicanos lanza el Sistema Pemex SSPA (Seguridad Salud y Protección al Ambiente), al cual se incorporaron las lecciones de éxito de los sistemas de seguridad industrial anteriores y se integran los esfuerzos en la materia a nivel central y local. El objetivo básico es lograr una mejora continua en el desempeño de la empresa en materia de seguridad, salud y protección ambiental, y coadyuvar en la reducción de incidentes, lesiones y enfermedades en el trabajo, al tiempo de consolidar una cultura de prevención de accidentes al interior de Pemex.

A nivel mundial, las compañías petroleras utilizan 3 indicadores para monitorear su desempeño en seguridad, que son frecuencia, gravedad y fatalidad.

Después de 9 años y medio de haber lanzado el Sistema Pemex SSPA, Pemex ha logrado transitar de un estado de contención a un proceso de sistematización con

10





resultados favorables en seguridad, al lograr abatir un 38 por ciento el indicador de frecuencia, un 57 por ciento el de gravedad y un 8 por ciento el de fatalidad. Sin embargo, hay áreas críticas importantes que obligan a instrumentar estrategias y objetivos más agresivos en la organización, que permitan mejorar la cultura y clima de SSPA en Pemex.

A pesar de los grandes esfuerzos por minimizar los accidentes, la seguridad absoluta no existe, y los riesgos naturales y químicos confieren a nuestra vida un marco de desarrollo no exento de sobresaltos, también se sabe que el factor humano y el elemento natural van a estar siempre presentes en todas las actividades, incluidas las industriales sin embargo la misma actividad humana y su experiencia ha generado que se establezcan nuevas técnicas y procedimientos de prevención de riesgos. Uno de los procedimientos más importantes dentro de cualquier industria son los programas de integridad mecánica en el cual se evalúan las propiedades mecánicas de líneas y equipos, se programa el reemplazo de partes defectuosas, así como su corrección y mejoramiento.

3.4. Inspección Técnica y Marco Normativo

Dentro de las disposiciones legales, las normas son las disposiciones esenciales en nuestra articulación de la Seguridad Industrial y proporcionan tanto a las empresas como a los profesionales y al público en general los elementos necesarios para realizar con seguridad una determinada actividad industrial.

La integridad mecánica es la ejecución de los programas de actividades necesarias para garantizar que los equipos y tuberías se encuentren en condiciones adecuadas para que estos alcancen su objetivo de trabajo a lo largo de su vida útil de operación. Los programas de integridad mecánica varían según la industria, los requisitos reglamentarios, la geografía y la cultura de las plantas. Sin embargo, todos los programas comparten características que son similares y comunes para su éxito; como por ejemplo:

- ✓ Incluyen actividades para asegurar que el equipo está diseñado, fabricado, adquirido, instalado, operado y mantenido de manera apropiada para su aplicación prevista.
- ✓ Se emplea una base de criterios establecida para incluir a los equipos dentro del programa.
- ✓ Prioriza aquellos equipos que por sus características necesitan una asignación de recursos de manera óptima, por ejemplo: personal, dinero, espacio de almacenamiento, etc.





- ✓ Ayuda al personal de planta a realizar tareas de mantenimiento planificadas y reducir la necesidad de incurrir en un mantenimiento no planificado.
- ✓ Ayuda al personal de la planta a reconocer cuando se producen deficiencias en los equipos e incluye controles para asegurar que las deficiencias no conducirán a accidentes graves.
- ✓ Incorpora, reconociendo y aceptando, en general las buenas prácticas de ingeniería.
- ✓ Ayuda a asegurar que el personal asignado para inspeccionar, probar, mantener, adquirir, fabricar, instalar, retirar equipos de proceso tenga acceso a la información adecuada y que los procedimientos sean adecuados para estas actividades.
- ✓ Mantiene la documentación de servicio y otros registros que permitan la consiente realización de las actividades de integridad mecánica y proporcionar el equipo exacto, información a otros usuarios, incluyendo la seguridad del proceso y otros riesgos de elementos de gestión.

De igual manera, la integridad mecánica son todas las actividades que aumentan la confiabilidad de los equipos y la disciplina operativa, proporciona un medio para reducir o eliminar eventos no deseados y garantizar la protección al personal, comunidad, ambiente y la instalación. La integridad y seguridad de las instalaciones (equipos, estructuras y componentes), deben garantizarse mediante manuales de operación y programas integrales de mantenimiento (predictivo y preventivo) apegados a normas, especificaciones y procedimientos, con el compromiso de hacerlo siempre de la manera correcta por todo el personal.

Los programas de integridad mecánica deben ser eficaces en la prevención de incidentes y debe ser un eficiente componente de seguridad de los procesos en una instalación, riesgo ambiental y la fiabilidad en la gestión de un sistema. La dirección de la empresa deberá reconocer el tipo de programa que más se aproxime o mejor se adapten a sus necesidades e instalaciones.

La administración debe preocuparse de disponer de los mecanismos de inspección y control independientes que sean capaces de conocer el estado de las situaciones y entender como éste se concreta en disposiciones de seguridad. La evaluación de la integridad mecánica de una instalación se realiza a través de trabajos de inspección técnica.





La inspección técnica puede clasificarse en tres tipos:

- A. Inspección basada en tiempo: Se establecen periodos mínimos y máximos de inspección con base en el tiempo de vida útil de un equipo o línea de proceso establecidos a partir de la experiencia de plantas con procesos similares.
- B. Inspección basada en riesgo: Su objetivo es definir planes de inspección basados en la caracterización probabilística del deterioro y el modelaje probabilístico de la consecuencia de una falla (caracterización del riesgo).
- C. Inspección basada en estado: Todo tipo de ensayos no destructivos (radiografías, pruebas de líquidos penetrantes, partículas magnéticas, medición de espesores por ultrasonido, etc.) que pueden ser realizadas en una instalación, ya sea con el proceso en operación o en algún paro total o parcial, con el objetivo de establecer la condición actual de la integridad mecánica del componente a inspeccionar, por ejemplo, un tramo de línea o un equipo de proceso.

Como ya se mencionó en México, PEMEX es el encargado y responsable de los recursos petroleros de la nación, llevando a cabo sus actividades con los más altos niveles de seguridad industrial y reduciendo al mínimo aceptable los impactos al medio ambiente.

Estos trabajos de inspección propuestos son parte del concepto de Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad, que forma parte a su vez del subsistema ASP (Administración de la Seguridad de los Procesos) de SSPA y se describen en el marco normativo vigente para PEMEX Refinación que abarca, entre otras, los siguientes procedimientos y guías:

- DG-SASIPA-IT-0204 (2010)
- DG-SASIPA-IT-0207 (2010)
- GPASI-IT-0209 (1994)
- GPEI-IT-201 (1986)
- GPI-IT-4200 (1986)
- DG-GPASI-IT-0903 (1995)

A continuación se describen brevemente los puntos relevantes de algunos de estos procedimientos





3.4.1. DG-GPASI-IT-0903 (1995) PROCEDIMIENTO PARA EFECTUAR LA REVISIÓN DE LA TORNILLERÍA DE TUBERÍAS Y EQUIPOS EN LAS INSTALACIONES EN OPERACIÓN.

El objetivo de éste procedimiento es la evaluación del estado físico de la tornillería de las tuberías y equipos de las instalaciones, a fin de detectar oportunamente daños o fallas, e implementar las acciones correctivas necesarias para garantizar la hermeticidad de todas las uniones bridadas.

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

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

Debido a la agresividad del medio ambiente en cada lugar los periodos de revisión no son iguales (Tabla 2), debiendo ser más cortos en aquellos centros de trabajo donde sea mayor la corrosión exterior.

Tabla 2. Período de revisión de tornillería.

Grado de corrosión	Descripción	Periodo de revisión
Leve	La cuerda del espárrago no se ve desgastada en forma apreciable.	5 años
Moderada	Los hilos de la rosca se ven con cierto desgaste pero todavía con profundidad suficiente.	4 años
Alta	El espárrago ya no cuenta con rosca en alguna sección, pero se alcanzan a ver los hilos.	3 años
Severa	El espárrago ya se ve en algunas zonas sin su diámetro original. Se observa acinturamiento y los hilos de la rosca ya no existen.	2 años

Para realizar la inspección de la tornillería, deberá llevarse bajo un programa donde se jerarquicen los equipos y las tuberías a inspeccionar, de acuerdo con su criticidad (presión, temperatura, toxicidad, velocidades de desgaste) y las condiciones particulares de su localización, de acuerdo a lo establecido en la tabla anterior.





3.4.2. GPI-IT-4200 (1986) PROCEDIMIENTO PARA EL CONTROL DE DESGASTE DE NIPLERÍA

El objeto de éste procedimiento es cubrir las actividades necesarias para medir y mantener un control del desgaste de la niplería básica en circuitos y equipos de proceso de unidades en operación.

Para llevar el control de desgaste se deberán efectuar mediciones periódicas de los espesores basadas en medios no destructivos. Se debe de emplear un formato para el registro de las mediciones, análisis de los desgastes y cálculos de vida útil de cada pieza que integran los arreglos básicos de niplería.

En este procedimiento se establecen los puntos de calibración (medición) en los arreglos de niplería típicos, están indicados en planta y elevación en el Esquema 1 y básicamente:

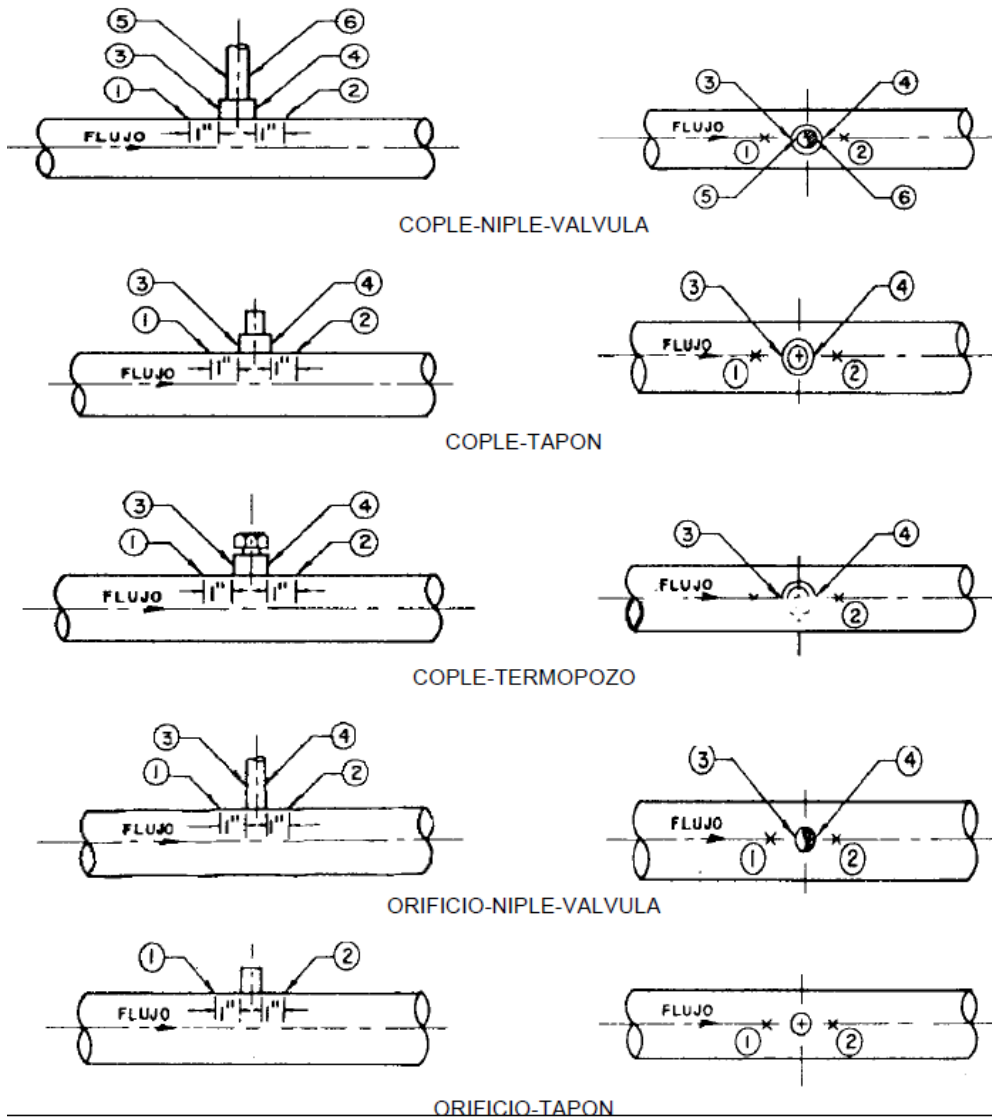
- a) Se prevén 2 puntos sobre la línea o equipo a 1 pulgada del cople o de la pieza macho roscada dentro del orificio.
- b) 2 puntos en el cople (opuestos en el sentido del flujo).
- c) 2 puntos en el sentido del niple (opuestos en el sentido del flujo).

Los 2 puntos sobre la línea o el equipo junto al cople o pieza macho roscada dentro del orificio, son necesarias, ya que dan una idea del desgaste que hay en la base soldada del cople donde se puede tener un desgaste acentuado por la erosión que cause la turbulencia del fluido.

Los arreglos básicos de niplería serán calibrados de acuerdo a los programas de calibración vigentes para circuitos y equipos.

Deben incluirse dos puntos de calibración por cada pieza susceptible de calibrarse en aquellos arreglos con un número de piezas mayores a los arreglos básicos típicos, como es en el caso de los arreglos especiales.





Esquema 1. Localización de puntos de calibración en arreglos básicos típicos de nipleria (De acuerdo al formato SGIT-I-20 de la norma GPI-IT-4200 - 1986).

Los medios de calibración utilizados son:

- a) Medición con aparatos ultrasónicos.
- b) Medición directa con calibradores mecánicos cuando sea posible desarmar los arreglos.
- c) Método radiográfico cuando sea necesario, por alta o baja temperatura, por no poder sacar el equipo de operación.





3.4.3. DG-SASIPA-IT-0204 (2010) GUÍA PARA EL REGISTRO, ANÁLISIS Y PROGRAMACIÓN DE LA MEDICIÓN PREVENTIVA DE ESPESORES

Esta guía tiene por objetivo predecir, detectar y evaluar oportunamente las disminuciones de espesor debajo de los límites permisibles que puedan afectar a la integridad mecánica de las tuberías y equipos en general, para tomar las medidas necesarias a fin de prevenir la falla de los mismos. Cabe mencionar que este procedimiento se realiza con un análisis basado en el estado, mediante la medición de espesores de pared por ultrasonido.

Tiene como alcance todas las tuberías y equipos (tanques y recipientes) que manejan o transportan hidrocarburos, productos químicos o petroquímicos y sustancias tóxicas o agresivas; aunque es dependencia del centro de trabajo, incluir líneas y equipos que no cumplan las características antes mencionadas.

Las excepciones a la aplicación de éste procedimiento, son aquellos equipos, que por sus características no pueden sujetarse a programas de medición de espesores independientes de sus fechas de reparación, tales como:

1. Tuberías de calentadores.
2. Fluxería de calderas.
3. Haces de tubos de intercambiadores de calor y tubería de enfriadores con aire.
4. Accesorios internos de recipientes tales como, platos de torres de destilación, serpentines, etc.
5. Ductos de transporte enterrados, los cuales por ser inaccesibles se inspeccionan normalmente con otros procedimientos.
6. Tuberías con envoltentes.
7. Tuberías de vidrio, PVC y/o barras de acero que vayan a ser maquinadas.

Se mencionan las definiciones de los conceptos que maneja éste procedimiento con el fin de normalizar el lenguaje utilizado y evitar confusiones:

- **Circuito.**- Es el conjunto de líneas y equipos que manejen un fluido de la misma composición, pudiendo variar en sus diferentes partes las condiciones de operación.
- **Línea.**- Es el conjunto de tramos de tubería y accesorios (tee, codo, reducción, válvula, etc.) que manejan el mismo fluido a las mismas condiciones de operación. Normalmente esto se cumple para la tubería localizada entre dos equipos en la dirección de flujo.





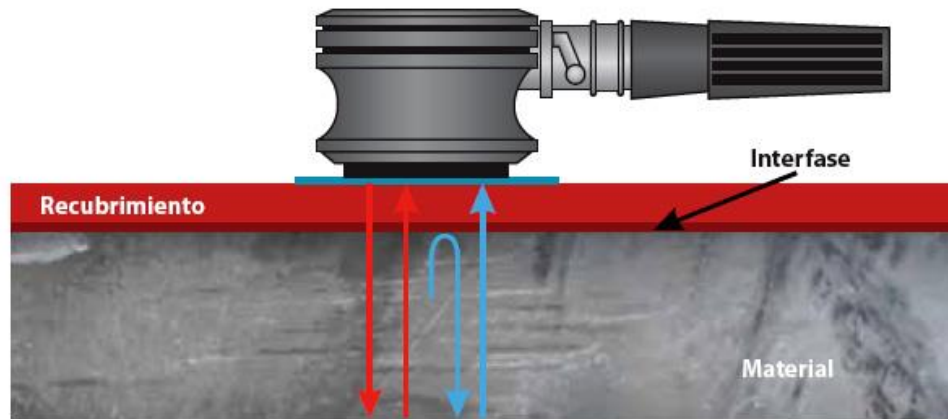
- **Unidad de control.**- Se define como secciones de circuito que tiene una velocidad de corrosión más o menos homogénea.
- **Equipo.**- Son todos aquellos dispositivos (recipientes, cambiadores, tanques de almacenamiento, bombas, etc.) que conjuntamente con las líneas integran los circuitos.
- **Nivel de medición.**- Es la posición de medición de espesores de pared que se pueden efectuar en un mismo sitio de una tubería o equipo.
- **Posición o punto de medición.**- Es el lugar en donde se mide el espesor de pared.
- **Velocidad de desgaste.**- Es la rapidez con la cual disminuye el espesor de la pared. Ordinariamente, se calcula comparando los espesores obtenidos en mediciones efectuadas en dos fechas consecutivas con mínimo de un año de diferencia.
- **Vida útil estimada (VUE).**- Es el tiempo estimado que debe transcurrir antes de que la unidad de control llegue a su límite de retiro.
- **Fecha de próxima medición de espesor (FPME).**- Es la fecha en la cual debe efectuarse la siguiente medición de la unidad de control (próximo periodo de inspección), de acuerdo al análisis de la estadística.
- **Fecha de retiro probable (FRP).**- Es la fecha en la cual se estima que debe retirarse la unidad de control, por haber llegado al término de su vida útil estimada.

3.5. Medición de espesores por ultrasonido

El examen por ultrasonido se define como un procedimiento de ensayo no destructivo de tipo mecánico, diseñado para detectar discontinuidades y variaciones en la estructura interna de un material.

El principio en el que se basa el método de examen por ultrasonido es la impedancia acústica (ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**), que es la resistencia que oponen los materiales al paso de una onda ultrasónica y es igual al producto de la velocidad de propagación de una onda acústica por la densidad del material.





Esquema 2. Propagación de ondas acústicas (elaboración propia).

Para realizar la prueba, el sonido es transmitido a través del material de prueba por medio de un transductor ultrasónico. La interacción de ese sonido con el material indica la densidad, espesor y la presencia de anomalías como son las discontinuidades o fallas del mismo.

En el Esquema 3 se presenta un sistema general de examen por ultrasonido. Los elementos esenciales del sistema son:

1. Equipo electrónico de ultrasonido.
2. Cable coaxial.
3. Transductor.
4. Material a examinar.



Esquema 3. Sistema general de examen por ultrasonido (elaboración propia).





El equipo electrónico de ultrasonido, genera pulsos eléctricos muy breves, del orden de microsegundos, con una diferencia de potencial de entre los 100 y los 1000 Volt y con una frecuencia de repetición entre los 125 y 5000 pulsos por segundo. Los pulsos eléctricos generados por el equipo son conducidos por el cable coaxial hasta el transductor, el cual mediante un cristal que tiene propiedades piezoeléctricas los transforma en vibraciones mecánicas con frecuencias entre los 0.25 y 25 MHz. Estas vibraciones son transmitidas al material en examen, donde se propagan y se reflejan en la superficie opuesta, o bien, pueden ser reflejadas, atenuadas o dispersadas por una discontinuidad. Los pulsos reflejados son captados por el transductor, el cual los transforma en impulsos eléctricos que son analizados y representados en una pantalla de tubos catódicos, en una gráfica o en un digitalizador de imágenes.

Ventajas del examen por ultrasonido:

- ✓ Alto poder de penetración, lo cual permite detectar discontinuidades profundas en piezas de varios metros de longitud.
- ✓ Se puede realizar el examen teniendo acceso por solo una de las superficies del componente.
- ✓ Alta sensibilidad, que permite detectar discontinuidades extremadamente pequeñas.
- ✓ Mayor precisión que otros exámenes no destructivos, ya que permite determinar la posición, tamaño, orientación, forma y naturaleza de las discontinuidades.
- ✓ Se puede aplicar en cualquier tipo de materiales.
- ✓ No resulta peligrosa su operación para el personal y no tiene ningún efecto adverso sobre el equipo y materiales circundantes.
- ✓ Es portátil.

Desventajas del examen por ultrasonido:

- ✓ Requiere de personal técnico con mucha experiencia para la interpretación y evaluación de resultados.
- ✓ Las piezas que son rugosas, de formas irregulares, muy pequeñas o delgadas, son difíciles de examinar.
- ✓ Se requiere el empleo de bloques estandarizados para la calibración del sistema y para la descripción de la discontinuidad.





- ✓ No se obtiene una imagen permanente de las discontinuidades, salvo que se adapten a otros equipos computarizados que almacenen información y estos a su vez a graficadores o equipos de video grabación.
- ✓ Se requiere de información suficiente sobre la pieza o componente a examinar para la correcta interpretación de los resultados.

3.6. Preparativos para la medición de espesores de acuerdo a la DG-SASIPA-IT-204 (2010)

Los trabajos de medición de espesores y los correspondientes análisis de la estadística, constituyen un proceso cíclico, el cual se conoce como “Plan de medición de espesores” y comprende una serie de actividades las cuales se describen a continuación.

Se debe contar con el censo de todas las tuberías y equipos de cada planta y ésta debe dividirse en circuitos de proceso y de servicios principales, una vez que se tienen grupos de circuitos, éstos se dividirán en unidades de control, basándose en las definiciones que se establecen en la norma DG-SASIPA-IT-204.

1. En muchos casos la unidad de control será la línea, pero en otros casos la línea puede estar dividida en 2 o más unidades de control dependiendo de las velocidades de corrosión que se presenten.
2. En caso de equipos:
 - ✓ Cuando en un recipiente, las velocidades de desgaste se puedan considerar homogéneas, o bien éstas sean menores de 15 mpa (milésimas de pulgada por año) se debe considerar como unidad de control el recipiente entero.
 - ✓ En cambiadores de calor (haz de tubos) se consideran dos unidades de control, cuerpo y carrete.
 - ✓ En cambiadores de calor (horquilla), se consideran dos unidades de control, una para el conjunto de piezas que manejen el fluido frío y otra para las que manejan el fluido caliente.





- ✓ En torres de destilación con velocidades de desgaste críticas, deben seleccionarse en tantos tramos como sea necesario para tener unidades de control con velocidades de desgaste más o menos homogéneas, por ejemplo: en torres de destilación primaria, se considera la sección de fondo, la de entrada de carga, la intermedia superior y la del domo.
 - ✓ Los recipientes y torres con forro interior anticorrosivo (lining, clad u overlay, pinturas, refractarios, etc.) considerarlas como una sola unidad de control. Cuando éste recubrimiento sea parcial tomar dos unidades de control: zona protegida y zona sin protección.
 - ✓ En tanques de almacenamiento atmosférico, esferas y esferoides considerar una unidad de control por anillo.
 - ✓ Puede haber recipientes horizontales o verticales con zonas donde se concentra la corrosión, por ejemplo: acumuladores donde hay zona líquida y zona de vapores, o bien, interfases donde por la elevada velocidad de desgaste en una de ellas conviene dividir en varias unidades de control el equipo.
3. Para cada unidad de control se debe contar con la siguiente información:
- ✓ Diagramas de inspección técnica de líneas y desarrollo de equipos. Estos se elaborarán indicando claramente las soldaduras y niveles de medición dándoles un número consecutivo de acuerdo a la dirección del flujo, los cuales deben contener un recuadro con datos de condiciones de diseño, operación, especificación del material, diámetros, cédulas en su caso, espesor original y límite de retiro correspondiente, aislamiento, como información mínima.
 - ✓ Todos los diagramas de inspección deben estar orientados de acuerdo a su norte de construcción de la instalación.
 - ✓ Los arreglos de niplería y tornillería de las tuberías y equipos, deberán de estar indicados en los dibujos con números arábigos, encerrados en un triángulo y rectángulo respectivamente.
 - ✓ Registro de medición de espesores.





