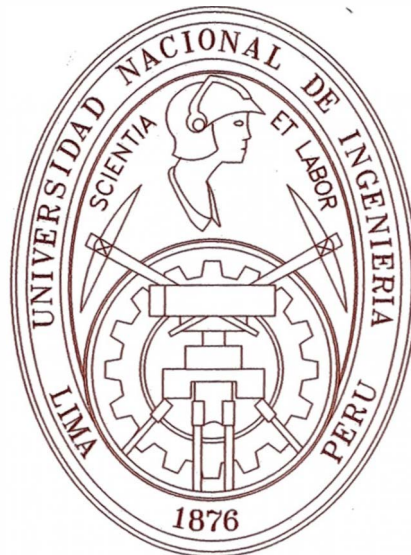


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



**METODOLOGIA DE INSPECCION DE TUBERIAS EN
SERVICIO PARA REFINERIAS DE PETROLEO**

INFORME DE SUFICIENCIA

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECANICO**

RUZBERT CREVANI RISCO ALVARADO

PROMOCION 2005-II

LIMA-PERU

2009

INDICE

	<u>Página</u>
PROLOGO	1
CAPITULO 1	2
INTRODUCCION.....	2
1. Antecedentes.....	2
2. Problemática en la inspección de tuberías	2
3. Intención de la metodología de inspección de tuberías	3
4. Objetivo.....	4
CAPITULO 2	6
CONCEPTOS BASICOS	6
1. Conceptos referentes a refinería de petróleo.	6
1.1. Refinería de petróleo.....	6
1.2. ¿Qué es el petróleo crudo?	8
1.3. Tipos de clasificación de crudos por:.....	11
1.4. Fracción o corte.....	11
1.5. Principales procesos de refinación	18
1.6. Equipos de refinería	37
2. Conceptos referentes a la metodología a desarrollar	49
2.1. Códigos y normas	49
2.2. Permisos de trabajo	54
2.3. Softwares	54
2.4. Tipos de espesores.....	57
2.5. Velocidades de corrosión	58
2.6. Tiempo de vida remanente.....	58
2.7. Inspección al término de la construcción	60
CAPITULO 3	61
PROBLEMÁTICA DE LA INSPECCIÓN DE TUBERÍAS EN SERVICIO.....	61
1. Limitaciones de alcance.....	61
2. Limitaciones por temperatura.....	61
3. Limitaciones en el análisis de resultados	61

	<u>Página</u>
CAPITULO 4.....	62
DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA.....	62
1. Intención.	62
2. Actividades que comprende la inspección de tuberías.	63
2.1. Identificación de la tubería	65
2.2. Requerimiento de facilidades	68
2.3. Permiso de trabajo	68
2.4. Elaboración de isométrico en campo a mano alzada	69
2.5. Inspección visual.....	71
2.6. Identificación de puntos de inspección.....	74
2.7. Medición de espesores	75
2.8. Elaboración de isométricos cad.....	78
2.9. Elaboración de informe	80
2.10. Revisión de informe	81
2.11. Análisis de confiabilidad.....	82
2.12. Definir estado de la tubería.	96
2.13. Ingreso de datos al MAXIMO	99
CONCLUSIONES.....	104
BIBLIOGRAFÍA.....	105
ANEXOS.....	106
ANEXO 1	106
Calibración de patrones para equipos de medición de espesores.....	106
ANEXO 2	109
Procedimiento de medición de espesores.....	109
ANEXO 3	120
Formatos para reportar las inpecciones	120

PROLOGO

En el presente informe desarrollaré una metodología para realizar la inspección de tuberías en servicio para refinerías de petróleo y la forma de análisis de los resultados obtenidos durante las inspecciones.

En el primer capítulo, se plantean los antecedentes que dieron origen a desarrollar una metodología de inspección de tuberías en servicio, también se plantea el objetivo que se persigue y la justificación que sustenta este informe junto a los alcances y limitaciones.

En el segundo capítulo, se desarrollan conceptos básicos referentes a una refinería de petróleo y conceptos de algunos términos a utilizar en el desarrollo de la metodología de inspección de tuberías en servicio para refinerías de petróleo.