- ✓ Registro de Análisis de la medición de espesores, con velocidad de desgaste, fecha de retiro probable y fecha de próxima medición.

Cuando se cuente con una sola medición de espesores de pared completa de acuerdo a este procedimiento, la segunda o siguiente medición deberá efectuarse al término de un año después de la fecha de la primera medición de espesores, lo anterior para poder efectuar el análisis estadístico formal y así determinar su comportamiento.

3.7. Recipientes a presión y tanques horizontales

Se considera como un recipiente a presión cualquier vasija cerrada que sea capaz de almacenar un fluido a presión manométrica, ya sea presión interna o externa, independientemente de su forma y dimensiones.

Existen numerosos tipos de recipientes a presión que se utilizan en las plantas industriales o de procesos. Algunos de estos tienen la finalidad de almacenar sustancias que se dirigen o convergen de algún proceso, este tipo de recipientes son llamados en general tanques. Los diferentes tipos de tanques que existen, se clasifican de la siguiente manera:

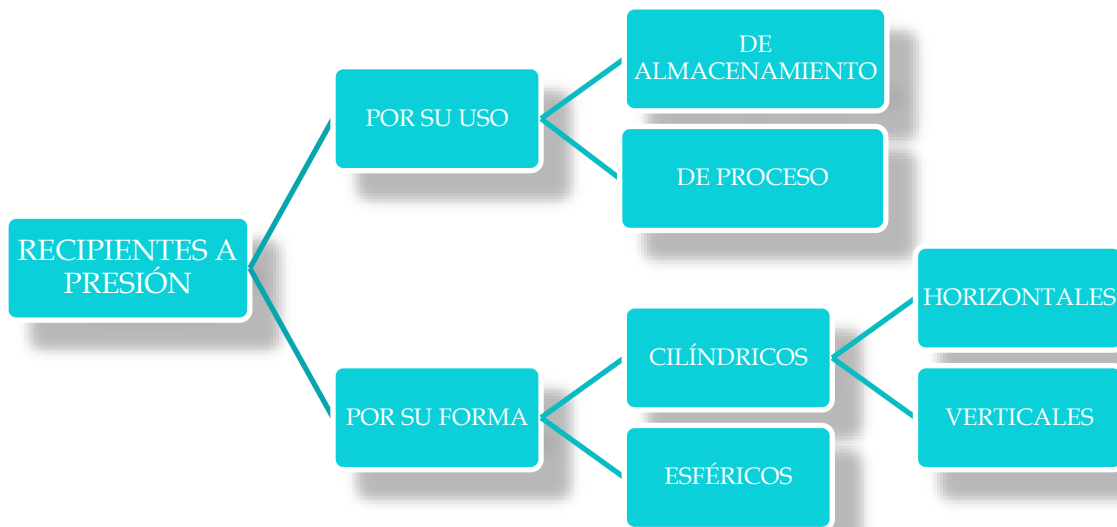


Figura 5. Tipo de recipientes a presión.





Por su uso los podemos dividir en recipientes de almacenamiento y en recipientes de proceso.

Los primeros nos sirven únicamente para almacenar fluidos a presión, y de acuerdo con su servicio son conocidos como tanques de almacenamiento, tanques de día, tanques acumuladores, etc.

Los recipientes a presión de proceso tienen múltiples y muy variados usos, entre ellos podemos citar los cambiadores de calor, reactores, torres fraccionadoras, torres de destilación, etc.

Por su forma, los recipientes a presión, pueden ser cilíndricos o esféricos. Los primeros pueden ser horizontales o verticales, y pueden tener, en algunos casos, chaquetas para incrementar o decrecer la temperatura de los fluidos según el caso.

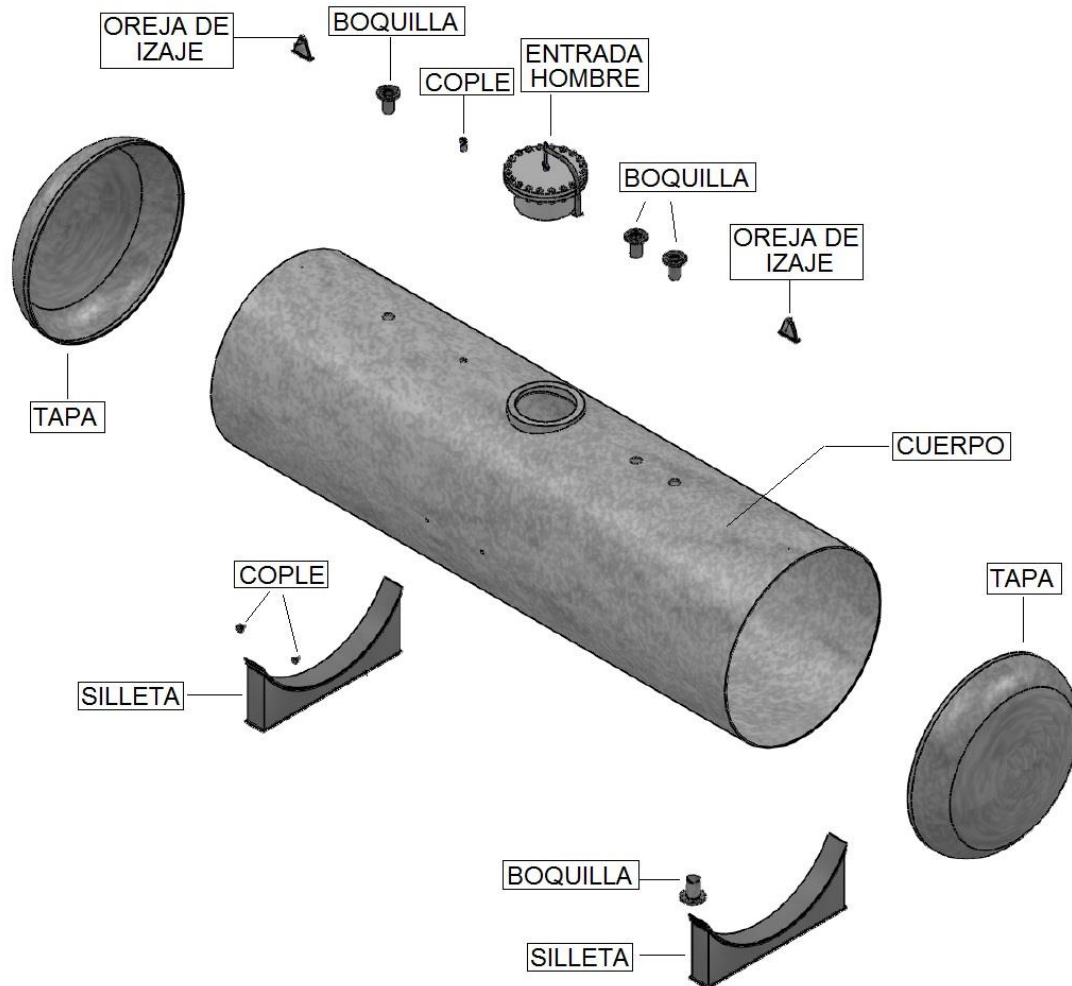
Los recipientes esféricos se utilizan generalmente como tanques de almacenamiento, y se recomiendan para almacenar grandes volúmenes a altas presiones.

Los recipientes a presión han sido parte importante para el desarrollo y la operación en la industria de la refinación del petróleo, sin embargo como se mencionó anteriormente en la Figura 4 el 21.62% de explosiones ocurridas en este tipo de industrias han sido originadas por tanques de proceso. He aquí la importancia de diseñar y analizar correctamente los tanques de proceso así como realizar inspecciones apegadas a la normatividad y dar mantenimiento preventivo para evitar incidentes dentro de los centros de trabajo.

3.10. Tanque horizontal de proceso

Los tanques horizontales son cilíndricos cerrados en ambos extremos, se utilizan para depósitos o para transporte de fluidos, almacenamiento de gases, líquidos volátiles o tóxicos; además para distintas operaciones en la industria, como por ejemplo tanques de vacío, calderas de vapor, digestores, etc.





Esquema 4. Tanque horizontal de proceso (elaboración propia).

3.10.1. Envoltente y tipo de tapas

Como se observar en la Figura 5, el envoltente es la sección cilíndrica que contiene en mayor proporción el fluido y/o en donde se realiza la mayor parte de las operaciones para las que se diseña. Las tapas o casquetes son aquellas secciones que cubren los extremos del cilindro, existe una amplia variedad de ellas, cada una de estas es más recomendable a ciertas condiciones de operación y costo monetario, los ejemplos más representativos se enlistan a continuación.





Tapas Semiesféricas

Utilizadas exclusivamente para soportar presiones críticas, como su nombre lo indica, su silueta describe una media circunferencia perfecta, su costo es alto y no hay límite dimensional para su fabricación.

Tapas Semi-elípticas

Son empleadas cuando el espesor calculado de una tapa toriesférica es relativamente alto, ya que las tapas semi-elípticas soportan mayores presiones que las toriesféricas. El proceso de fabricación de estas tapas es troquelado, su silueta describe una elipse relación 2:1, su costo es alto y en México se fabrican hasta un diámetro máximo de 3 m.

Tapas Toriesféricas

Son las de mayor aceptación en la industria, debido a su bajo costo y a que soportan grandes presiones manométricas, su característica principal es que el radio del abombado es aproximadamente igual al diámetro. Se pueden fabricar en diámetros desde 0.3 hasta 6 metros. (11.8 - 236.22 pulgadas).

3.10.2. Boquillas.

Como se muestra en el Esquema 4, los recipientes a presión están provistos de boquillas y conexiones de entrada y salida del producto, válvula de seguridad, entrada de hombre, venteo, etc; A continuación se enlistan algunas de las boquillas que se deben instalar en los recipientes a presión:

- ✓ Entrada (s) de producto
- ✓ Salida (s) de producto
- ✓ Drene
- ✓ Venteo
- ✓ Entrada (s) hombre
- ✓ Conexión para válvula de seguridad
- ✓ Conexión para manómetro
- ✓ Conexión para termómetro (Termopozo)
- ✓ Conexión para indicadores de nivel
- ✓ Conexión para controladores de nivel





3.11. Selección y diseño de tanques horizontales

El Código para calderas y recipientes a presión de la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (A.S.M.E.), se originó por la necesidad de proteger a la sociedad de las continuas explosiones de calderas que se sucedían antes de reglamentar su diseño y construcción.

El principal Código utilizado en México, Estados Unidos de Norteamérica y en muchos otros países del mundo, es el “CÓDIGO A.S.M.E. SECCIÓN VIII, DIVISIÓN 1” que hace referencia a recipientes a presión no sometidos a fuego directo.

Uno de los puntos críticos para el diseño de tanque es la sección acertada del material con que será construido ya que a menudo estos se encuentran expuestos además de las temperaturas y presiones internas y externas, al ataque del elemento que contienen (corrosión, abrasión, incrustaciones, etc.). Por lo tanto, el material que se elija deberá de cumplir con requisitos y propiedades para satisfacer las condiciones de servicio.

3.11.1. Calculo del espesor mínimo requerido para cuerpo

El Código A.S.M.E., Sección VIII División 1, especifica claramente algunas limitaciones, entre las principales se tiene:

- ✓ Espesor mínimo: Se establece que para recipientes construidos en acero al carbón, el espesor mínimo será de 3/32” (2.38 mm.). independientemente de su uso, ya que para algunos usos particulares, se especifican espesores mínimos diferentes.
- ✓ Los recipientes diseñados y construidos bajo este Código, no deberán tener elementos principales móviles, ya sean rotatorios o reciprocantes, razón por la cual se excluyen del alcance del mismo las bombas, compresores, turbinas y cualquier equipo que tenga elementos principales móviles.
- ✓ El volumen mínimo que deberán tener los recipientes a presión diseñados y construidos bajo este Código, deberá ser de 120 galones.
- ✓ La presión mínima a que deberán diseñarse los recipientes será de 15 psi.
- ✓ El diámetro interior mínimo será de 6”.
- ✓ La presión máxima de diseño será de 3,000 psi.
- ✓ Deberán ser estacionarios.





En la se muestran las ecuaciones que se requieren para calcular el espesor mínimo tanto del envolvente como de las tapas.

Tabla 3. Ecuaciones necesarias para el cálculo del espesor mínimo requerido para un recipiente a presión (según la norma ASTM sección VII división I).

α = ANGULO DEL VERTICE/2 D = DIAMETRO INTERIOR Do = DIAMETRO EXTERIOR E = EFICIENCIA DE SOLDADURA		r = RADIO DE ESQUINA INT. ro = RADIO DE ESQUINA EXT. M = FACTOR (VER TABLA) P = PRESION DE DISEÑO L = RADIO INTERIOR DE LA TAPA		R = RADIO INT. Ro = RADIO EXT. S = ESFUERZO EN LA TENSION t = ESPESOR MINIMO REQUERIDO Lo = RADIO EXTERIOR DE LA TAPA															
TABLA FACTOR M	L/r	6.5	7.0	7.5	8.0	8.5	9.0	9.5	10.0	10.5	11.0	11.5	12.0	13.0	14.0	15.0	16.0	16.67	
M	M	1.39	1.41	1.44	1.46	1.48	1.50	1.52	1.54	1.56	1.58	1.60	1.62	1.65	1.69	1.72	1.75	1.77	
EN FUNCION DE DIMENSIONES INTERNAS										EN FUNCION DE DIMENSIONES EXTERNAS									
$t = \frac{PR}{SE - 0.6P}$ $P = \frac{SE t}{R + 0.6t}$					$t = \frac{PRo}{SE + 0.4P}$ $P = \frac{SE t}{Ro + 0.4t}$					CUERPO CILINDRICO					CUERPO CILINDRICO				
$t = \frac{PR}{2SE - 0.2P}$ $P = \frac{2SE t}{R + 0.2t}$					$t = \frac{PRo}{2SE + 0.8P}$ $P = \frac{2SE t}{Ro - 0.8t}$					TAPA SEMIESFERICA					TAPA SEMIESFERICA				
$t = \frac{PD}{2SE - 0.2P}$ $P = \frac{2SE t}{D + 0.2t}$					$t = \frac{PDo}{2SE + 1.8P}$ $P = \frac{2SE t}{Do - 1.8t}$					TAPA SEMIELIPTICA 2:1					TAPA SEMIELIPTICA				
$t = \frac{PD}{2 \cos \alpha (SE - 0.6P)}$ $P = \frac{2SE t \cos \alpha}{D + 1.2t \cos \alpha}$					$t = \frac{PDo}{2 \cos \alpha (SE + 0.4P)}$ $P = \frac{2SE t \cos \alpha}{Do - 0.8t \cos \alpha}$					TAPA Y/O SECCION CONICA α MAX. = 30°					TAPA Y/O SECCION CONICA α MAX. = 30°				
$t = \frac{PLM}{2SE - 0.2P}$ $P = \frac{2SE t}{rM + 0.2t}$					$t = \frac{PLoM}{2SE + P(M - 0.2)}$ $P = \frac{2SE t}{Mro - t(M - 0.2)}$					TAPA TORIESFERICA ASME					TAPA TORIESFERICA ASME				





3.11.2. Presión de operación (P_0).

Es identificada como la presión de trabajo y es la presión manométrica a la cual estará sometido un equipo en condiciones de operación normal.

3.11.3. Presión de Diseño (P_D).

Es el valor que debe utilizarse para el cálculo de las partes que componen de los recipientes sometidos a presión, dicho valor será el siguiente:

$$\begin{array}{ll} \text{Si } P_0 > 300 \text{ psi} & \text{Si } P_0 \leq 300 \text{ psi} \\ P_D = 1.1 P_0 & P_D = 30 \text{ psi} + P_0 \end{array}$$

3.11.4. Esfuerzos de Diseño a la Tensión (S).

Es el valor máximo al que podemos someter un material que forma parte de un recipiente a presión en condiciones normales de operación. Su valor es aproximadamente el **25%** del esfuerzo último a la tensión del material en cuestión.

3.11.5. Eficiencia de la Soldadura (E).

Se puede definir la eficiencia de las soldaduras, como el grado de confiabilidad que se puede tener de ellas. Sus valores están reportados en tablas y dependen del tipo de unión que utilizan los fabricantes.





4. METODOLOGIA

4.1. El SIMECELE (Sistema Integral de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos)

El SIMECELE es un sistema que aprovecha las nuevas tecnologías y básicamente consiste en una serie de módulos de software para mejorar la generación, administración, control y consulta de la información relacionada con la inspección técnica, así como en las actividades relacionadas con la Integridad Mecánica de los equipos en las instalaciones de proceso de PEMEX Refinación. El SIMECELE ha sido desarrollado con base en la metodología propuesta por las distintas normas de inspección técnica de PEMEX-Refinación (DG-SASIPA-IT-204, GPEI-IT-0201, GPEI-IT-4200, DG-GPASI-IT-0903, DG-GPASI-IT-0209, DG-ASIPA-IT-00008).

Este software fue desarrollado por el grupo CEASP⁴A (Centro de Estudios para la Administración de la Seguridad de los Procesos Petroquímicos Poliméricos y la Protección Ambiental), como lo han nombrado extraoficialmente sus miembros, es un grupo de trabajo de la Facultad de Química de la UNAM, dirigido por el Dr. M. Javier Cruz Gómez. Este grupo se formó desde 1997 para realizar desarrollos tecnológicos aplicados y brindar soluciones a la Industria Química en el área de Seguridad de los Procesos.

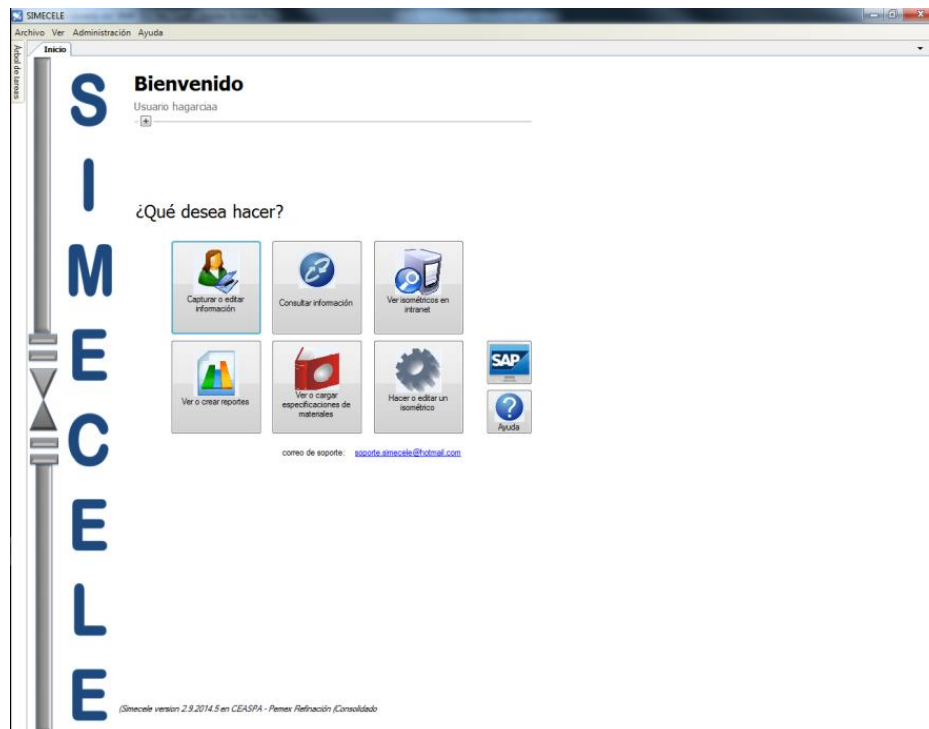


Figura 6. Ventana principal de SIMECELE (elaboración propia).





La información recopilada para realizar el presente trabajo, se extrajo y se analizó mediante el software SIMECELE a continuación se describe el proceso de selección y clasificación de los datos.

4.2. Recopilación de datos

Para cubrir los objetivos planteados en este trabajo, fue necesario seleccionar tres centros de trabajo que realizan el mismo proceso productivo y que pertenecieran a Pemex Refinación, para este caso de estudio se eligieron tres plantas de desintegración catalítica. El proceso de una planta de desintegración catalítica básicamente consiste en descomponer las moléculas de hidrocarburos más grandes, pesadas o complejas, en moléculas más ligeras y simples. El proceso se lleva a cabo mediante la aplicación de calor, presión y la ayuda de catalizadores (Diagrama 1). Este proceso permite incrementar el rendimiento de gasolina y de otros productos importantes que tienen aplicaciones diversas en la industria del petróleo.

El proceso de desintegración catalítica comienza alimentado el reactor con gasóleo atmosférico y de vacío (Diagrama 1), la alimentación es precalentada según los requerimientos del proceso, para luego entrar en la parte inferior del reactor (Riser), donde entra en contacto por pocos segundos con el catalizador caliente proveniente del Regenerador. Los productos de reacción y el catalizador, son separados en los ciclones ubicados en la parte superior del Desgasificador (Disengager). El catalizador agotado entra al regenerador donde se quema el coque formado como subproducto de la reacción, una vez regenerado y limpio, el catalizador caliente es reciclado al reactor (Riser) donde se vuelve a poner en contacto con carga caliente. El gas producto de la combustión (Flue Gas), es enviado hacia el Enfriador de Gases de Combustión (Flue Gas Cooler) para generar vapor de alta presión. El Reactor (Riser), el Desgasificador (Disengager) y, el Regenerador (Regenerator) están integrados en un solo equipo denominado Convertidor (Converter).

Los productos de reacción, una vez separados del catalizador en el Desgasificador, son procesados para remover el calor excedente de la reacción de craqueo y separarlos en los componentes a ser enviados a almacenamiento. Los productos calientes que salen del Convertidor entran a la Fraccionadora Principal (Main Fractionator), en la cual la mayoría del calor es removido para generar vapor, o proveer el calor requerido para calentamiento de corrientes y equipos aguas abajo. En la Fraccionadora principal se obtienen dos corrientes finales para mezcla: Aceite Cíclico Liviano (ACL) y Aceite Decantado del Fondo de la Fraccionadora. Los productos livianos son retirados por el domo de la





Fraccionadora principal como una mezcla de vapor y líquido los cuales son separados en la sección de Recuperación de Vapores (VRU).

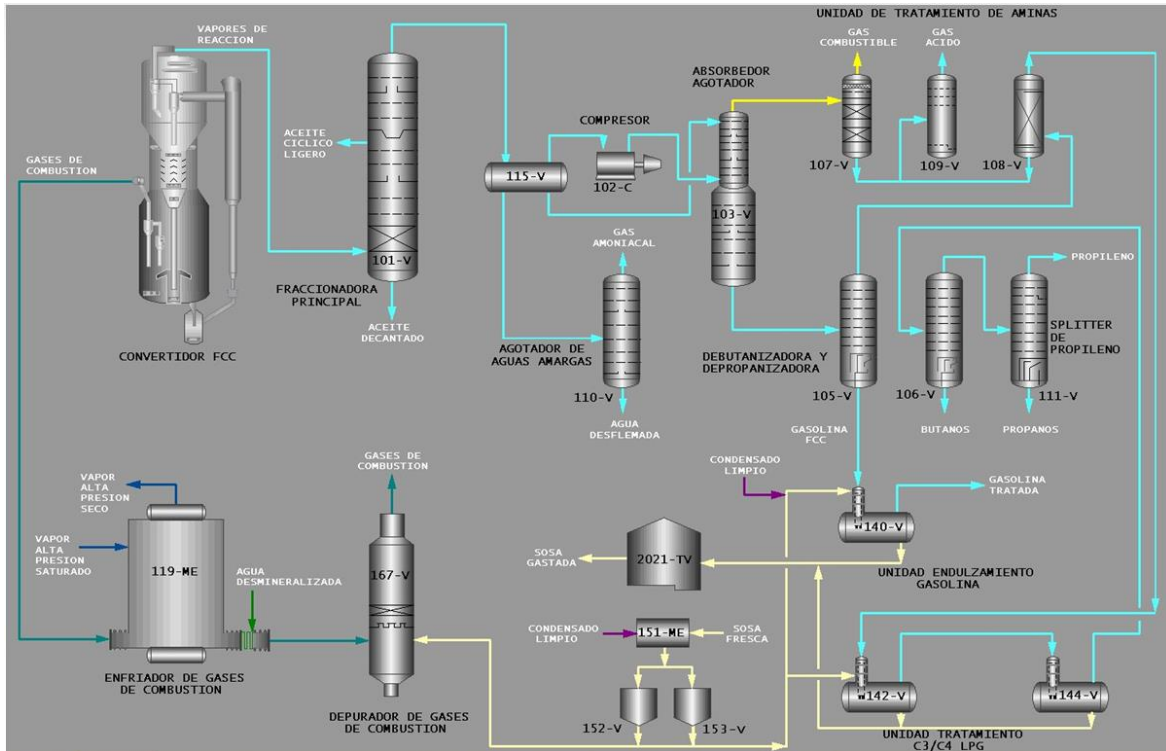


Diagrama 1. Diagrama de flujo de proceso de planta catalítica (elaboración propia).

La Sección de Recuperación de Vapores (VRU) comprende: el sistema de compresión, absorción, y torres de fraccionamiento simple, donde los productos son separados como: gasolina, butilenos, propileno, propano y gas combustible o gas seco.

Los gases amargos (sulfuro de hidrógeno subproducto de la reacción) son removidos de los gases livianos en la planta de Aminas. La Amina Rica es regenerada en el regenerador de Aminas y recirculada nuevamente a la planta. El sulfuro de hidrógeno o gas ácido es enviado a las Unidades de Recuperación de Azufre (SRU) de la Refinería.

El agua amarga condensada en el separador del domo de la Fraccionadora, es enviada al agotador de Aguas Amargas donde es desflepada y luego enviada a la planta de Tratamiento de Aguas de la Refinería.

Los mercaptanos, subproductos de la reacción presentes en la corriente de los efluentes del Reactor, son removidos en la sección de Recuperación de Vapores (VRU). Estos compuestos están presentes en las corrientes de LPG (Propano, Propileno, Butanos/Butilenos) y en la Gasolina. Las especificaciones comerciales y ambientales de estos productos exigen niveles mínimos de mercaptanos.





Una vez que se eligieron los centros de trabajos y se conoce el proceso productivo, se procede con la selección de dos tanques cilíndricos horizontales en cada uno de los centros de trabajo tal como se muestra en la Tabla 4.

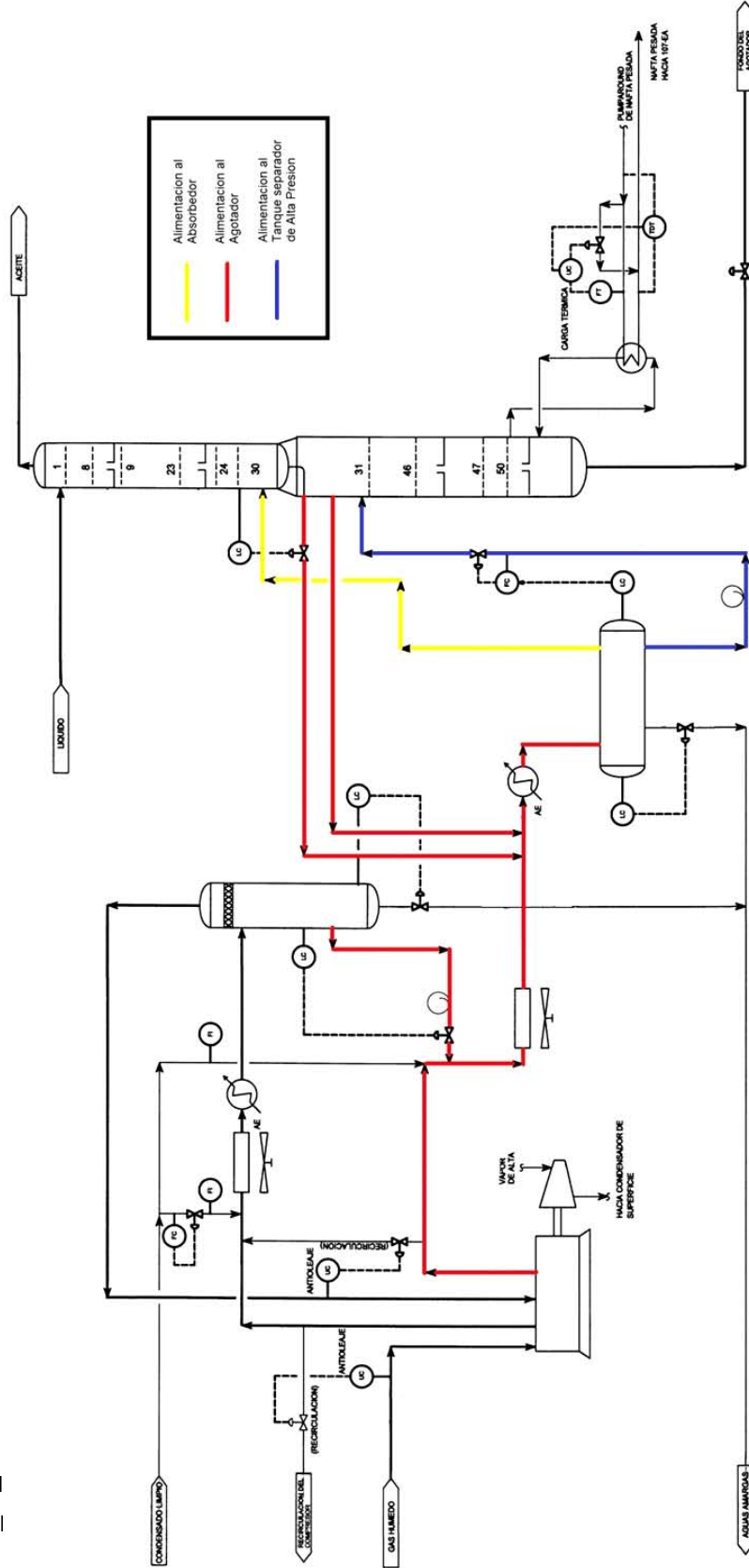
Tabla 4. Clasificación de los tanques seleccionados.

	TANQUE SEPARADOR DE ALTA PRESION	TANQUE DE RECIRCULACIÓN A DEBUTANIZADORA
CENTRO DE TRABAJO 1	4F	5F
CENTRO DE TRABAJO 2	4F	5F
CENTRO DE TRABAJO 3	GV-1	GV-6

4.2.1. Tanque Separador de Alta Presión

Uno de los tanque seleccionados es el Separador de Alta Presión este tanque es parte del Sistema de Recuperación de Vapores, su función principal es extraer el vapor de alimentación al Absorbedor y el líquido de alimentación al Agotador Este tanque es alimentado con una corriente de gas húmedo proveniente del Tanque de Reflujo del Domo de la Fraccionadora la cual fluye al sistema de compresión centrífuga de dos etapas. El hidrocarburo líquido de la etapa de baja presión, proveniente del Tambor Inter-etapa del Compresor de Gas Húmedo y el gas de alta presión de la segunda etapa se combinan, posteriormente se mezcla con el líquido proveniente del fondo del Absorbedor y el vapor del domo del Agotador generando una corriente bifásica que pasa a ser parcialmente condensada y finalmente alimentada al tanque. **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**





A continu
separado

los tanques

Diagrama 2. Diagrama de flujo de proceso del sistema absorbedor – agitador
(elaboración propia)





Tabla 5. Tabla de datos de Tanques Separadores de Alta Presión.

	CENTRO DE TRABAJO 1	CENTRO DE TRABAJO 2	CENTRO DE TRABAJO 3
TAG DEL EQUIPO	4F	4F	GV-1
SERVICIO	HIDROCARBURO	HIDROCARBURO	HIDROCARBURO
PRESION DE DISEÑO (Kg/cm ²)	12.66	12.66	17.5
PRESION DE OPERACIÓN (Kg/cm ²)	11.75	11.75	-
TEMPERATURA DE DISEÑO (°C)	71	71	121
TEMPERATURA DE OPERACIÓN (°C)	57	57	-
MATERIAL DEL CUERPO	SA-516 Gr. 70	SA-516 Gr. 70	SA-515 Gr. 70
CORROSION PERMITIDA CUERPO (in)	0.125	0.125	0.118
TIPO DE CASQUETE	ELIPSOIDAL	ELIPSOIDAL	ELIPSOIDAL
MATERIAL DEL CASQUETE	SA-516 Gr. 70	SA-516 Gr. 70	SA-515Gr. 70
CORROSION PERMITIDA CASQUETE (in)	0.125	0.125	0.118
DIAMETRO INTERIOR (in)	144	144	120
ESPESOR NOMINAL (in)	0.875	0.875	1.00
LIMITE DE RETIRO (in)	0.745*	0.745*	0.865*

* Las memorias de cálculo para límites de retiro se pueden consultar en el anexo I

La información mínima que se requiere para realizar una inspección técnica adecuada se presenta en la Tabla 6, donde se marca con una paloma la información proporcionada por el centro de trabajo y con un tache la que no.

Tabla 6. Información Recopilada de los Tanques Separadores de alta Presión.

	Hoja de datos	Hoja de diseño mecánico	DME	Historial de calibraciones	Reportes de Mantenimiento
4F CT 1	✓	✓	✓	✓	✗
4F CT 2	✓	✓	✓	✓	✓
GV-1	✗	✓	✓	✓	✓

4.2.2. Tanque de Reflujo a Debutanizadora

Otro tanque seleccionado es el tanque de reflujo a debutanizadora que al igual que el tanque anterior también pertenece al Sistema de Recuperación de Vapores sin embargo este se alimenta de la corriente condensada proveniente del





domo de la Debutanizadora. La corriente de salida de este tanque se divide en dos. Una regresa al Plato Superior de la Debutanizadora, como reflujo y la otra corriente se dirige a la sección de tratamiento de LPG C₃-C₄ para remoción de H₂S. Luego de este tratamiento con aminas, el líquido de domo de la Debutanizadora, fluye a una unidad final de tratamiento para conversión de mercaptanos y remoción de bisulfuros.

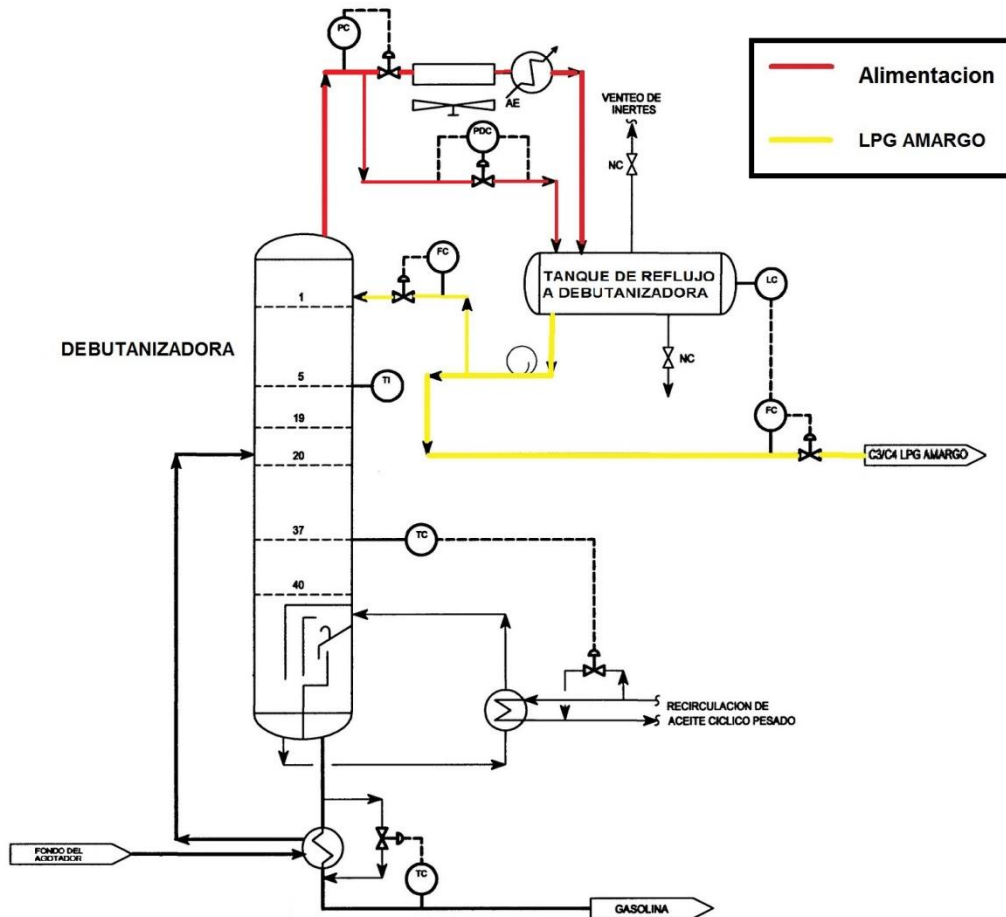


Diagrama 3. Diagrama de Flujo del sistema de la Debutanizadora (elaboración propia)

A continuación se presentan una tabla comparativa de los datos de los Tanques de Recirculación a Debutanizadora de cada uno de los Centros de Trabajo.

Tabla 7. Tabla de datos de Tanques de Recirculación a la Debutanizadora.





	CENTRO DE TRABAJO 1	CENTRO DE TRABAJO 2	CENTRO DE TRABAJO 3
TAG DEL EQUIPO	5F	5F	GV-6
SERVICIO	HIDROCARBURO	HIDROCARBURO	HIDROCARBURO
PRESION DE DISEÑO (Kg/cm²)	12.66	12.66	17.5
PRESION DE OPERACIÓN (Kg/cm²)	11.75	11.75	-
TEMPERATURA DE DISEÑO (°C)	71	71	121
TEMPERATURA DE OPERACIÓN (°C)	57	57	-
MATERIAL DEL CUERPO	SA-516 Gr. 70	SA-516 Gr. 70	SA-515 Gr. 70
CORROSION PERMITIDA CUERPO (in)	0.125	0.125	0.118
TIPO DE CASQUETE	ELIPSOIDAL	ELIPSOIDAL	ELIPSOIDAL
MATERIAL DEL CASQUETE	SA-516 Gr. 70	SA-516 Gr. 70	SA-515Gr. 70
CORROSION PERMITIDA CASQUETE (in)	0.125	0.125	0.118
DIAMETRO INTERIOR (in)	144	144	120
ESPESOR NOMINAL (in)	0.875	0.875	1.00
LIMITE DE RETIRO (in)	0.75*	0.75*	0.865*

* Las memorias de cálculo para límites de retiro se pueden consultar en el anexo I

En la siguiente tabla se reporta la información que se logró recopilar de cada uno de los tanques de recirculación a debutanizadora marcada con una paloma y con un tache la que no.

Tabla 8. Información Recopilada de Tanques de Recirculación a Debutanizadora.

	Hoja de datos	Hoja de diseño mecánico	DME	Historial de calibraciones	Reportes de Mantenimiento
5F CT 1	✗	✓	✓	✓	✗
5F CT 2	✗	✓	✓	✓	✓
GV-6	✓	✗	✓	✓	✗





5. ANÁLISIS

5.1. Diagnóstico de los datos

Antes de realizar un análisis de los espesores se realizó un diagnóstico de los datos que se lograron recopilar de cada tanque, con el fin de encontrar los criterios que no corresponden a la normativa y que pudieran afectar los resultados del análisis de los espesores.

Como se reporta en el capítulo anterior se formaron dos grupos con tres tanques respectivamente, los tanques de cada grupo manejan el mismo servicio, además el diseño y dimensiones son semejantes así como las condiciones de operación de presión y temperaturas (Tabla 5.).

Con base en el argumento anterior y a la norma DG-SASIPA-IT-00204 – 2010 podemos deducir que los criterios para realizar las inspecciones técnicas a los tanques según el grupo, deberían ser semejantes.

Para poder comparar los datos reportados y lo que dicta la normativa se tiene que tener en claro algunas procedimientos de la norma DG-SASIPA-IT-00204 y que se citan a continuación.

- a) Los diagramas de medición de espesores equipos, se elaborarán indicando claramente las soldaduras y niveles de medición dándoles un numero consecutivo de acuerdo a la dirección del flujo y/o lógico, los cuales además deben contener un recuadro con datos de condiciones de diseño, operación, especificación del material, diámetros, cédulas en su caso, espesor original y límite de retiro correspondiente, aislamiento (frío o caliente), como información mínima.

Tabla 9. Niveles de medición que debe contener cada parte de un tanque.

PARTE DEL EQUIPO	NIVELES
Boquillas y registros	un nivel con 4 posiciones
Casquetes	1 o 2 niveles de 4 a 32 posiciones cada uno, preferentemente en zona alrededor de boquilla central
Cuerpo - zonas de vapor	Los niveles que sean necesarios en zonas críticas con 4 a 32 posiciones por nivel según el perímetro)
Cuerpo - zonas de liquido	Los niveles que sean necesarios en zonas críticas con 4 a 32 posiciones por nivel según el perímetro)





- b) Cuando en un recipiente, las velocidades de desgaste se puedan considerar homogéneas, o bien, éstas sean menores de 15 milésimas de pulgada por año (15 mpa), se debe considerar como unidad de control el recipiente entero.
- c) Los recipientes y torres con forro interior anticorrosivo (lining, clad u overlay, pinturas, refractarios, etc.) considerarlas como una sola unidad de control. Cuando éste recubrimiento sea parcial, tomar dos unidades de control: zona protegida y zona sin protección.
- d) Puede haber recipientes horizontales o verticales con zonas donde se concentra la corrosión, por ejemplo: acumuladores donde hay zona líquida y zona de vapores, o bien, interfaces donde por la elevada velocidad de desgaste en una de ellas, conviene dividir en varias unidades de control el equipo.
- e) El número de posiciones de medición debe estar en función del perímetro del equipo a examinar, los rangos se muestran en la Tabla 10

Tabla 10. Numero de posiciones en función del perímetro

Desde		Hasta		Posiciones por nivel
cm	plg	cm	plg	
Menor	Menor	300	118	4
301	118.5	400	157	6
401	158	600	236	8
601	237	800	315	12
801	315.5	1200	472	16
1201	473	Mayor	Mayor	24

A continuación se presentan las tablas 11 y 12 donde se muestran un resumen con los criterios empleados en los diferentes centros de trabajo para realizar la inspección técnica a los tanques seleccionados. En el anexo II se exhiben los Diagramas de Medición de Espesores (DME) de los diferentes tanques de donde se extrajo la información anteriormente mencionada.



**Tabla 11. Tabla resumen de criterios (Tanques Separadores de Alta Presión).**

	Unidades de control por tanque	Placas por tanque	boquillas por tanque	Niveles por unidad de control	Posiciones por nivel en envoltente
4-F (CT1)	Cuerpo	6	6	20	8
4-F (CT2)	Cuerpo	8	5	25	16
GV-1	Sección Superior	3	8	12	3
	Sección inferior	3	8	18	3

Tabla 12. Tabla resumen de criterios (Tanques de Recirculación a Debutanizadora).

	Unidades de control por tanque	Placas por tanque	Boquillas por tanque	Niveles por unidad de control	Posiciones por nivel en envoltente
5-F (CT1)	Cuerpo	3	5	13	4
5-F (CT2)	Cuerpo	3	5	15	8
GV-6	Sección Superior	3	4	13	3
	Sección inferior	3	5	10	3

Como se observa existen numerosas diferencias de criterios entre los DME, una de las primeras diferencias que se pueden notar es el número de unidades de control por tanque, como se observa en el Centro de Trabajo 3 los tanques GV-1 y GV-6 están divididos en dos Secciones que corresponden a las Unidades de Control, “Sección Superior” y Sección Inferior”, a pesar de que este criterio no está fuera de la normativa, también la norma nos dicta una restricción que nos dice “Cuando en un recipiente, las velocidades de desgaste se puedan considerar homogéneas, o bien, éstas sean menores de 15 milésimas de pulgada por año (15 mpa), se debe considerar como unidad de control el recipiente entero”, en la siguiente sección se analizan las velocidades de desgaste de tal manera que se puedan localizar puntos donde se concentra la corrosión y así tener un argumento válido para poder realizar la división de un tanque en dos o más unidades de control.

En cuanto al número de niveles de medición por tanque existe una diferencia significativa sin embargo el número de niveles de medición depende del número de placas que conforman el cuerpo del tanque así como del número de boquillas que contiene el Tanque. Por otro lado la normativa nos señala que en los





diagramas se deben de indicar claramente las SOLDADURAS, desafortunadamente este argumento no es muy claro ya que en un equipo de este tipo existe una numerosa cantidad de soldaduras con diversas aplicaciones, en los DME es común que se consideren únicamente las soldaduras que unen los canutos que conforman el cuerpo del tanque y la soldadura que une las tapas al envolvente, de tal manera que se coloca un nivel de medición antes del cordón de soldadura y otro después. Como se mencionó anteriormente existen otros tipos de soldaduras contenidas en los tanques tal es el caso de las soldaduras que sujetan el equipo a las silletas y que a su vez dan soporte y estabilidad al equipo, en algunos casos también existen las soldaduras que sujetan mamparas internas que ayudan a separar dos fases liquidas inmiscibles. Este tipo de soldaduras no se contemplan regularmente en los DME's por lo que no se les realiza una inspección adecuada.

En el Apéndice "B" (DIBUJOS) de la norma DG-SASIPA-IT-00204 -2010 se consideran los puntos críticos en la intersección de las placas que conforman el cuerpo y que recomienda sean inspeccionados, el Dibujo No. 5 del apéndice ilustra claramente con una "X" estos puntos, además de que propone una forma de dividir el tanque en unidades de control.

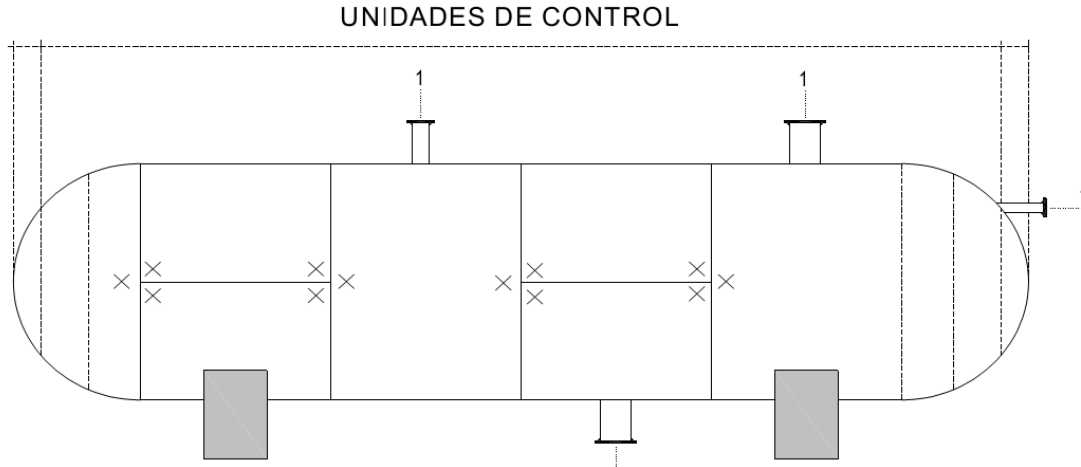


Figura 7. Dibujo no. 5 del apéndice B de la norma DG-SASIPA-IT-00204

Otro aspecto en el que existen diferencias importantes en los DME's es en el número de posiciones por nivel de medición, como lo establece la norma el número de posiciones depende del perímetro del cuerpo del tanque.

Según la **Tabla 10** el número de posiciones para los tanques del Grupo 1 que corresponde a los Tanques Separadores de Alta Presión debería de ser de 16 posiciones sin embargo el Centro de Trabajo 1 maneja 8 posiciones y el Centro





de Trabajo 3 solo maneja 3 posiciones por unidad de control repitiendo las mediciones en la posición Norte y en la posición Sur por lo que en realidad solo se están midiendo 4 posiciones en todo el perímetro del tanque.

Para el caso del Grupo 2 (Tanques de Recirculación a Debutanizadora) el número de posiciones que les corresponde según su perímetro, es de 8 pero como podemos ver nuevamente el Centro de Trabajo 1 y 3 no se apegan a la normativa utilizando únicamente 4 posiciones por nivel de medición.