En el tercer capítulo, se menciona las limitaciones que existen actualmente en la inspección de tuberías en servicio dentro de las refinerías de petróleo, como son por el alcance de las inspecciones, por condiciones de las tuberías y en un deficiente análisis de los resultados obtenidos en las inspecciones.

En el cuarto capítulo, se desarrolla la metodología de inspección de tuberías en servicio para refinerías de petróleo, tomando como referencia el código de inspección de tuberías API 570; se desarrolla una forma de análisis de los resultados obtenidos de la inspección según el API 570 y otro por el método de análisis de confiabilidad.

CAPITULO 1

INTRODUCCION

1. ANTECEDENTES

Hasta el años 2000 en las refinerías solo se podía efectuar la inspección de tuberías en las plantas que se encontraban paradas con las tuberías fuera de servicio, la tecnología del ultrasonido tenía limitaciones para medir espesores en superficies con temperaturas mayores a 60°C (restricción por temperatura); debido a la gran cantidad de tuberías existentes y el corto tiempo de parada, la inspección se efectuaba a las tuberías principales (5% de todo el universo) tomando como premisa los equipos principales, las inspecciones tenían frecuencias establecidas de acuerdo a buenas prácticas o ciclos objetivos de paradas de las unidades que variaba entre 3 y 5 años; la actividad principal que se realizaba era medir espesores mediante ultrasonido, luego se comparaban los valores medidos con el espesor nominal de acuerdo a las características de la tubería y espesores de retiro establecidos por el inspector; cuando el valor medido se encontraba cercano al límite de retiro o inferiores a éste se recomendaba reemplazar el tramo de tubería afectado.

2. PROBLEMÁTICA EN LA INSPECCIÓN DE TUBERÍAS

En la actualidad en las refinerías se sigue efectuando la inspección a las tuberías principales pero en servicio, también se sigue comparando valores

registrados mediante medición de espesores por ultrasonido respecto al espesor nominal de acuerdo a las características de la tubería y espesores de retiro establecidos por el inspector; cuando el valor registrado se encuentra cercano al límite de retiro o inferiores a este se recomienda reemplazar el tramo de tubería afectado. En algunas ocasiones han fallado las tuberías de servicios auxiliares (agua, red contraincendio y otros) las que se consideran de baja criticidad, luego del fallo de estas tuberías se inspeccionan para evaluar el tramo a reparar, las frecuencias de inspección son establecidas por el inspector de turno. Para las nuevas construcciones de sistemas de tuberías el espesor nominal de fabricación se considera como espesor de línea base antes de entrar en servicio, el análisis de los resultados de la inspección consiste en comparar espesores independiente de las fechas de inspección, Los reportes tiene un formato de acuerdo al inspector que realizó la inspección.

3. INTENCIÓN DE LA METODOLOGÍA DE INSPECCIÓN DE TUBERÍAS

Tomando como premisa las observaciones descritas en la problemática de la inspección de tuberías y de referencia el API 570, Refinería La Pampilla (la mas grande del Perú) en el año 2006 decide implementar un plan de inspección de tuberías integral y secuencial, para lo cual desarrollaré una metodología de inspección de tuberías en servicio, donde definiré las distintas técnicas de inspección de tuberías en servicio, estableceré grados de criticidad de las tuberías según el servicio que prestan y los parámetros de operación, elaboraré procedimientos para las técnicas de inspección y formatos para los reportes de las inspecciones, estableceré la secuencia de actividades para la inspección de tuberías en servicio; desarrollaré una metodología de análisis de resultados

obtenidos de las inspecciones, y asimismo definiré los términos de espesor nominal original, espesor de línea base, espesor perdido y espesor remanente, velocidad de corrosión de corto y largo plazo, tiempo de vida remanente, criterios para establecer la fecha de la próxima inspección.