5.2. Análisis estadístico formal

De acuerdo a la norma DG-SASIPA-IT-00204 -2010, el análisis estadístico formal es el que se lleva a cabo matemáticamente para obtener el desgaste máximo ajustado, vida útil estimada, fecha de próxima medición, y fecha de retiro probable de una unidad de control.

Previo a realizar el análisis estadístico formal, debe realizarse un “análisis preliminar de espesores” de la siguiente manera:

Verificar que la unidad de control haya sido medida de acuerdo a las instrucciones.

Revisar cada una de las mediciones obtenidas comparándolas con el límite de retiro que corresponda y con el valor de la medición anterior, a fin de comprobar si todos los puntos se comportan similarmente, efectuando la verificación inmediata de los valores disparados a favor o en contra, para así determinar la causa de dichos disparos.

Las señales dudosas o negativas en el equipo deben investigarse para comprobar el buen funcionamiento de éste y así obtener datos correctos, o bien verificar el buen funcionamiento del equipo de medición.

Posterior al análisis preliminar de espesores, la cantidad mínima aceptada de valores de espesor en una unidad de control es de 32 para que el análisis estadístico resulte confiable.

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

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





Para el cálculo de la velocidad de desgaste por punto, se debe obtener las diferencias entre los valores obtenidos en las dos fechas consideradas, en cada una de las posiciones de medición de cada uno de los puntos de control (norte con norte, sur con sur, etc.), para que el cálculo sea aceptable debe haber transcurrido un año entre la pareja de fechas de medición (con fechas más cercanas se obtienen errores inadmisibles).

Ecuación 1. Velocidad de desgaste puntual.

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

Donde:

d = Velocidad de desgaste del punto [mpa].

ff = Fecha de la medición mas reciente - ef [años].

fi = fecha de medición anterior - ei [años].

ei = espesor obtenido en la fecha fi [mils].

En el análisis se consideran todas las parejas de valores de espesor incluyendo aquellas cuyas diferencias sean “cero” ya sea por engrosamiento o porque no exista desgaste.

Con los valores de desgaste por punto obtenidos se calcula la velocidad de desgaste promedio y la velocidad máxima ajustada.

Ecuación 2. Velocidad de desgaste máxima ajustada.

$$D_{prom} = \frac{d1 + d2 + d3 + \dots + dn}{n}$$

$$D_{max} = D_{prom} + 1.28 \frac{D_{prom}}{\sqrt{n}}$$

Donde:

d1, d2, d3, ..., dn = Velocidades de desgaste correspondientes a cada punto de la línea o equipo considerado [mpa].

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

Dprom = Promedio aritmético de las velocidades de desgaste [mpa].

Dmáx. = Velocidad de desgaste máxima ajustada estadísticamente [mpa].





Con el fin de contar con los datos necesarios para el cálculo de la vida útil estimada (VUE), fecha de próxima medición (FPME) y fecha de retiro probable (FRP) se requiere seleccionar el punto que tenga el espesor más bajo en cada uno de los diferentes diámetros de las secciones que compongan la unidad de control. Dichos espesores se denominan “ e_k ” y la fecha de medición correspondiente “ f_k ”.

En caso de que el lapso entre la última medición y la fecha de próxima medición sea menor de un año, el siguiente análisis se debe hacer comparando los datos que se obtengan en ésta última fecha, con los datos de la medición anterior que corresponda, para que la diferencia de ambas sea de un año o mayor.

La fecha de próxima medición será aquella que resulte más cercana, de la calculada para los diferentes diámetros.

Ecuación 3. Vida útil estimada, fecha de próxima medición y fecha de retiro probable.

$$VUE = \frac{e_k - L_r}{D_{\max}}$$

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

$$FRP = f_k + VUE$$

Donde:

L_r = Límite de retiro [mils].

e_k = Espesor más bajo encontrado en la última medición [mils].

f_k = Fecha de última medición [años].

Nota: [mils] = Milésimas de pulgada.





6. RESULTADO DEL ANÁLISIS FORMAL ESTADÍSTICO REALIZADO POR EL SIMECELE

Una vez que se realizan correctamente los preparativos para la medición de espesores, se procede a realizar la medición de los espesores de las paredes del recipiente por ultrasonido basándose en el DME del tanque y los niveles señalados. Los espesores obtenidos de los puntos señalados en el DME se capturan en el Sistema de Medición y Control de Espesores en Líneas y Equipos (SIMECELE) y este realiza el análisis formal estadístico basado en la norma DG-SASIPA-IT-00204 -2010 dando como resultado un reporte donde podemos consultar los siguientes datos.

- ✓ La velocidad de desgaste
- ✓ Criticidad del circuito.
- ✓ Programas de pruebas a martillo en reparaciones.
- ✓ Determinación de vida útil estimada.
- ✓ Fecha de próxima medición
- ✓ Fecha Probable de retiro

6.1.1. Tanques Separadores de Alta Presión.

A continuación se presentan el resultado del análisis estadístico formal que realizó el SIMECELE para los tanques separadores de alta presión, comenzando por el tanque perteneciente al Centro de Trabajo 1.

El expediente de medición del tanque 4-F del centro de trabajo 1 reporta tres mediciones, la primera realizada en agosto de 1996, otra en septiembre del 2003 y finalmente una realizada en septiembre del 2008, los datos que se reportan son los siguientes.



**Tabla 13. Análisis de Niveles Normales del Tanque 4-F del Centro de Trabajo 1.**

Inspección	ago-1996	sep-2003	sep-2008
Suma de las velocidades de desgaste (mpa)	-	184.6	258
Número de velocidades de desgaste consideradas	-	129	117
Velocidad de desgaste promedio (mpa)	-	1.4	2.2
Velocidad de desgaste máxima ajustada (mpa)	-	1.6	2.5
Velocidad de desgaste utilizada en el análisis (mpa)	-	1.6	2.5
Vida útil estimada mínima (años)	-	50.2	32.4
Fecha de próxima medición de espesores (FPME)	agosto 1997	agosto 2008	septiembre 2013
Fecha de retiro probable (FRP)	-	noviembre 2053	febrero 2041
Espesor mínimo encontrado (mils)	-	830	830
Fijada con base en la lectura del nivel	-	10	10
En la posición	-	Posición 7	Posición 7

El SIMECELE realiza dos análisis, uno de puntos normales y otro de los puntos críticos. Para esta unidad de control no se encontraron puntos críticos por lo que solo se reporta el análisis de puntos normales.

En la Tabla 13 se observa que entre el año del 2003 y el 2008 hubo un incremento en la velocidad de corrosión lo que redujo el tiempo de vida útil del tanque, otro aspecto que se puede notar es que justamente en estas mediciones la posición con el espesor más bajo coinciden en la posición 7 del nivel 10.

En el Grafico 1 se presentan el comportamiento de las mediciones realizadas en los periodos antes mencionados, dentro del grafico se considera el espesor nominal de la pared del envoltorio del tanque que es de 0.875 pulgadas y de igual forma se incluye el límite de retiro que es de 0.745 pulgadas. Se espera que los datos de las mediciones caigan entre estos dos puntos y además que no se crucen entre ellas sin embargo se observan cruzamientos y mediciones que se encuentran por encima del espesor nominal.



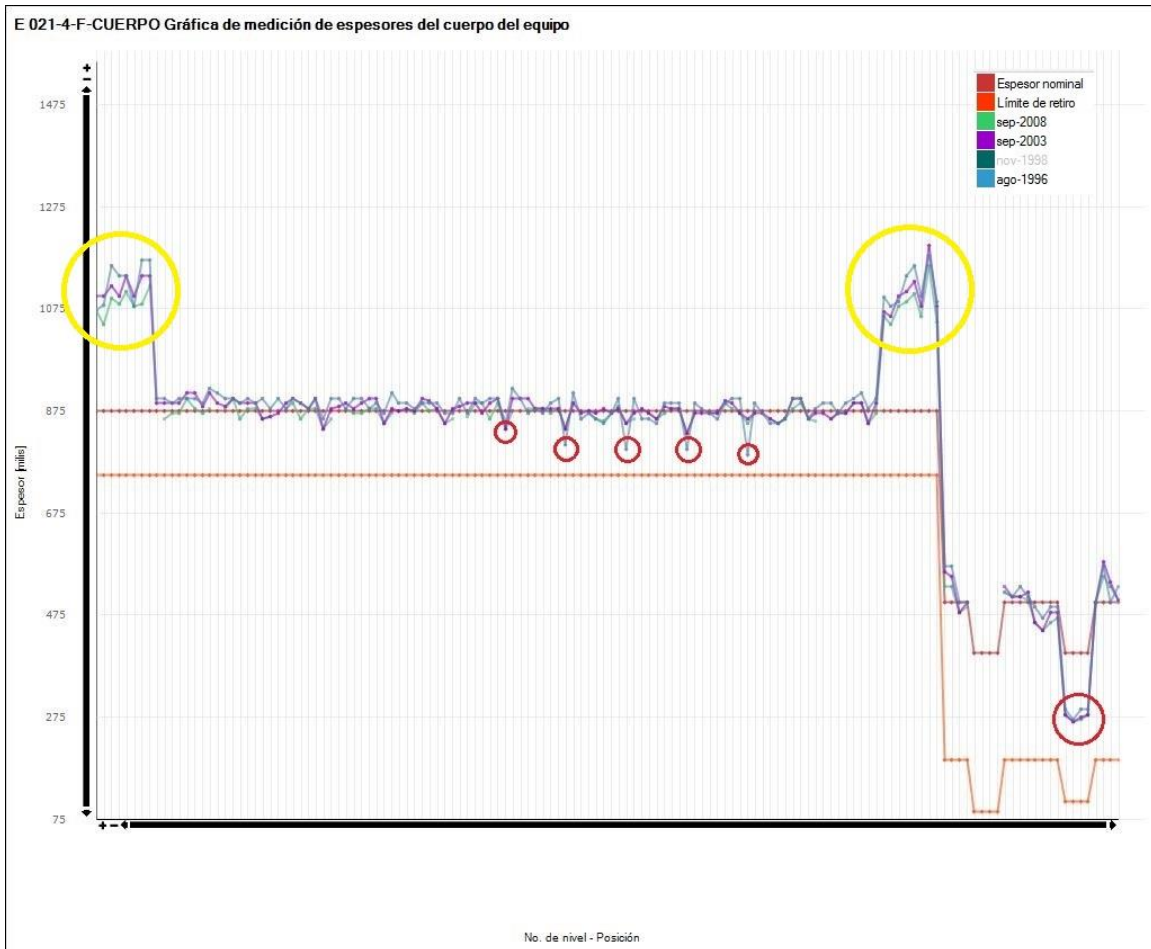


Grafico 1. Espesores medidos del 4-F del Centro de Trabajo 1 (generado por SIMECELE).

En el Grafico 1 se encierran en círculos de color rojo los puntos en los que existe una tendencia de desgaste y que son repetitivos en las tres mediciones realizadas, donde podemos decir que existe una tendencia clara de desgaste además de que en estos puntos se encuentran los espesores más bajos que también se ilustran en la Figura 8 y como se puede observar la parte más desgastada del tanque se encuentra en la sección de del fondo.

Otro punto que se marca en el Grafico 1 en círculos de color amarillo son las mediciones que se refieren a las tapas, como se puede ver presentan un aparente engrosamiento, sin embargo esto se debe a un posible error en la captura del espesor original ya que regularmente en este tipo de tanques, los casquetes suelen tener un espesor mayor en las tapas que en el envoltente. Sin embargo esto no representa un problema para el análisis estadístico formal ya que solo se comparan las mediciones actuales con las mediciones anteriores.



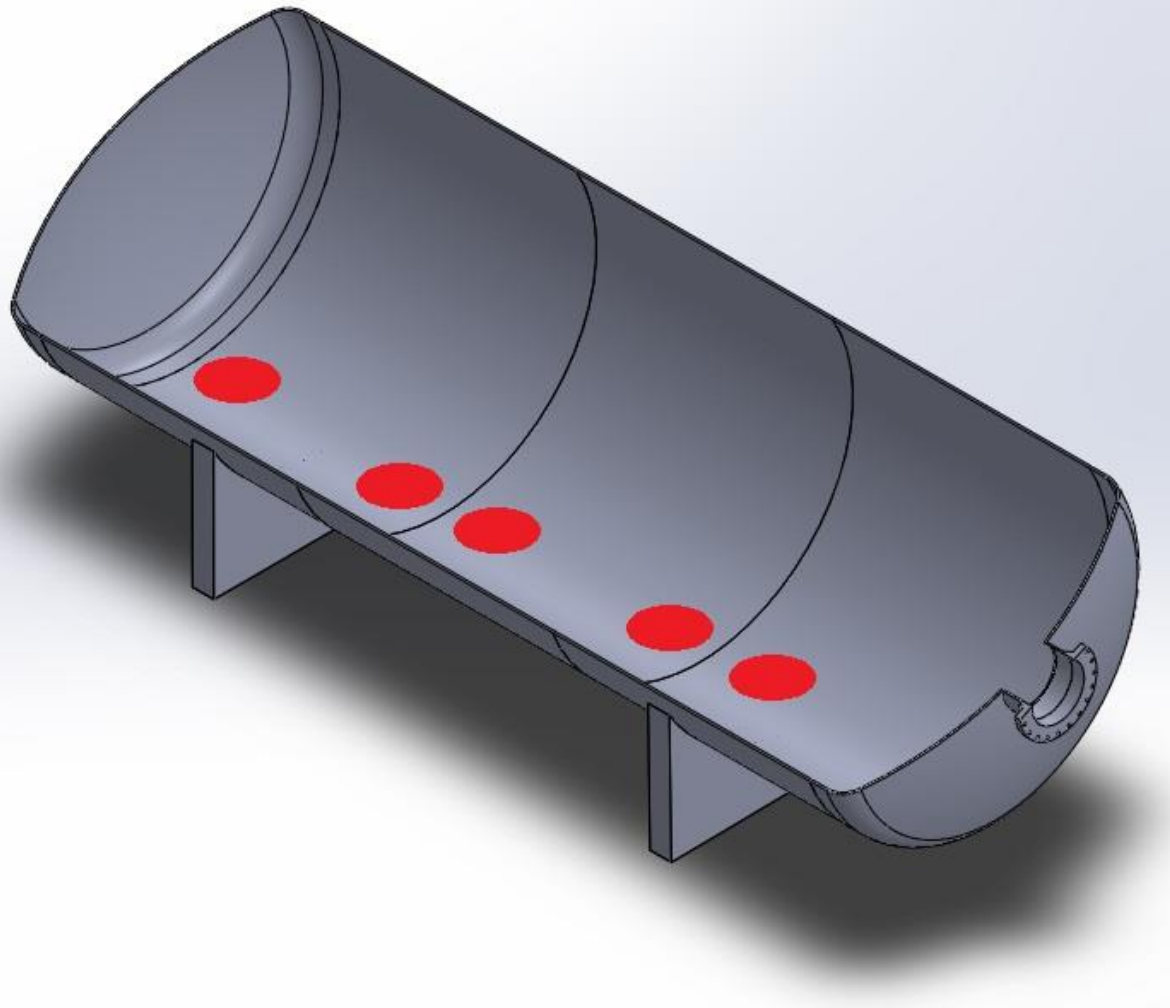


Figura 8. Corte del Tanque separador 4-F del Centro de Trabajo 1.

El siguiente caso de estudio concierne al tanque separador de alta presión del centro de trabajo 2 el expediente de medición de este tanque reporta cuatro mediciones de espesores que corresponden a octubre del 2003, agosto del 2008, octubre del 2012 y noviembre del 2013, el SIMECELE reporta los siguientes resultados del análisis formal estadístico para cada una de las mediciones anteriormente mencionadas, cabe mencionar que para este tanque se generaron dos análisis uno de puntos críticos y uno de puntos normales.

**Tabla 14. Análisis de Niveles Críticos del Tanque 4-F del Centro de Trabajo 2.**

Inspección	oct-2003	ago-2008	oct-2012	nov-2013
Suma de las velocidades de desgaste (mpa)	154.3	15.3	0.8	70.3
Número de velocidades de desgaste consideradas	8	3	5	8
Velocidad de desgaste promedio (mpa)	19.3	5.1	0.2	8.8
Velocidad de desgaste máxima ajustada (mpa)	28	15.3	0.8	12.8
Velocidad de desgaste utilizada en el análisis (mpa)	28	15.3	0.8	12.8
Vida útil estimada mínima (años)	5.4	10.4	-(Emplazar)	19.1
Fecha de próxima medición de espesores (FPME)	agosto 2005	enero 2012	octubre 2013	noviembre 2018
Fecha de retiro probable (FRP)	marzo 2009	enero 2019	noviembre 2012	diciembre 2032
Espesor mínimo encontrado (mils)	803	810	290	895
Fijada con base en la lectura del nivel	2	2	4	19
En la posición	Posición 15	Posición 13	Posición 10	Posición 5
Niveles críticos	2	2	4	19

Tabla 15. Análisis de Niveles Normales del Tanque 4-F del Centro de Trabajo 2.

Inspección	oct-2003	ago-2008	oct-2012	nov-2013
Suma de las velocidades de desgaste (mpa)	714	125.8	128.3	363.3
Número de velocidades de desgaste consideradas	161	34	130	226
Velocidad de desgaste promedio (mpa)	4.4	3.7	1	1.6
Velocidad de desgaste máxima ajustada (mpa)	4.9	4.5	1.1	1.7
Velocidad de desgaste utilizada en el análisis (mpa)	4.9	4.5	1.1	1.7
Vida útil estimada mínima (años)	30.7	29.7	-(Emplazar)	91.7
Fecha de próxima medición de espesores (FPME)	octubre 2008	agosto 2013	octubre 2013	noviembre 2018
Fecha de retiro probable (FRP)	julio 2034	abril 2038	noviembre 2012	agosto 2105
Espesor mínimo encontrado (mils)	801	785	290	811
Fijada con base en la lectura del nivel	1	1	4	3
En la posición	1 (norte)	Posición 9	Posición 10	Posición 7





En las tablas 14 y 15 se observa que los puntos críticos encontrados son resultado de un incremento considerable de la velocidad de desgaste máxima ajustada de las mediciones realizadas en 2003 y 2008 con 28 mpa y 15.3 mpa respectivamente. Según la norma DG-SASIPA-IT-00204 -2010 una velocidad de desgaste mayor o igual a 15 mpa es crítica y representa un probable riesgo para las instalaciones. Por otro lado las mediciones realizadas en Octubre del 2012 revelan la existencia de un punto muy por debajo del límite de retiro (0.290 in) dando como resultado del análisis un emplazamiento del equipo sin embargo las acciones preventivas siempre quedan en manos del ingeniero de seguridad. Para la Medición realizada en 2013 el punto que se encontró por debajo del límite de retiro desaparece lo que confirma un posible error en la medición.

Si se compara el análisis de puntos críticos y de puntos normales se puede notar que los parámetros que nos arroja el análisis de SIMECELE son diferentes, pero para tomar decisiones se deben considerar los parámetros que tengan las fechas más cercanas de tiempo de vida, fecha de próxima medición y fecha de retiro probable.

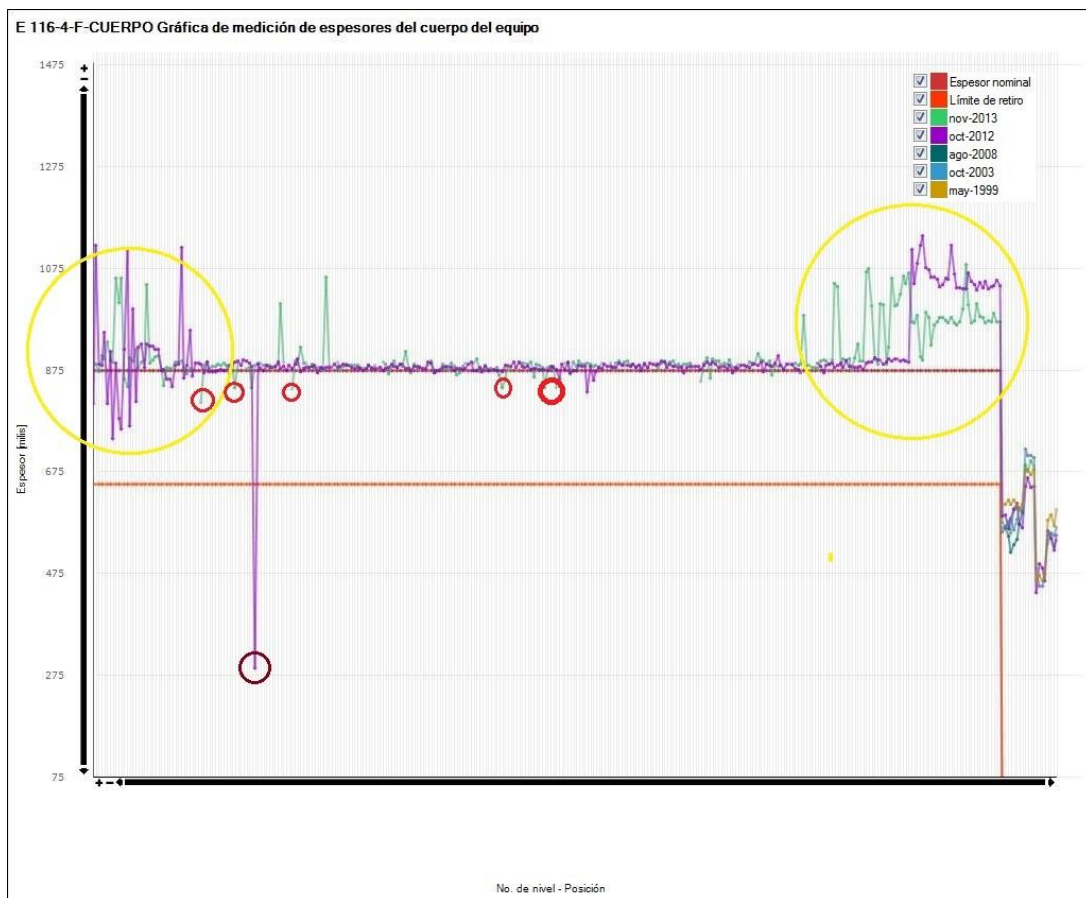


Gráfico 2. Mediciones del Tanque Separador de Alta Presión del Centro de Trabajo 2 (generado por SIMECELE).





En el Grafico 2 se presentan las mediciones realizadas y su comportamiento así como el espesor nominal y límite de retiro del tanque separador de alta presión del centro de trabajo 2.

Como se observa en el Grafico 2 el límite de retiro capturado es de 0.651 pulgadas sin embargo el límite calculado y reportado en el DME correspondiente es de 0.745 pulgadas y él es correcto. El error en la captura del límite de retiro en SIMECELE es una situación muy grave debido a que los resultados del análisis no son ciertos y pueden representar un riesgo importante en la operación del centro de trabajo.

Otro punto que es importante de mencionar es el hecho que en este Tanque a pesar de que existen puntos críticos no hay una tendencia clara o localizada del desgaste del tanque.

El siguiente caso es el tanque separador de alta presión del centro de trabajo 3, anteriormente se había mencionado que este tanque se dividió en dos unidades de control para su análisis. A continuación se presentan los resultados del análisis que realizó el SIMECELE para cada una de las unidades de control en las que se dividió el Tanque separador de alta presión del centro de trabajo 3, comenzando por la parte superior.

Tabla 16. Análisis de Niveles Críticos de Tanque GV-1 (sección superior) del CT 3.