Siguiendo la metodología de inspección de tuberías en servicio, se puede desarrollar un plan de inspección de tuberías integral y secuencial a todo el universo de tuberías; con el análisis de confiabilidad a las tuberías que desarrollaré en la metodología, podremos otorgarle la confiabilidad requerida a la operación de las plantas en la refinería, como consecuencia de falla de las tuberías por corrosión producto del fluido que transporta o el medio ambiente.

4. OBJETIVO.

El presente informe tiene como finalidad mostrar el desarrollo de la metodología de inspeccionar tuberías en servicio para refinerías de petróleo en general y en forma particular se aplicará en Refinería La Pampilla, en la metodología se establecerá una forma de análisis de resultados para poder otorgarle la confiabilidad requerida a las tuberías según lo establezca la refinería, asimismo mencionaré conceptos básicos referentes a refinerías de petróleo y referente a la metodología que desarrollaré, se definirán las distintas técnicas de inspección de tuberías en servicio, elaboración de procedimientos de inspección, estandarización de formatos para reportes e informes, estableceré las actividades que comprende la inspección de tuberías en servicio; asimismo estableceré una metodología para el análisis de los resultados de las inspecciones utilizando el software Weibull++ donde realizaré el estudio de confiabilidad para una tubería por degradación (desgaste por corrosión), y otra

metodología tomando como referencia el código de inspección de tuberías API 570, por lo que definiré velocidades de corrosión (corto y largo tiempo), vida remanente, frecuencia de próxima inspección y recomendación para reparaciones de darse el caso. Refinería La Pampilla evalúa la implementación del análisis de confiabilidad utilizando el software Weibull++ para los sistemas de tuberías, como parte de la implementación de la inspección basada en riesgo (RBI) que actualmente viene desarrollando.

CAPITULO 2

CONCEPTOS BASICOS

1. CONCEPTOS REFERENTES A REFINERIA DE PETROLEO.

1.1. Refinería de petróleo (ver Fig.2.1.)

Conjunto de procesos desarrollados en equipos (ver Fig.2.2.) tomando como principios las propiedades físicas y químicas del petróleo, y derivados, tanques de almacenamiento y tuberías que actúan coordinadamente para recibir crudo, procesarlo y entregar los productos obtenidos al mercado.



Fig.2.1. Vista aérea de la refinería d PETROX en México.

- a) El proceso de refinación comienza cuando el petróleo crudo llega a la refinería. El crudo llega a la refinería por dos vías: Marítima (ver Fig.2.3.) o Oleoducto.



Fig.2.3 Terminal marítimo de petróleo Bayovar - PIURA.

- b) Productos de refinería:

- Gas Licuado de Petróleo (GLP)
- Solventes
- Gasolinas
- Kerosenes
- Diesel
- Petróleos Combustibles
- Productos Petroquímicos
- Lubricantes
- Asfaltos

1.2. ¿QUÉ ES EL PETRÓLEO CRUDO?

Es una mezcla de compuestos químicos llamados hidrocarburos que tienen distintos puntos de ebullición, que van desde $-44\text{ }^{\circ}\text{F}$ (propano, $-42\text{ }^{\circ}\text{C}$) hasta $1.500\text{ }^{\circ}\text{F}$ ($\sim 820\text{ }^{\circ}\text{C}$) que es el punto de ebullición del asfalto.

Como los hidrocarburos del petróleo son muy numerosos y difíciles de identificar, se agrupan por fracciones o cortes.

a) COMPOSICIÓN QUÍMICA DEL CRUDO % PESO

– Carbono	:	84	-	87
– Hidrógeno	:	11	-	14
– Azufre	:	0	-	5
– Oxígeno	:	0	-	2
– Nitrógeno	:	0	-	1
– Ni, V, Na, Fe, Cr	:	trazas		

b) CONTAMINANTES DEL CRUDO

- Vanadio
- Níquel
- Azufre
- Nitrógeno
- Plomo
- Sal

c) EBULLICIÓN DEL CRUDO

Al ser el petróleo crudo una mezcla de compuestos químicos, cada uno con una temperatura de ebullición distinta, cuando es calentado en un recipiente comienza a hervir a una temperatura que corresponde a la temperatura de ebullición de los compuestos más livianos y volátiles. En la medida que estos compuestos se evaporan (destilan) y salen del recipiente, la temperatura del crudo en el recipiente sube, porque comienzan a hervir los compuestos más pesados. Este comportamiento es similar cuando se calienta cualquier mezcla de hidrocarburos y es la base para su separación o fraccionamiento.