Inspección	nov-2004	dic-2007	dic-2009
Suma de las velocidades de desgaste (mpa)	-	351.3	-
Número de velocidades de desgaste consideradas	-	21	-
Velocidad de desgaste promedio (mpa)	-	16.7	-
Velocidad de desgaste máxima ajustada (mpa)	-	21.4	-
Velocidad de desgaste utilizada en el análisis (mpa)	-	21.4	-
Vida útil estimada mínima (años)	-	0.9(Emplazar)	-
Fecha de próxima medición de espesores (FPME)	-	diciembre 2008	-
Fecha de retiro probable (FRP)	-	noviembre 2008	-
Espesor mínimo encontrado (mils)	-	885	-
Fijada con base en la lectura del nivel	-	5	-
En la posición	-	Norte	-
Niveles críticos	-	1, 4, 5, 6, 7, 8,	-

**Tabla 17. Análisis de Niveles Normales del Tanque GV-1 (sección superior) CT 3.**

Inspección	nov-2004	dic-2007	dic-2009
Suma de las velocidades de desgaste (mpa)	-	457.5	48
Número de velocidades de desgaste consideradas	-	41	20
Velocidad de desgaste promedio (mpa)	-	11.2	2.4
Velocidad de desgaste máxima ajustada (mpa)	-	13.4	3.7
Velocidad de desgaste utilizada en el análisis (mpa)	-	13.4	3.7
Vida útil estimada mínima (años)	-	1.5(Emplazar)	46.6
Fecha de próxima medición de espesores (FPME)	noviembre 2005	diciembre 2008	diciembre 2014
Fecha de retiro probable (FRP)	-	junio 2009	julio 2056
Espesor mínimo encontrado (mils)	-	885	1031
Fijada con base en la lectura del nivel	-	5	11
En la posición	-	Norte	Norte

El análisis realizado para la primera unidad de control que corresponde a la sección superior del tanque revela que en la inspección efectuada en el año 2007 se encontraron 21 posiciones con velocidades críticas de desgaste sin embargo al comparar el análisis de niveles críticos con el análisis de niveles normales se observa que en ambos análisis arroja un emplazamiento, esto se debe a que en el nivel 5 posición norte existe una velocidad máxima ajustada de 46.75 mpa, la fecha de próxima medición de espesores que estimo esta inspección era para diciembre del 2008 sin embargo esta no se efectuó y se realizó justamente un año después de lo programado, lo que represente una situación grave y que implica un riesgo en la seguridad del centro de trabajo pero como se mencionó anteriormente la decisión recae en el ingeniero de seguridad, afortunadamente para la siguiente inspección realizada en el 2009 revela que los puntos críticos desaparecen y el tiempo de vida útil estimada aumenta hasta el año 2056.

En siguiente grafico también se presenta el comportamiento de las mediciones realizadas a las paredes del tanque también se grafica el límite de retiro así como el espesor nominal.



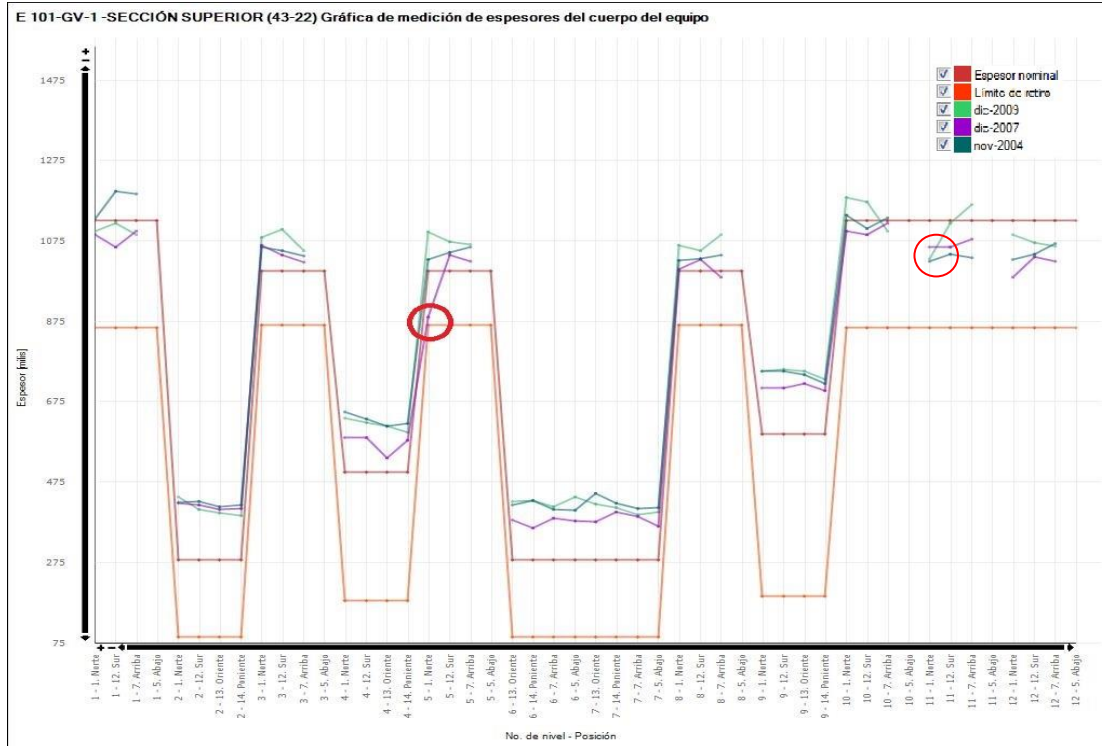


Gráfico 3. Mediciones del Tanque Separador de Alta Presión (sección superior) del Centro de Trabajo 3.

Cabe mencionar que para la inspección del 2009 la desaparición de 21 posiciones con velocidades críticas existentes en la inspección realizada en el 2007 es muy extraña, pero este hecho se puede atribuir a que los puntos que se midieron en el 2007 no coinciden con los del 2009 es una situación común en los centros de trabajo y es desafortunado ya que afecta considerablemente el análisis estadístico tal como se observa en esta unidad de control.

El análisis de niveles normales muestra que en la sección norte del tanque es donde se encuentra los espesores más bajos y que son los puntos encerrados en círculos rojos en el Gráfico 3, esto indica que la tendencia de desgaste se encuentra en esa sección.

El expediente de mediciones de la sección inferior del tanque separador de alta presión reporta tres mediciones que corresponden a noviembre del 2004, octubre 2007 y noviembre del 2011.



**Tabla 18. Análisis de Niveles Críticos de Tanque GV-1 (sección inferior) del CT 3.**

Inspección	nov-2004	oct-2007	nov-2011
Suma de las velocidades de desgaste (mpa)	-	22.3	-
Número de velocidades de desgaste consideradas	-	3	-
Velocidad de desgaste promedio (mpa)	-	7.4	-
Velocidad de desgaste máxima ajustada (mpa)	-	22.3	-
Velocidad de desgaste utilizada en el análisis (mpa)	-	22.3	-
Vida útil estimada mínima (años)	-	9.5	-
Fecha de próxima medición de espesores (FPME)	-	diciembre 2010	-
Fecha de retiro probable (FRP)	-	mayo 2017	-
Espesor mínimo encontrado (mils)	-	1073	-
Fijada con base en la lectura del nivel	-	1	-
En la posición	-	Norte	-
Niveles críticos	-	1,	-

Tabla 19. Análisis de Niveles Normales de Tanque GV-1 (sección inferior) CT 3.

Inspección	nov-2004	oct-2007	nov-2011
Suma de las velocidades de desgaste (mpa)	-	193.3	138.2
Número de velocidades de desgaste consideradas	-	52	57
Velocidad de desgaste promedio (mpa)	-	3.7	2.4
Velocidad de desgaste máxima ajustada (mpa)	-	4.4	2.8
Velocidad de desgaste utilizada en el análisis (mpa)	-	4.4	2.8
Vida útil estimada mínima (años)	-	34.3	51.8
Fecha de próxima medición de espesores (FPME)	noviembre 2005	octubre 2012	noviembre 2016
Fecha de retiro probable (FRP)	-	enero 2042	septiembre 2063
Espesor mínimo encontrado (mils)	-	1015	1012
Fijada con base en la lectura del nivel	-	15	6
En la posición	-	Abajo	Norte



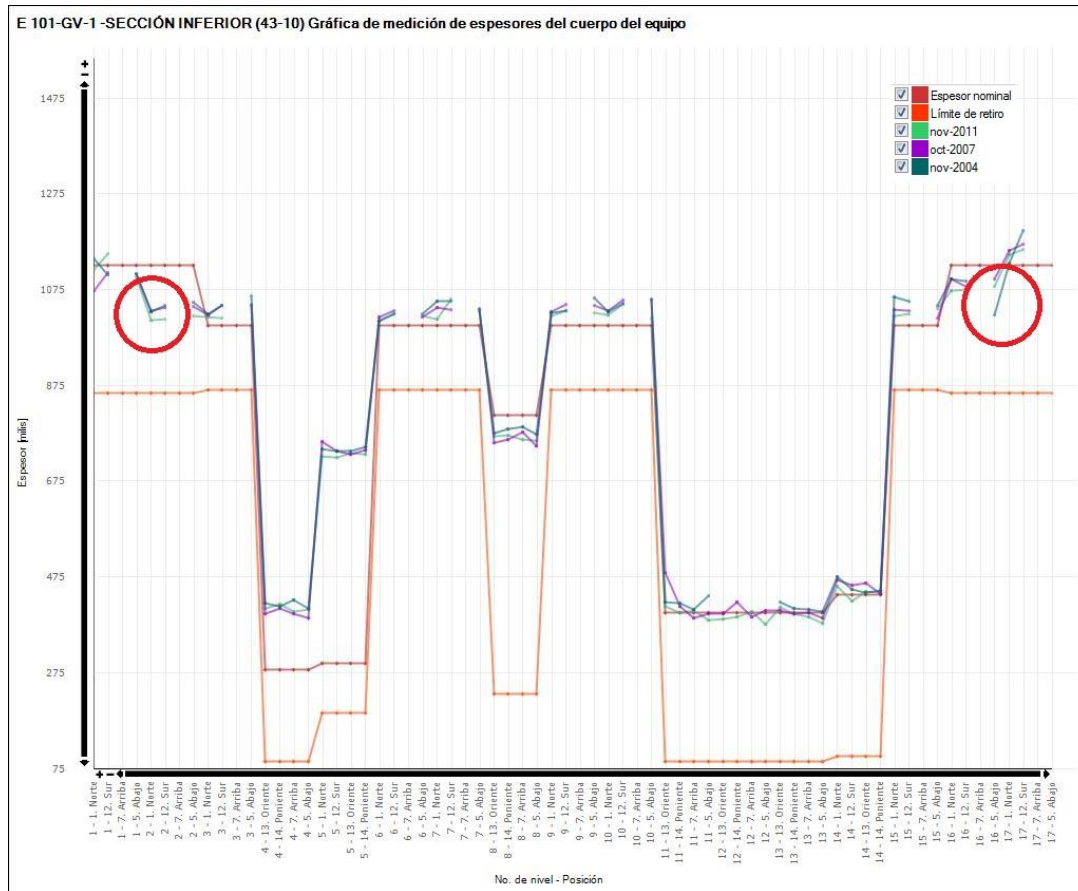


Grafico 4. Mediciones del Tanque Separador de Alta Presión (sección inferior) del Centro de Trabajo 3.

La parte inferior de tanque GV-1 nos muestra un situación semejante a la sección superior, si comparamos la Tabla 18 y la

Tabla 19 podemos ver que en la inspeccion realizada en el 2007 presenta niveles criticos pero en la siguiente inspeccion los niveles con velocidades criticas desaparecen.

Otro punto importante de mencionar es la tendencia de este tanque a desgastarse en la sección norte, si observamos los análisis que realiza el SIMECELE tanto de la sección superior como de la sección inferior la posición en la que se encuentran los espesores con velocidades criticas de desgaste o espesores bajos, se localizan en la posición norte.

El expediente de este tanque en particular contiene un dato interesante en donde se reporta que el tanque en estudio comenzó su operación en el año de 2001 sustituyendo a uno que presento un adelgazamiento localizado en la sección norte a la altura de la silleta poniente del tanque como se muestra en la Figura 9.



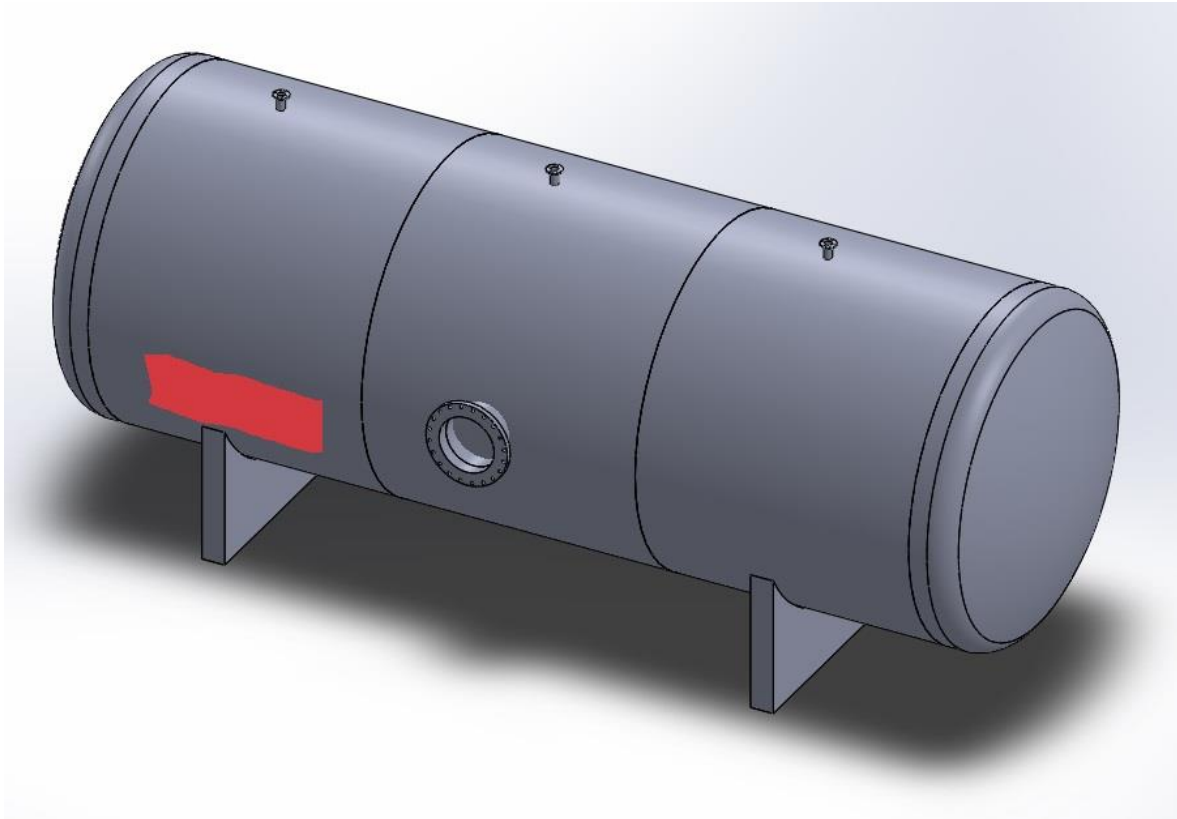


Figura 9. Localización del desgaste en el tanque separador de alta presión empleado.





6.1.2. Tanque de Recirculación a Debutanizadora.

A continuación se presentan los tanques de recirculación a debutanizadora y de igual manera se comienza con el Tanque 5-F del Centro de Trabajo 1 este tanque reporta en su expediente tres mediciones, la primera realizada en febrero del 2003, una segunda en enero del 2008 y finalmente una en octubre del 2011.

Tabla 20. Análisis de Niveles Normales de Tanque 5-F del CT 1.

Inspección	feb-2003	ene-2008	oct-2011
Suma de las velocidades de desgaste (mpa)	-	222.8	10.6
Número de velocidades de desgaste consideradas	-	73	52
Velocidad de desgaste promedio (mpa)	-	3.1	0.2
Velocidad de desgaste máxima ajustada (mpa)	-	3.5	0.2
Velocidad de desgaste utilizada en el análisis (mpa)	-	3.5	0.2
Vida útil estimada mínima (años)	-	29.9	435.8
Fecha de próxima medición de espesores (FPME)	febrero 2004	enero 2013	octubre 2016
Fecha de retiro probable (FRP)	-	diciembre 2037	octubre 2111
Espesor mínimo encontrado (mils)	-	605	605
Fijada con base en la lectura del nivel	-	3	3
En la posición	-	Posición 5	Posición 5

En el análisis realizado a este tanque no se encontraron puntos críticos por lo que se reporta únicamente un análisis de puntos normales, como se observa a lo largo de las tres mediciones realizadas el comportamiento de las velocidades de desgaste son homogéneas aunque en las dos últimas mediciones coincide el punto más bajo en el nivel 3 posición 5, sin embargo no es significativo pero puede representar un adelgazamiento localizado.

En el siguiente grafico se puede observar con más claridad lo descrito anteriormente ya que se representan las mediciones realizadas así como el espesor nominal y el límite de retiro.



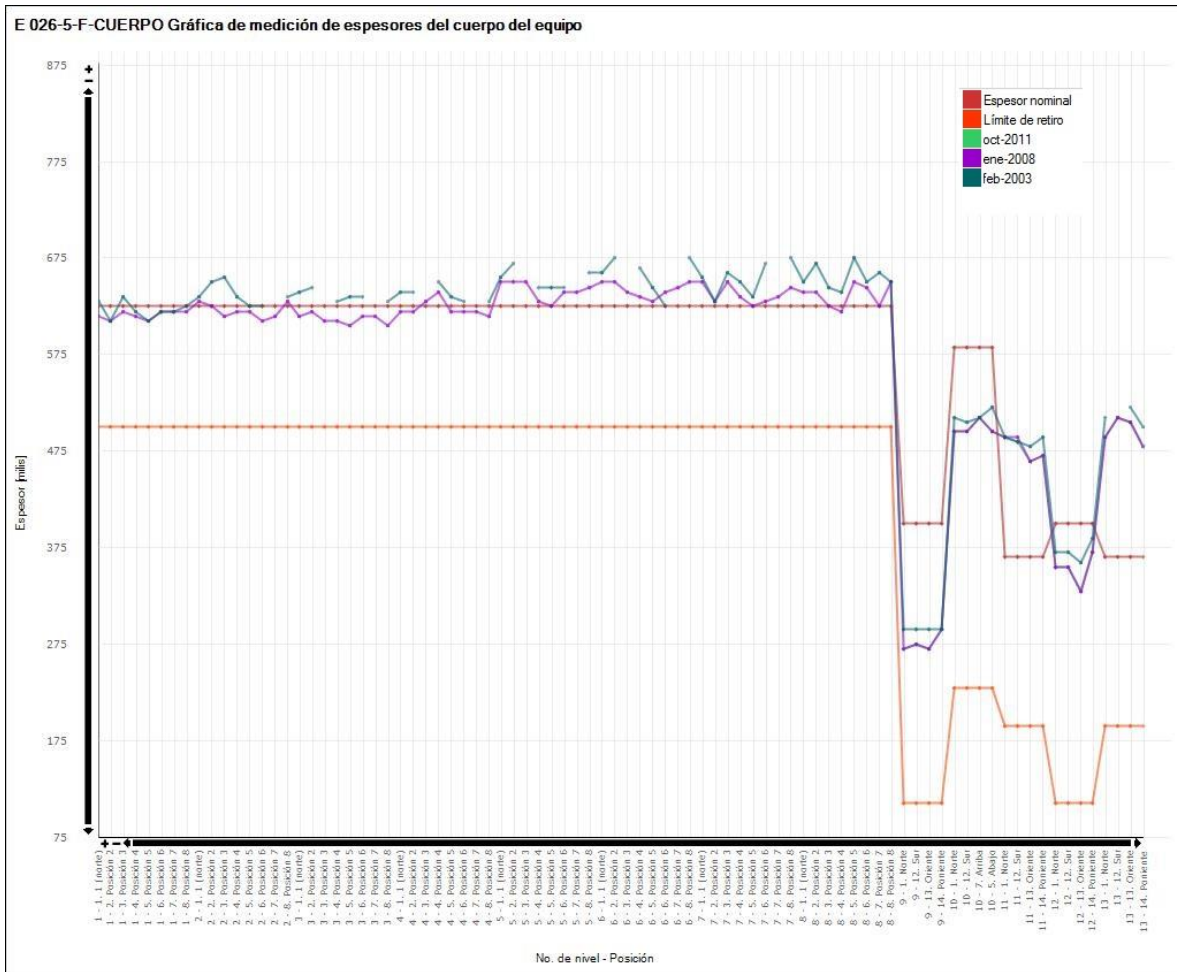


Gráfico 5. Mediciones del Tanque de recirculación a Debutanizadora del Centro de Trabajo 1.

El siguiente caso de estudio es el tanque 5-F perteneciente al centro de trabajo 2, este tanque reporta en su expediente de mediciones cuatro inspecciones que corresponden a las fechas siguientes: enero de 1999, febrero del 2003, febrero del 2008, enero del 2003 y noviembre del 2013. A continuación se presenta la tabla con los resultados del análisis estadístico formal realizado por el SIMECELE para este tanque.





Tabla 21. Análisis de Niveles Normales de Tanque 5-F del CT 1.

Inspección	ene-1998	feb-2003	feb-2008	ene-2013	nov-2013
Suma de las velocidades de desgaste (mpa)	-	94.1	69.7	76.7	29.7
Número de velocidades de desgaste consideradas	-	75	55	64	65
Velocidad de desgaste promedio (mpa)	-	1.3	1.3	1.2	0.5
Velocidad de desgaste máxima ajustada (mpa)	-	1.4	1.5	1.4	0.5
Velocidad de desgaste utilizada en el análisis (mpa)	-	1.4	1.5	1.4	0.5
Vida útil estimada mínima (años)	-	111.1	123.1	128.8	280
Fecha de próxima medición de espesores (FPME)	enero 1999	febrero 2008	enero 2013	enero 2018	noviembre 2018
Fecha de retiro probable (FRP)	-	febrero 2103	febrero 2108	enero 2113	noviembre 2113
Espesor mínimo encontrado (mils)	-	260	584	580	549
Fijada con base en la lectura del nivel	-	11	3	3	3
En la posición	-	Poniente	Posición 3	Posición 3	Posición 4

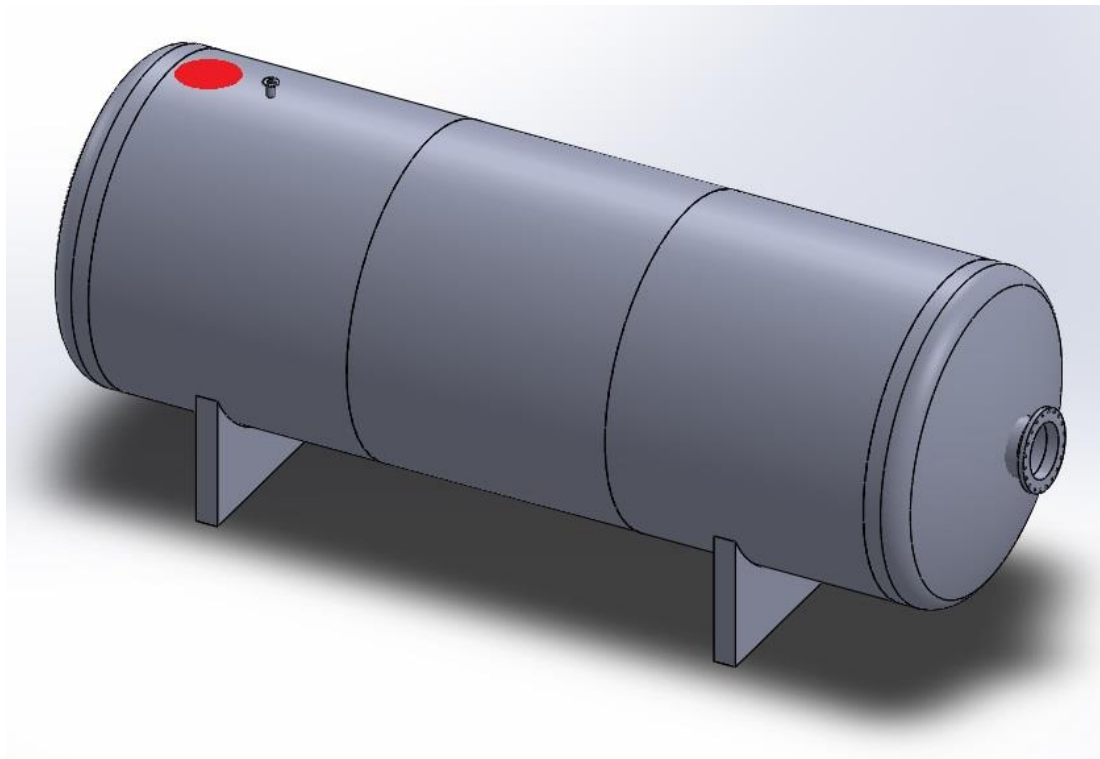


Figura 10. Localización del punto de con bajo espesor del 5-F de CT2.





Al igual que en el caso anterior este tanque no tiene puntos críticos ya que sus velocidades de desgaste no exceden los 15 mpa, sin embargo en el análisis formal estadístico de puntos normales nos reporta que el desgaste que tiene este tanque es poco y que además es homogéneo, pero también observamos que en el nivel 3 posición 3 se localiza el punto con la lectura más baja, lo que indica que hay una probabilidad de desgaste localizado, si observamos el DME de este tanque la posición corresponde a la parte superior del tanque, en la Figura 10 se ilustra claramente este punto en un círculo de color rojo.

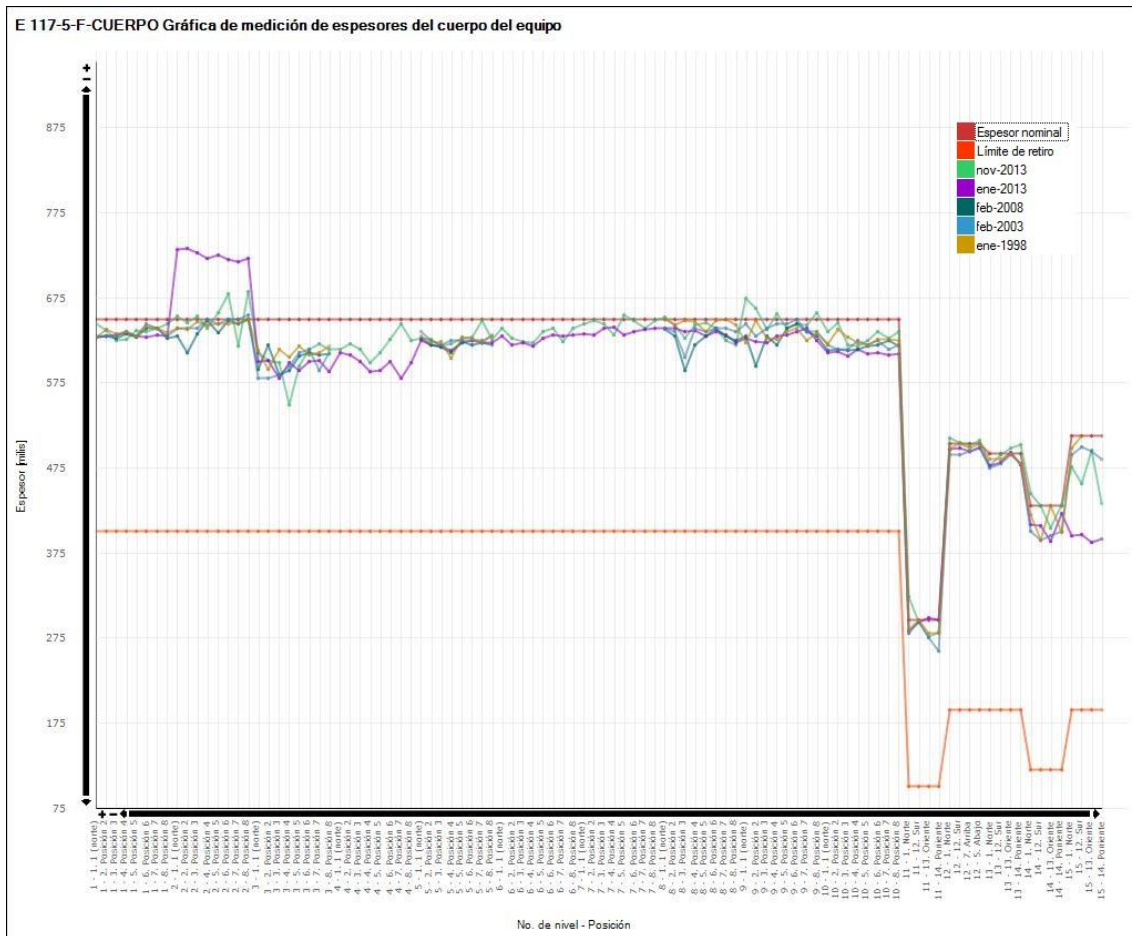


Grafico 6. Mediciones del Tanque de recirculación a Debutanizadora del Centro de Trabajo 2.





El último caso que se analizó es el tanque de recirculación a debutanizadora GV-6 del centro de trabajo 3, anteriormente se mencionó que este tanque se dividió en dos unidades de control la primera nombrada “parte superior” y la segunda “parte inferior” a continuación se presenta el análisis realizado por SIMECELE de la parte superior de este tanque.

El expediente de mediciones de la unidad correspondiente a la parte superior del GV-6 reporta 5 mediciones de espesores, los datos obtenidos indican los siguientes datos.

Tabla 22. Análisis de Niveles Críticos del Tanque GV-6 Parte Superior CT3.

Inspección	ago-2000	nov-2004	nov-2006	jun-2010	nov-2011
Suma de las velocidades de desgaste (mpa)	-	46.8	92.3	116.1	280.6
Número de velocidades de desgaste consideradas	-	4	5	3	13
Velocidad de desgaste promedio (mpa)	-	11.7	18.5	38.7	21.6
Velocidad de desgaste máxima ajustada (mpa)	-	29.6	66.6	54.1	29.2
Velocidad de desgaste utilizada en el análisis (mpa)	-	29.6	66.6	54.1	29.2
Vida útil estimada mínima (años)	-(Emplazar)	7.4	1.9	2.1	2.9
Fecha de próxima medición de espesores (FPME)	-	mayo 2007	noviembre 2007	junio 2011	noviembre 2012
Fecha de retiro probable (FRP)	agosto 2000	abril 2012	octubre 2008	agosto 2012	octubre 2014
Espesor mínimo encontrado (mils)	250	805	718	701	186
Fijada con base en la lectura del nivel	5	10	9	11	3
En la posición	Arriba	Poniente	Poniente	Arriba	Norte
Niveles críticos	5,	10,	9, 10,	11,	1, 2, 3, 11, 12,

Como se observa la parte superior presenta puntos críticos con velocidades de hasta 29.2 mpa lo que reduce el tiempo de vida del tanque a 2.9, ahora bien comparando tanto el análisis de puntos normales y de puntos críticos se puede notar que el desgaste del tanque es generalizado y no existe una tendencia de desgaste.



**Tabla 23. Análisis de Niveles Normales del Tanque GV-6 Parte Superior CT3.**

Inspección	ago-2000	nov-2004	nov-2006	jun-2010	nov-2011
Suma de las velocidades de desgaste (mpa)	-	76.9	140.2	224.5	284.8
Número de velocidades de desgaste consideradas	-	29	26	36	26
Velocidad de desgaste promedio (mpa)	-	2.7	5.4	6.2	11
Velocidad de desgaste máxima ajustada (mpa)	-	4.1	8.9	7.6	16.3
Velocidad de desgaste utilizada en el análisis (mpa)	-	4.1	8.9	7.6	16.3
Vida útil estimada mínima (años)	-(Emplazar)	25.5	11.3	9	5.3
Fecha de próxima medición de espesores (FPME)	agosto 2001	noviembre 2009	agosto 2010	junio 2013	agosto 2013
Fecha de retiro probable (FRP)	agosto 2000	mayo 2030	marzo 2018	junio 2019	marzo 2017
Espesor mínimo encontrado (mils)	250	195	190	158	186
Fijada con base en la lectura del nivel	5	4	4	4	3
En la posición	Arriba	Poniente	Oriente	Sur	Norte

Otro punto que es importante de mencionar es la existencia de un punto muy por debajo del límite de retiro y que además se encuentra en el nivel 5.



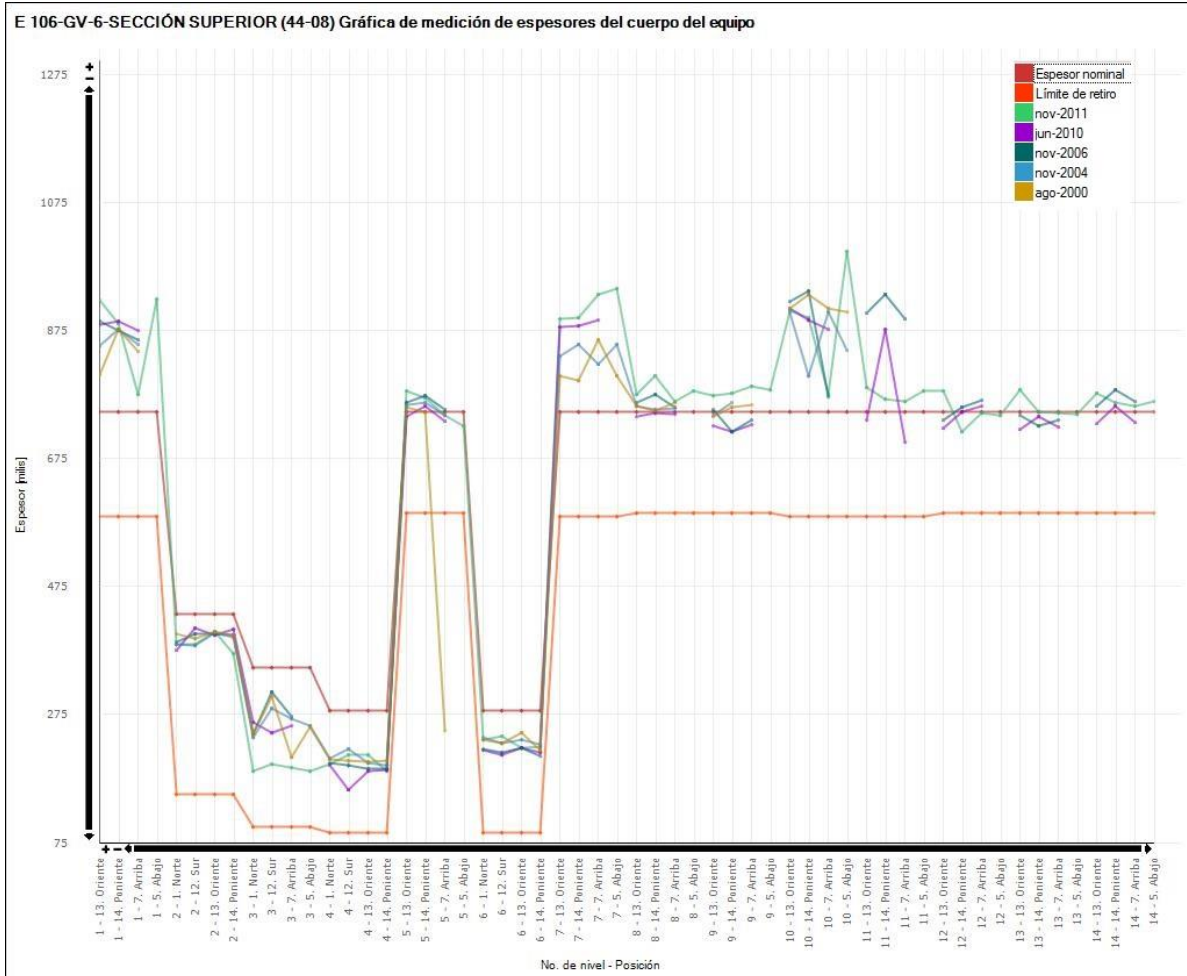


Grafico 7. Mediciones del Tanque de recirculación a Debutanizadora parte superior del Centro de Trabajo 3.

Finalmente el expediente de la unidad que corresponde a la parte inferior del tanque GV-6 reporta cuatro mediciones a los espesores de las paredes del tanque en las siguiente tabla se resume el análisis realizado por el SIMECELE.



**Tabla 24. Análisis de Niveles Críticos del Tanque GV-6 Parte Inferior CT3**

Inspección	sep-2000	nov-2004	ago-2008	nov-2011
Suma de las velocidades de desgaste (mpa)	-	86.4	-	25.6
Número de velocidades de desgaste consideradas	-	8	-	3
Velocidad de desgaste promedio (mpa)	-	10.8	-	8.5
Velocidad de desgaste máxima ajustada (mpa)	-	15.7	-	25.6
Velocidad de desgaste utilizada en el análisis (mpa)	-	15.7	-	25.6
Vida útil estimada mínima (años)	-	11.7	-	7.3
Fecha de próxima medición de espesores (FPME)	-	octubre 2008	-	abril 2014
Fecha de retiro probable (FRP)	-	agosto 2016	-	febrero 2019
Espesor mínimo encontrado (mils)		374		776
Fijada con base en la lectura del nivel	-	9	-	1
En la posición	-	Norte	-	Arriba
Niveles críticos		9, 13,		1,

Tabla 25. Análisis de Niveles Normales del Tanque GV-6 Parte Superior CT3.

Inspección	sep-2000	nov-2004	ago-2008	nov-2011
Suma de las velocidades de desgaste (mpa)	-	153.4	53.8	67.3
Número de velocidades de desgaste consideradas	-	69	66	29
Velocidad de desgaste promedio (mpa)	-	2.2	0.8	2.3
Velocidad de desgaste máxima ajustada (mpa)	-	2.6	0.9	3.5
Velocidad de desgaste utilizada en el análisis (mpa)	-	2.6	0.9	3.5
Vida útil estimada mínima (años)	-	40.9	101.7	36.1
Fecha de próxima medición de espesores (FPME)	septiembre 2001	noviembre 2009	agosto 2013	noviembre 2016
Fecha de retiro probable (FRP)	-	octubre 2045	agosto 2108	enero 2048
Espesor mínimo encontrado (mils)		195	186	218
Fijada con base en la lectura del nivel	-	18	18	4
En la posición	-	Poniente	Poniente	Sur





A igual que la unidad de control de la parte superior, la parte inferior tiene puntos críticos con velocidades de desgaste de hasta 25.6 mpa pero a diferencia de la parte superior en esta unidad de control el análisis de puntos normales nos reporta una velocidad de desgaste de 3.5 mpa, por lo que las fechas de retiro probable son significativamente diferente esto se debe principalmente a la uniformidad y poca coherencia en las mediciones del tanque en general.

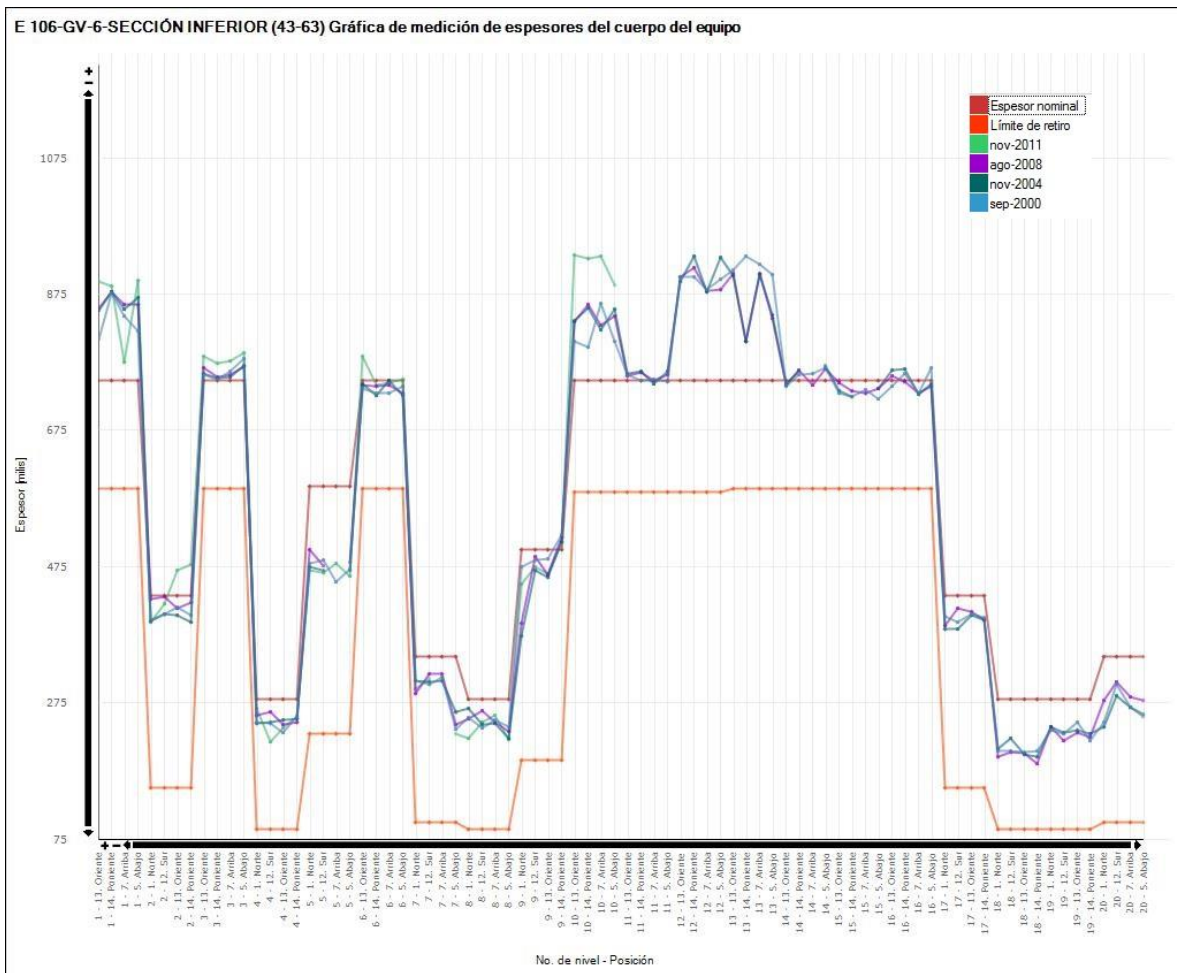


Gráfico 8. Mediciones del Tanque de recirculación a Debutanizadora parte inferior del Centro de Trabajo 3.

Ahora bien conjugando los resultados tanto de la parte superior como de la parte inferior los análisis que arroja SIMECELE son semejantes ya que las velocidades de corrosión so no se concentran en alguna de las secciones en las que se dividió el tanque.





7. ANALISIS DE RESULTADOS

Como se planteó en el marco teórico de este trabajo, la inspección técnica de tanques de proceso en la industria de la refinación juega un papel importante en la prevención de riesgos, es por esto que realizar una medición, captura de datos y análisis formal estadístico apegado a la norma y adecuados es imperativo. Dentro de las actividades que se requieren para realizar una inspección de un tanque es necesario saber que partes o puntos del tanque que se va inspeccionar y por ello la norma DG-SASIPA-IT-00204 establece criterios para realizar un DME donde se indican estos puntos (niveles y posiciones).

El diagnostico que se realizó a cada uno de los DME de los tanques que se estudiaron y se compararon, revelo que existen criterios que se alejan de la normativa, los principales errores que se encontraron Se enlistan a continuación.

- a) Datos incompletos o incorrectos.
- b) No se respeta el número de posiciones por niveles a calibrar según el perímetro.
- c) No se dibuja el reloj de posiciones que indica el sentido en el que se debe de calibrar el perímetro de tanque.
- d) No se indican claramente todas las soldaduras que contienen los tanques.
- e) No existe un orden lógico en la numeración de niveles de calibración.
- f) Los tanques se dividen en más de una unidad de control sin existir una tendencia de desgaste o una diferencia superior a 15 mpa en alguna de sus calibraciones.

Realiza un Diagrama de Medición de Espesores es la base para que una inspección técnica basada en el estado de un tanque sea exitosa ya que cada punto o nivel de medición que se considera en un DME contribuye en la estadística y el análisis de los datos. Citando el inciso 9.5.3.2 de la norma DG-SASIPA-IT-00204.

“Los dibujos de isométricos de las líneas y desarrollo de equipos, se elaborarán indicando claramente las soldaduras y niveles de medición dándoles un numero consecutivo de acuerdo a la dirección del flujo y/o lógico, los cuales además deben contener un recuadro con datos de condiciones de diseño, operación, especificación del material, diámetros, cédulas en su caso, espesor original y límite de retiro correspondiente, aislamiento (frío o caliente), como información mínima.”





Como se observa, según la norma es importante que un DME contenga la información adecuada del tanque y principalmente si se trata del límite de retiro. En la siguiente tabla se enlistan los límites de retiro que se reportan en cada uno de los DME analizados y se comparan con los límites de retiro calculados para cada uno de los tanques, como se mencionó en el inciso “a” los datos que se reportan en los DME, incluso en algunas de las inspecciones capturadas en SIMECELE, son incorrectos.

Tabla 26. Límites de retiro reportados en DME vs. calculados.

	Límite de Retiro Reportado (in)	Límite de Retiro Calculado (in)
4-F Centro de Trabajo 1	0.750	0.745
4-F Centro de Trabajo 2	0.740	0.745
GV-1 Centro de Trabajo 3	0.865	0.865
5-F Centro de Trabajo 1	0.500	0.410
5-F Centro de Trabajo 2	0.410	0.410
GV-6 Centro de Trabajo 3	0.590	0.587

Esta situación es común en los centros de trabajo sin embargo capturar y reportar los límites de retiro correctos es necesario y de vital importancia ya que si este se reporta por debajo del calculado se corre el riesgo de que ocurra una fuga, explosión o algún evento que ponga en riesgo al centro de trabajo, por el contrario si el límite de retiro que se reporta es más alto que el calculado, el tanque se emplazara antes tiempo lo que involucra un impacto en el aspecto económico del centro de trabajo.

Para el caso del inciso “b” es necesario respetar el número de posiciones por nivel que establece la norma ya que entre menor sea el número de posiciones que se estimen, la probabilidad de encontrar alguna discontinuidad y disminución en el espesor de pared es menor, lo que conlleva a una probable situación de riesgo para el centro de trabajo.

Tal como se menciona en el inciso “c” otro de los errores comunes en un DME es la falta de un reloj de posiciones. Dibujar un reloj de posiciones es trascendental ya que con él se basara el sentido en el que se estimara el espesor de pared en el perímetro del tanque, sin él se corre el riesgo de que las inspecciones que se realicen a lo largo de la vida útil del tanque se lleven a cabo en diferentes sentidos, lo que provocaría que las posiciones que se están comparando en dos periodos diferentes de tiempo necesarias para calcular las velocidades de desgaste no





sean las mismas, impactando severamente la estadística del análisis y una vez más provocando una probable situación de riesgo al centro de trabajo.

Un punto que es confuso en la norma DG-SASIPA-IT-00204 pero que es necesario aclarar es el inciso “d”. En un tanque existen soldaduras con diversas aplicaciones, en los DME es común que se consideren únicamente las soldaduras que unen los canutos que conforman el cuerpo del tanque y la soldadura que une las tapas al envolvente, de tal manera que se coloca un nivel de medición antes del cordón de soldadura y otro después sin embargo la norma DG-SASIPA-IT-00204 no lo establece de esta manera. Realizar una correcta inspección en los contornos de las soldaduras es imperativo no importa la función que realiza.

Los metales que constituyen los tanques y como cualquier otro metal al calentarse se dilatan, si el calentamiento es localizado como ocurre durante una soldadura, la falta de uniformidad de la temperatura produce dilataciones diferentes en distintos puntos de la pieza en un mismo instante generando Tensiones Térmicas. Si estas Tensiones alcanzan el Límite de Fluencia algo que ocurre normalmente en el cordón de soldadura, se produce deformación plástica localizada que luego en el enfriamiento genera Tensiones Residuales o distorsión que pueden resultar en puntos críticos de inestabilidad, es por esto que es importante la inspección en todos los sitios donde existe una soldadura.

Otro error en el que es importante no caer es el del inciso “e”, como observamos en la mayoría de los tanques que se estudiaron el orden lógico para calibrar es comenzar por los niveles del cuerpo del tanque y continuar con las boquillas de arriba hacia abajo y de derecha a izquierda según la vista en la que se representó el tanque, sin embargo si observamos los criterios que maneja el centro de trabajo 3 con los tanques GV-1 y GV-6 no se maneja de esta manera, los gráficos 3,4,7,8 que nos arroja el SIMECELE para cada unidad de control de estos tanques, son difíciles de analizar de manera rápida y son confusos, aunque esta situación no pone en riesgo el centro de trabajo es importante conservar el orden para un mejor análisis visual en las gráficas de espesores que genera el SIMECELE.

Otro aspecto que también provoca confusión y dificulta el análisis es el de dividir el tanque en dos unidades de control sin existir un argumento válido que sustenten esta acción aunque, este criterio no está fuera de la normativa también esta nos limita “Cuando en un recipiente, las velocidades de desgaste se puedan considerar homogéneas, o bien, éstas sean menores de 15 milésimas de pulgada por año (15 mpa), se debe considerar como unidad de control el recipiente entero”.

El análisis que se le realizó mediante el SIMECELE a cada uno de los tanques que se estudiaron fue concluyente y se observó claramente que no existe una





tendencia clara de desgaste o localizada ni diferencias igual o superiores a 15 mpa en alguno de sus puntos, aunque el mayor desgaste en la mayoría de los casos se presenta en las boquillas esto no representa que cada boquilla tenga que estudiarse aisladamente.

Por otra parte los reportes de algunos de los tanques contienen una inspección visual en donde se notifican daños severos o significativos los cuales han llevado al emplazamiento de estos, tal es el caso del tanque separador de alta presión (GV-1) del centro de trabajo 3 que fue emplazado debido a una laminación en el costado sur (se puede observar el reporte en el anexo III). Desafortunadamente los niveles que se propusieron para la calibración de este tanque no pudieron detectar los defectos en la pared de este tanque debido a que esta zona no está contemplada como niveles de medición en el DME del tanque, a pesar de que este tipo de defectos no se contemplan en la norma DG-SASIPA-IT-00204 no se descarta que otras zonas sean calibradas como prevención.

Existe un conflicto común en toda norma y es que la interpretación depende del lector, la vida cotidiana y la experiencia social suelen ser superior que la imaginación de un legislador y no es raro que se planteen conflictos no previstos en las normas de difícil interpretación por el lector ya que el mismo lenguaje padece de imprecisión y vaguedad en su significado. Aplicado este problema a cada caso que se estudió en este trabajo nos da como resultado una disparidad en los criterios que se emplearon para realizar las inspecciones técnicas correspondientes.

El objetivo principal del presente trabajo, es tratar de encontrar los errores comunes en las inspecciones técnicas y basándose en los resultados que proporciona el análisis del SIMECELE y con argumentos sólidos proponer una inspección técnica eficiente y homologada para todos los centros de refinación del país basándose en la norma DG-SASIPA-IT-00204.

A continuación se presenta una propuesta de Diagrama de Medición de Espesores en el que se trata de minimizar los errores cometidos comúnmente y se agregan algunos criterios apegados a la normativa con el fin de aumentar la eficiencia de la inspección técnica basada en el estado de los tanques.



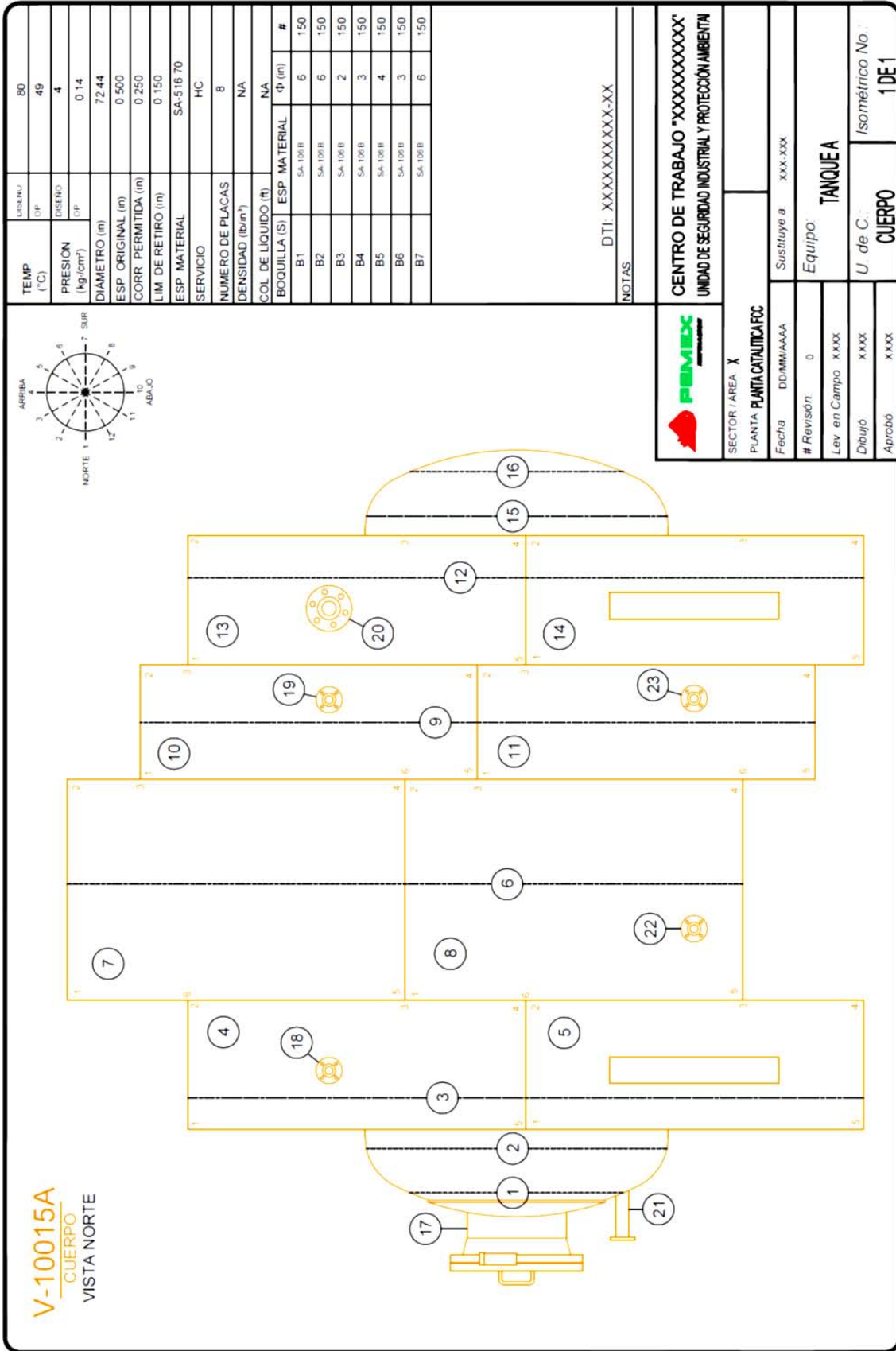


Diagrama 4. DME propuesto (elaboración propia).





Como se observa en el diagrama de medición de espesores propuestos se agregan nuevos criterios que no están fuera de norma y que basado en las inspecciones realizadas a los tanques estudiados se procura una mayor eficiencia en las inspecciones técnicas basadas en la norma DG-SASIPA-IT-00204.

Uno de los primeros aspectos que saltan al vista es la representación del tanque, la cual se presenta con el arreglo de placas extendido y donde cada cordón de soldadura se representa claramente, la razón de este nuevo criterio es que cada placa que compone el tanque es un nivel de medición y las posiciones de cada nivel dependen del número de intersecciones con otras placas tal como se propone en los niveles 4, 5, 7, 8, 10, 11, 13 y 14, de igual forma se observa que en cada uno de estos niveles se definen y se da un orden a las posiciones a calibrar con el fin de que en cada inspección que se realizara a lo largo de la vida útil del tanque sean las mismas.

Otro punto importante es que no se eliminan los niveles de sección cilíndrica pero si se cambian de lugar ya que en la norma DG-SASIPA-IT-00204 no se establece que este tipo de niveles se coloque uno antes y otro después del cordón de soldadura que une los canutos del tanque.

No.	Parte del equipo	Niveles
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 liq/fondo	1 nivel con 4 a 32 posiciones (según diámetro).
5	Cuerpo-zonas de vapores	Los niveles que sean necesarios en zonas críticas con 4 a 32 posiciones por nivel (según diámetro).
6	Cuerpo-zonas de líquido	Los niveles que sean necesarios en zonas críticas con 4 a 32 posiciones por nivel (según diámetro).

Notas.

A.- El número de puntos de medición por cada nivel debe estar en función de la torre o recipiente, de acuerdo con la tabla 1.

B.- Si el equipo completo o alguna de sus secciones tiene Cladding, donde éste exista, los puntos de medición por nivel deben ser la mitad de los correspondientes al diámetro, de acuerdo con la tabla 1, 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 No. 1

Número de puntos/perímetro				
Perímetro				Puntos por nivel
Desde		Hasta		
Cm	plg	cm	plg	
menor	Menor	300	118	4
301	118.5	400	157	6
401	158	600	236	8
601	237	800	315	12
801	315.5	1200	472	16
1201	473	mayor	mayor	24

Figura 11. Tablas del Apéndice B, Dibujo 3 de la norma DG-SASIPA-IT-00204.





La figura anterior nos muestra los criterios que se manejan en el apéndice B de la norma DG-SASIPA-IT-00204 y confirman lo que se propone en el diagrama de medición de espesores en cuanto a niveles de sección cilíndrica. Cabe resaltar que en este diagrama solo se coloca un nivel de sección cilíndrica por canuto pero como lo establece la norma el número depende de que tan crítica sea la zona o canuto a analizar.

Finalmente, es importante mencionar dos aspectos, el primero es que en la esquina superior izquierda del diagrama propuesto se coloca la vista geográfica en la que se representa el tanque y el segundo aspecto es que en la esquina superior derecha a un costado de la tabla de datos se coloca el reloj de posiciones que es referente a los niveles de sección cilíndrica el cual nos indica el número y el sentido en el que se realizaran las mediciones en cada inspección. Estos aspectos son importantes para elevar la eficiencia de las inspecciones ya que estos ayudan a los técnicos que estiman el espesor de la pared del tanque a que las posiciones que miden en cada inspección sean las mismas de tal manera que al calcular un velocidad de desgaste no se afecte el análisis formal estadístico.





8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1. Conclusiones

La necesidad que se genera en una instalación industrial a raíz de mantener los estándares de la seguridad industrial dentro de los rangos que garanticen el bienestar de sus trabajadores, de la comunidad aledaña y del medio ambiente que la rodea, ha permitido que la implementación de un sistema de administración de la inspección técnica como el SIMECELE traiga grandes beneficios a los centros de refinación en México.

La adecuada implementación de este sistema permite la identificación oportuna de probables riesgos los cuales se presentan como unidades de control con espesores cercanos o por debajo del límite de retiro, unidades de control con velocidades de corrosión crítica, así como unidades de control que requieren ser calibradas debido al tiempo transcurrido desde su última inspección. Sin embargo la implementación de este sistema no garantiza la seguridad total dentro de los centros de trabajo ya que el sistema analiza los datos que se le proporcionan, de tal manera que si el personal que calibra y captura la inspección no está lo suficientemente capacitado puede provocar un error en el sistema.

Desafortunadamente en México la cultura de la prevención de riesgos aun es un tema difícil de abordar ya que romper o deshacerse de hábitos, ya sea buenos o malos, implica establecer un cambio de vida, de costumbres o patrones de conducta y así como al fumador "empedernido" le resulta casi imposible dejar el hábito del tabaco, igualmente le resulta difícil al trabajador el uso del equipo de seguridad y, obedecer las normas, procedimientos y las señales precautorias.

Ese tipo de hábitos han propiciado que los centros de trabajo que se estudiaron en el presente trabajo incurrieran en acciones que pusieron en riesgo su entorno y su integridad física, una de ellas es ignorar los procedimientos y acciones de prevención que marca la normativa si observamos las tablas de la 12 a la 24 es claro que la mayoría de los centros de trabajo no respetan la FPME dejando transcurrir un lapso de tiempo considerable en el que se expuso al centro de trabajo a un riesgo. Otro aspecto en el que se incurre es la falta de capacitación y evaluación al personal responsable de la inspección técnica en los centros de trabajo, esta situación es notoria ya que en algunas de las inspecciones que se estudiaron se presenta un incremento del espesor de pared, aunque uno de los motivos que genera este problema es la estimación que arroja el equipo de medición por ultrasonido también y con mayor frecuencia es el error humano ya sea por una mala calibración del equipo de medición o por una mala medición por posición errónea del palpador o porque los puntos que se están comparando para





el cálculo de las velocidades de desgaste no son los mismos o simplemente por un error de captura o “error de dedo”.

Finalmente con los resultados obtenidos del análisis formal estadístico de cada uno de los tanques se logró establecer y proponer un modelo de Diagrama de Medición de Espesores el cual se apega a la normativa e intenta incrementar la eficiencia y la asertividad de las inspecciones tácticas en tanques horizontales y a partir de este modelo propuesto es posible tener argumentos válidos para la homologación de criterios en todos los centros de trabajo de la industria de la refinación en México.

8.2. Recomendaciones

Se propone tener estrategias de seguimiento para el análisis de la medición de espesores de todos los centros de trabajo de refinación de petróleo en el país, con la finalidad de generar una visión de prevención de siniestros o accidentes en el trabajo.

Homologar y actualizar, la implementación del sistema de medición de espesores en líneas y equipos, ya que con los resultados obtenidos, se observa que la normatividad aplicable es certera y confiable en sus mecanismos, procedimientos, metodologías y conceptos que en ella se establecen.

Es importante generar un control que permita el manejo adecuado de la información y siempre apegarse al sistema y a la normatividad, ya que éste es el medio para lograr una prevención de riesgos en cualquier centro de trabajo.

Mantener al personal responsable de la seguridad en los centro de trabajo siempre informado de las actividades y responsabilidades que conlleva una inspección técnica de igual forma procurar una continua evaluación y capacitación con el fin de evitar caer en errores o incumplimiento del personal.





BIBLIOGRAFÍA

Isidro Rius Sintés. "La Seguridad Industrial", Ed. Bosh, Barcelona (1942).

www.urv.cat/catedres/enresa/es_historic_catastrofics.html 02-abril-2014.

Muñoz M. A. (2011) La seguridad industrial, evolución y situación actual.

Martínez- Val Peñalosa, J.M. "El concepto de la Seguridad en la Ciencia y en la Ciencia de la Seguridad" Fundación Mapre Estudios. Noviembre, 1992.

Eugene F. Magyesy, "Manual de Recipientes a Presión, Diseño y Calculo" Editorial Limusa, 1ra edición, Mexico 1992.

PEMEX. Manual SIASPA.

Antonio Muños, José Rodríguez, José M. Martínez-Val, "La seguridad Industrial: comentarios sobre su problemática técnica y sobre sus efectos sociales". Revista Dyna. Noviembre. 1998.

Guidelines for mechanical integrity systems by center for Chemical Process Safety. American Institute of Chemical Engineers.

DG-SASIPA-IT-0204. Guía para el registro análisis y programación de la medición de espesores. 2010.

GPASI-IT-0209. Procedimiento para efectuar la inspección de tuberías de Proceso y servicios auxiliares en operación de las instalaciones de Pemex refinación.

GPEI-IT-0201. Procedimiento de revisión de niplería de plantas en operación.

GPI-IT-4200 Procedimiento para el control de desgaste de niplería.

DG-GPASI-IT-0903 Procedimiento para efectuar la revisión de la tornillería de tuberías y equipos en las instalaciones en operación de Pemex refinación.

GPASI-IT-0209. Procedimiento para efectuar la inspección de tuberías de Proceso y servicios auxiliares en operación de las instalaciones de Pemex refinación.

CEASPA-MUS-003 Manual de usuario del SIMECELE.

CEASPA-GDDITEA-002 Guía para dibujar diagramas de inspección técnica de espesores en AutoCAD 2008®.

Boiler & Pressure Vessel Code ASME Section VIII Division 1, Rules for construction of pressure vessel, Ed 2014

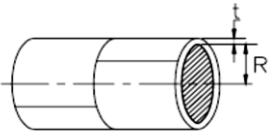
Tubería de Proceso, Código ASME para Tuberías a Presión B31.3-2010

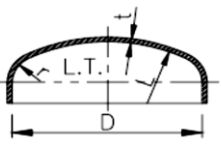


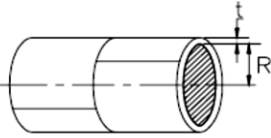


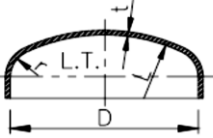
ANEXO I. Memoria de Cálculo de Límites de Retiro.

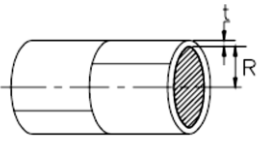


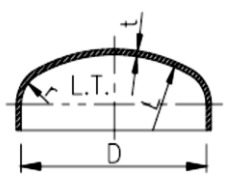
CALCULO DEL LIMITE DE RETIRO DEL ENVOLVENTE		
TAG DEL EQUIPO	4F	
TEMP OP (°F)	135	 $t = \frac{PR}{SE - 0.6P}$ $P = \frac{SE t}{R + 0.6t}$
TEMP DIS (°F)	160	
PRES OP (PSI)	160	
PRES DIS (PSI)	180	
MATERIAL	SA-516 70	
C.A. (in)	0.125	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;"> LIMITE DE RETIRO (in) 0.745 </div>
ESFUERZO (S)	17500	
EFICIENCIA (E)	1	
DIAMETRO INT (in)	144	

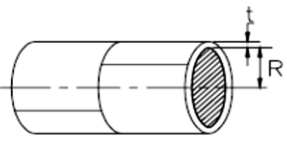
CALCULO DEL LIMITE DE RETIRO DE CASQUETE ELIPSOIDAL		
TAG DEL EQUIPO	4F	
TEMP OP (°F)	135	 $t = \frac{PD}{2SE - 0.2P}$ $P = \frac{2SE t}{D + 0.2t}$
TEMP DIS (°F)	160	
PRES OP (PSI)	160	
PRES DIS (PSI)	180	
MATERIAL	SA-516 70	
C.A. (in)	0.125	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;"> LIMITE DE RETIRO (in) 0.741 </div>
ESFUERZO (S)	17500	
EFICIENCIA (E)	1	
DIAMETRO INT (in)	144	

CALCULO DEL LIMITE DE RETIRO DEL ENVOLVENTE		
TAG DEL EQUIPO	GV-1	
TEMP OP (°F)	135	 $t = \frac{PR}{SE - 0.6P}$ $P = \frac{SE t}{R + 0.6t}$
TEMP DIS (°F)	250	
PRES OP (PSI)	135	
PRES DIS (PSI)	250	
MATERIAL	SA-516 70	
C.A. (in)	0.125	<div style="text-align: center;">CUERPO CILINDRICO</div> <div style="text-align: right; border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;"> LIMITE DE RETIRO (in) 0.865 </div>
ESFUERZO (S)	17500	
EFICIENCIA (E)	1	
DIAMETRO INT (in)	120	

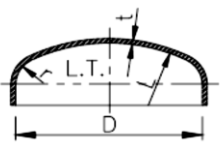
CALCULO DEL LIMITE DE RETIRO DE CASQUETE ELIPSOIDAL		
TAG DEL EQUIPO	GV-1	
TEMP OP (°F)	135	 $t = \frac{PD}{2SE - 0.2P}$ $P = \frac{2SE t}{D + 0.2t}$
TEMP DIS (°F)	160	
PRES OP (PSI)	160	
PRES DIS (PSI)	250	
MATERIAL	SA-515 70	
C.A. (in)	0.118	<div style="text-align: center;">TAPA SEMIELIPTICA 2:1</div> <div style="text-align: right; border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;"> LIMITE DE RETIRO (in) 0.858 </div>
ESFUERZO (S)	17500	
EFICIENCIA (E)	1	
DIAMETRO INT (in)	120	

CALCULO DEL LIMITE DE RETIRO DEL ENVOLVENTE		
TAG DEL EQUIPO	5F	
TEMP OP (°F)	136.4	 $t = \frac{PR}{SE - 0.6P}$ $P = \frac{SE t}{R + 0.6t}$
TEMP DIS (°F)	163	
PRES OP (PSI)	160	
PRES DIS (PSI)	165	
MATERIAL	SA-516 70	
C.A. (in)	0.125	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;"> LIMITE DE RETIRO (in) 0.409 </div>
ESFUERZO (S)	17200	
EFICIENCIA (E)	0.85	
DIAMETRO INT (in)	72	

CALCULO DEL LIMITE DE RETIRO DE CASQUETE ELIPSOIDAL		
TAG DEL EQUIPO	5F	
TEMP OP (°F)	135	 $t = \frac{PD}{2SE - 0.2P}$ $P = \frac{2SE t}{D + 0.2t}$
TEMP DIS (°F)	160	
PRES OP (PSI)	160	
PRES DIS (PSI)	180	
MATERIAL	SA-516 70	
C.A. (in)	0.125	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;"> LIMITE DE RETIRO (in) 0.741 </div>
ESFUERZO (S)	17500	
EFICIENCIA (E)	1	
DIAMETRO INT (in)	144	

CALCULO DEL LIMITE DE RETIRO DEL ENVOLVENTE		
TAG DEL EQUIPO	GV-6	
TEMP OP (°F)	135	 $t = \frac{PR}{SE - 0.6P}$ $P = \frac{SE t}{R + 0.6t}$
TEMP DIS (°F)	250	
PRES OP (PSI)	160	
PRES DIS (PSI)	200	
MATERIAL	SA-515 70	
C.A. (in)	0.118	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;"> LIMITE DE RETIRO (in) 0.587 </div>
ESFUERZO (S)	17500	
EFICIENCIA (E)	1	
DIÁMETRO INT (in)	102	

CUERPO CILINDRICO

CALCULO DEL LIMITE DE RETIRO DE CASQUETE ELIPSOIDAL		
TAG DEL EQUIPO	GV-6	
TEMP OP (°F)	135	 $t = \frac{PD}{2SE - 0.2P}$ $P = \frac{2SE t}{D + 0.2t}$
TEMP DIS (°F)	250	
PRES OP (PSI)	160	
PRES DIS (PSI)	200	
MATERIAL	SA-515 70	
C.A. (in)	0.118	<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; display: inline-block;"> LIMITE DE RETIRO (in) 0.584 </div>
ESFUERZO (S)	17500	
EFICIENCIA (E)	1	
DIAMETRO INT (in)	102	

TAPA SEMIELIPTICA 2:1



ANEXO II. Diagramas de Medición de espesores.



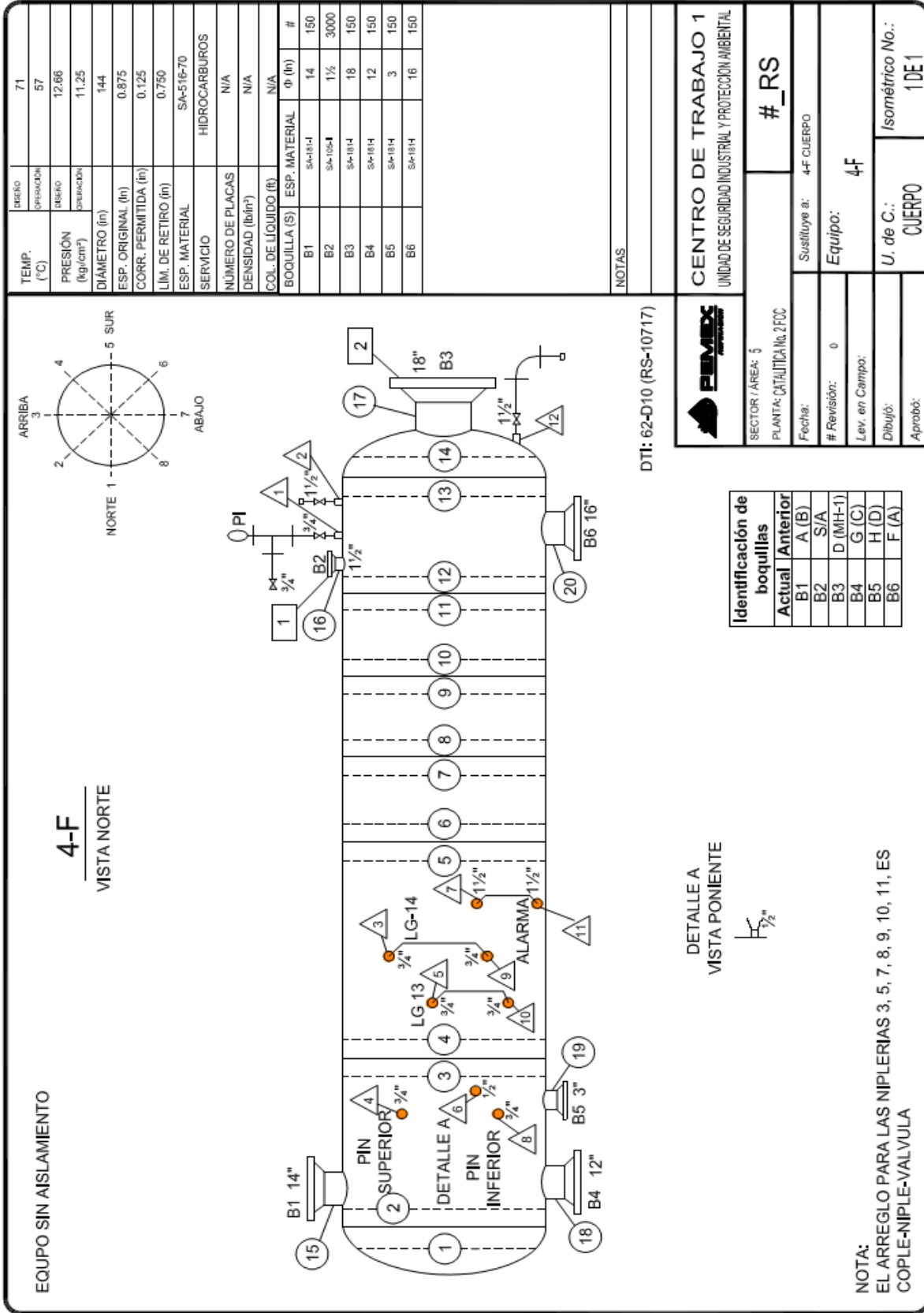
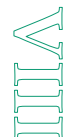


Figura 12. DME del Tanque Separador de Alta Presión del Centro de Trabajo 1



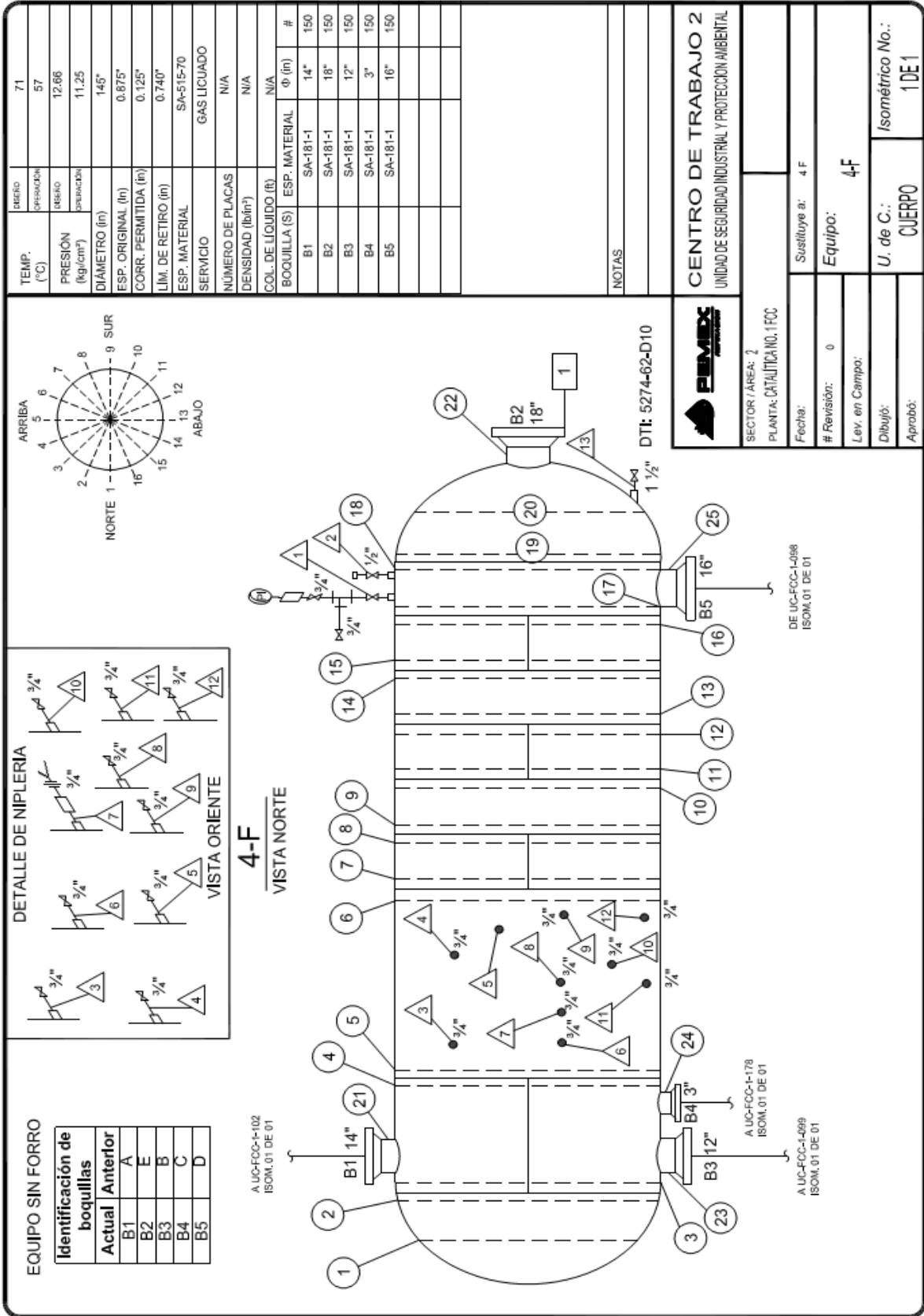


Figura 13. DME de Tanque Separador Alta Presión del Centro de Trabajo 2.



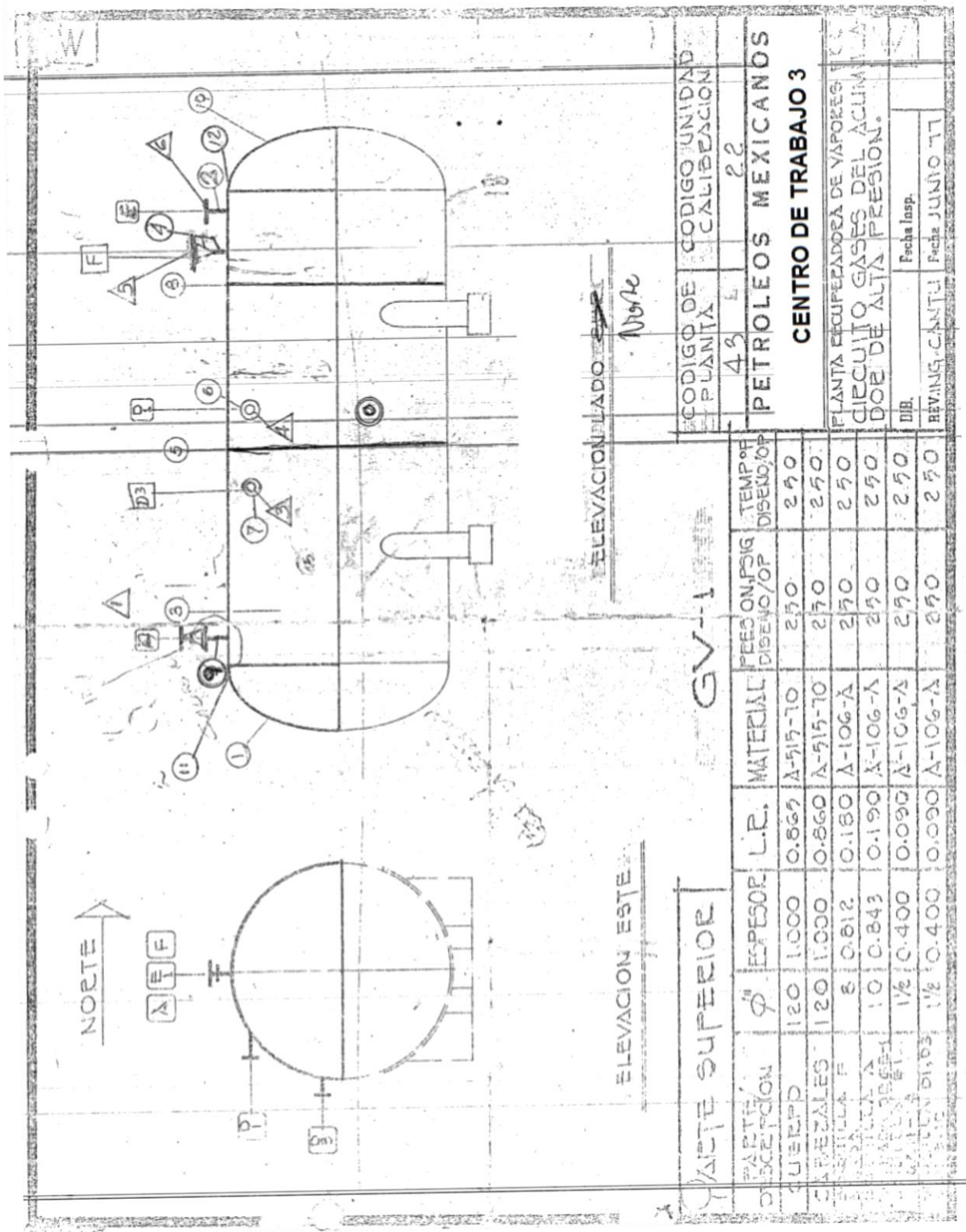


Figura 14. DME de Tanque Separador Alta Presión (Sección Superior) del C.T. 3.



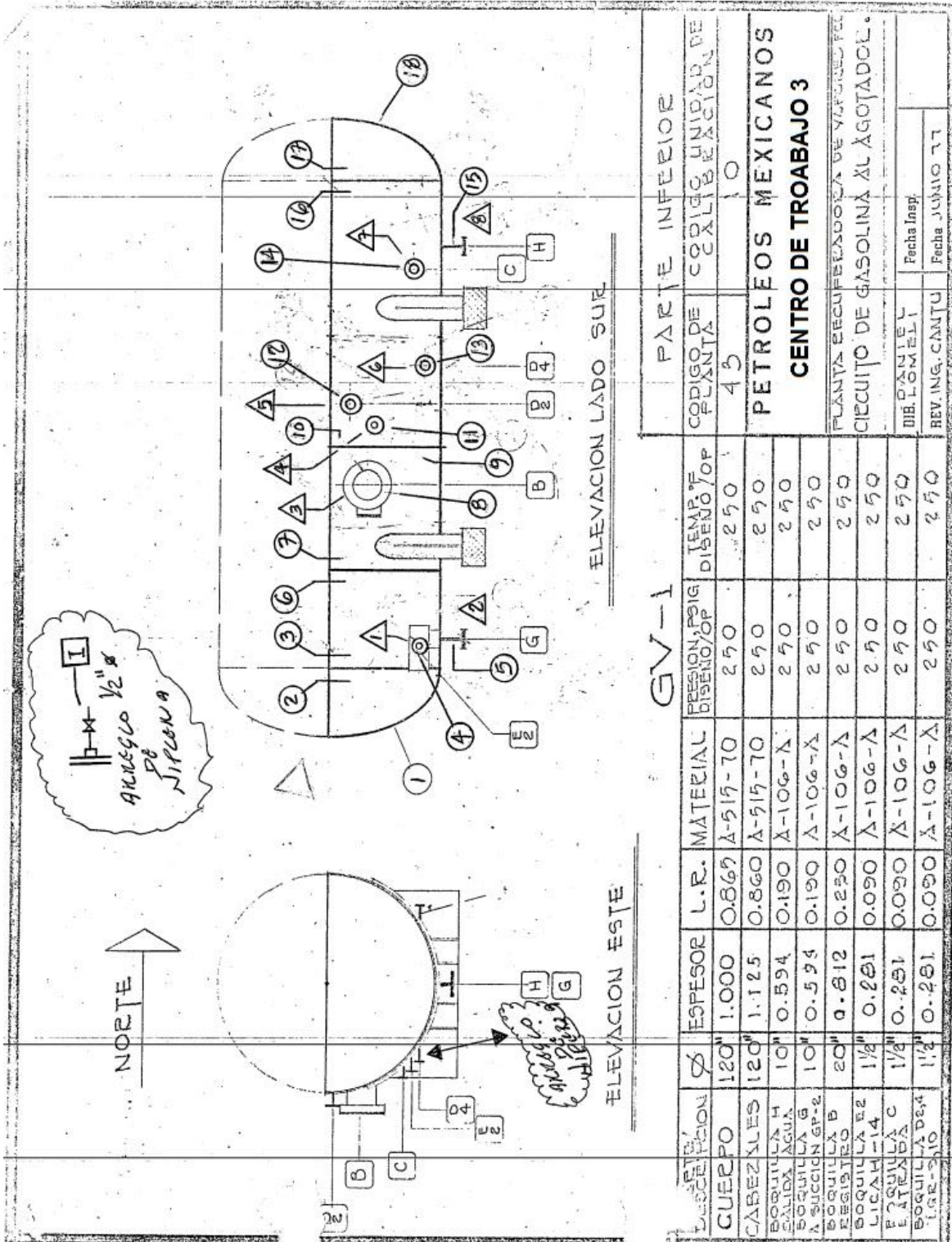


Figura 15. DME de Tanque Separador Alta Presión (Sección Inferior) del C.T. 3.



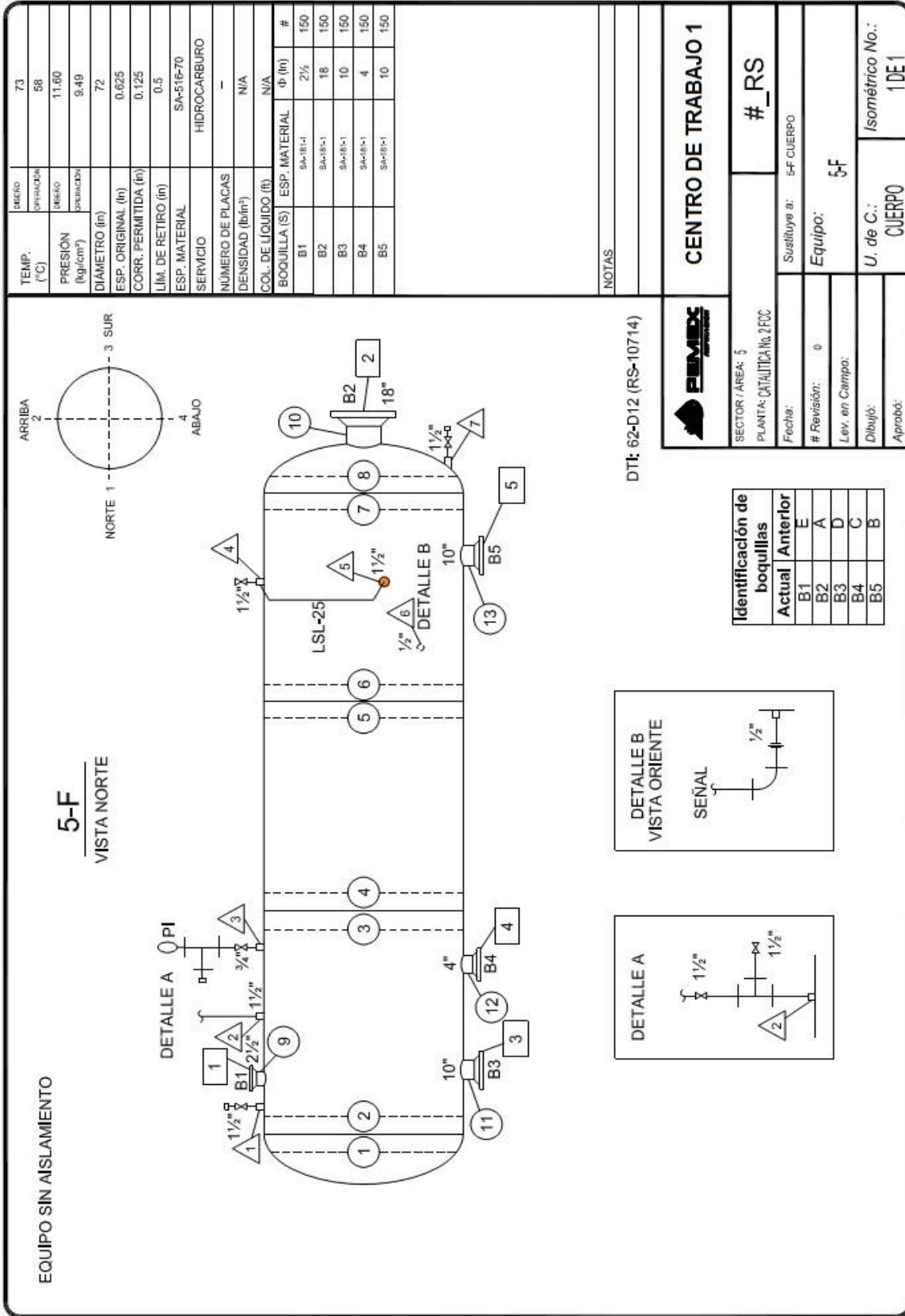


Figura 16. DME de Tanque de Recirculación a Debutanizadora del Centro de Trabajo 1.



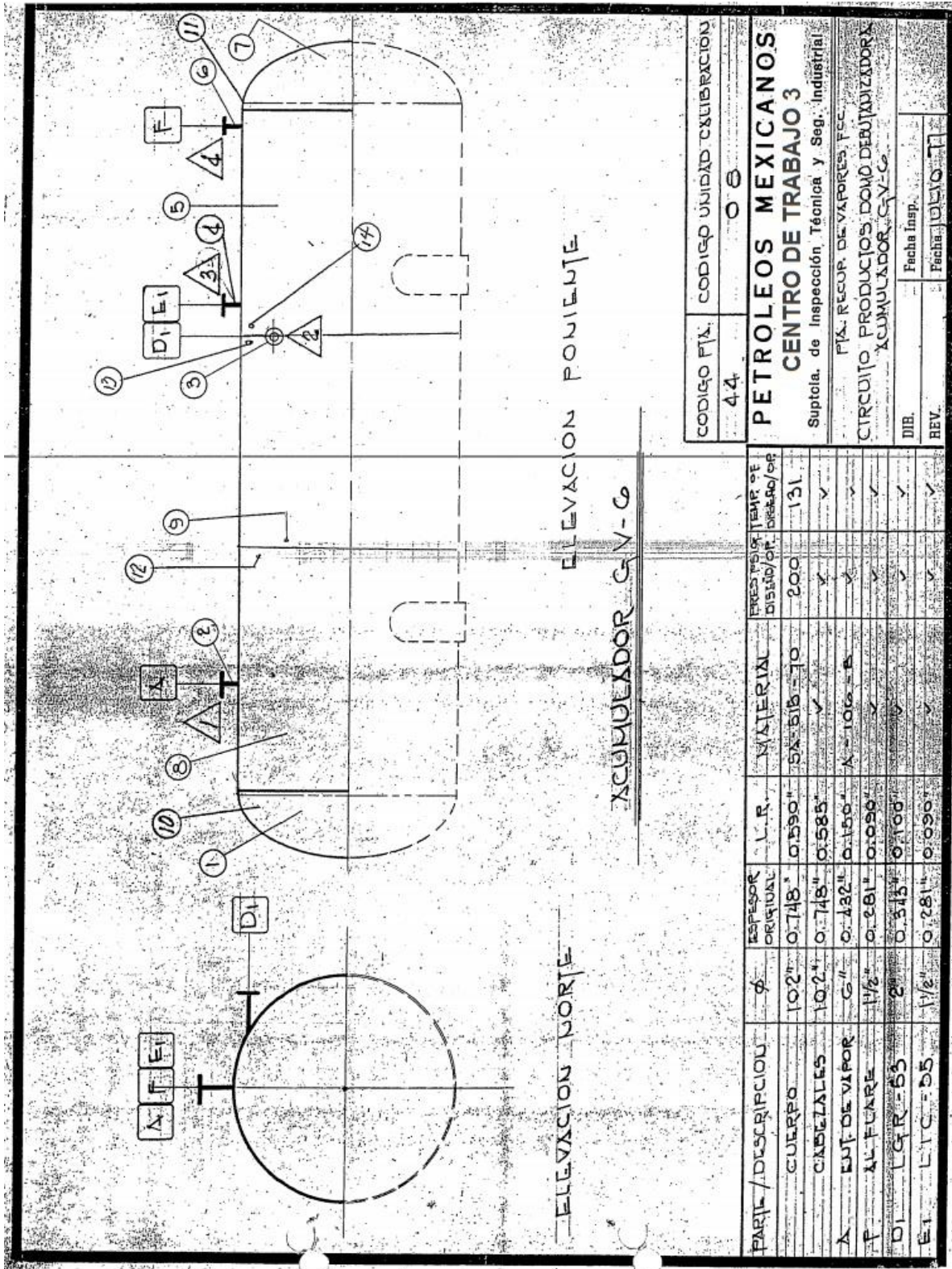


Figura 18. DME de Tanque de Recirculación a Debutanizadora (Sec. Superior) del C.T. 3.



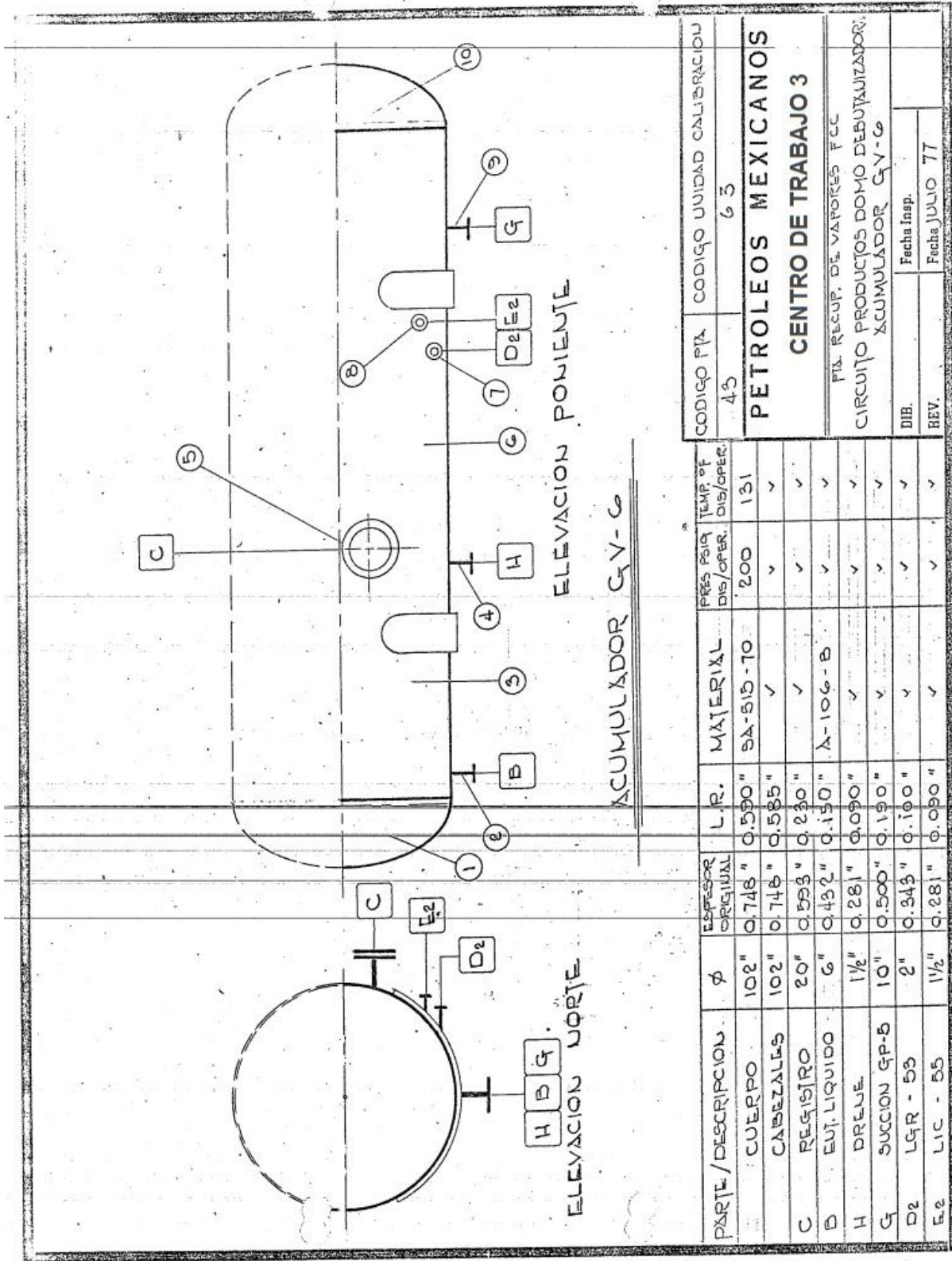


Figura 19. DME de Tanque de Recirculación a Debutanizadora (Sec. Inferior) del C.T. 3.

AX