En la figura que se muestra a continuación, puede verse el efecto descrito anteriormente:

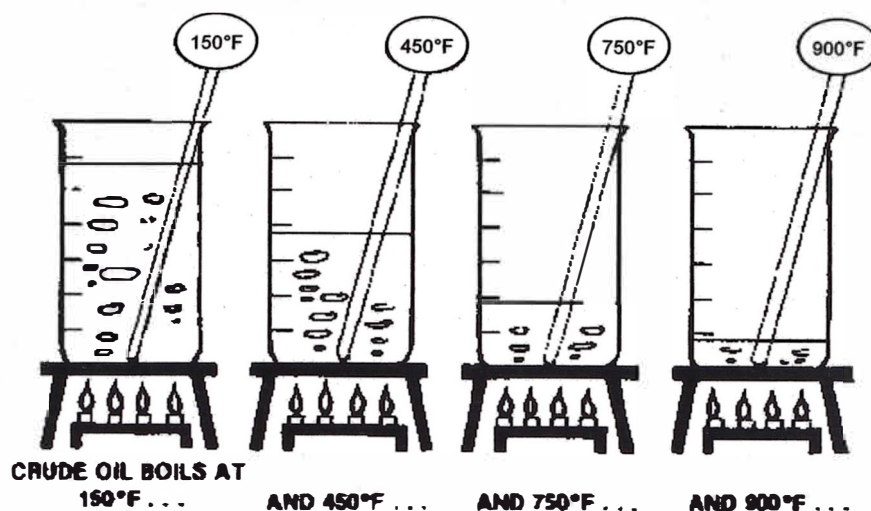


Fig.2.4. Evaporación del crudo a distintas temperaturas.

d) CONDENSACION DEL CRUDO

Los hidrocarburos evaporados pueden ser condensados (transformados en líquidos) en forma selectiva, enfriando los vapores a una determinada temperatura, mediante equipo de enfriamiento. El líquido resultante es una mezcla de hidrocarburos, en equilibrio con el vapor no condensado, a la presión del sistema, que también incluye hidrocarburos livianos. Para purificar el líquido de los hidrocarburos livianos, es necesario someterlo a sucesivas re vaporizaciones y condensaciones en los platos de una torre de destilación.

e) ENSAYO DE PUNTO VERDADERO DE EBULLICION (TBP)

Para determinar los volúmenes de cada fracción o corte de un petróleo crudo y sus propiedades, es necesario efectuar un ensayo TBP, el que consiste en destilar el petróleo crudo en una columna de laboratorio que tiene un número elevado de etapas de fraccionamiento y una alta razón de reflujo, para que de esta manera los hidrocarburos vayan saliendo lo más purificados o fraccionados posible, a continuación se muestran temperaturas de corte TBP.

1.3. TIPOS DE CLASIFICACION DE CRUDOS POR: (ver Tab.2.1.)

Los crudos se pueden clasificar por sus características físicas y químicas.

Tab.2.1. Clasificación de crudos según sus características.

VISCOSIDAD	(%) CONTAMINANTE	COMPUESTOS
- LIVIANOS > 30° API	- BAJO AZUFRE < 0,5% PESO	- PARAFINICOS
- MEDIANOS 20° - 30° API	- MEDIO 0,5 - 1,5 % PESO	- NAFTÉNICOS
- PESADOS < 20° API	- ALTO AZUFRE > 1,5% PESO	- AROMÁTICOS
		- MIXTOS

1.4. FRACCIÓN O CORTE

Una fracción o corte corresponde al conjunto de hidrocarburos que están contenidos entre dos temperaturas de corte TBP.

La fracción o corte, su nombre y su volumen queda entonces definida por el rango de temperaturas TBP.

Todos los productos y subproductos del petróleo son fracciones o cortes.

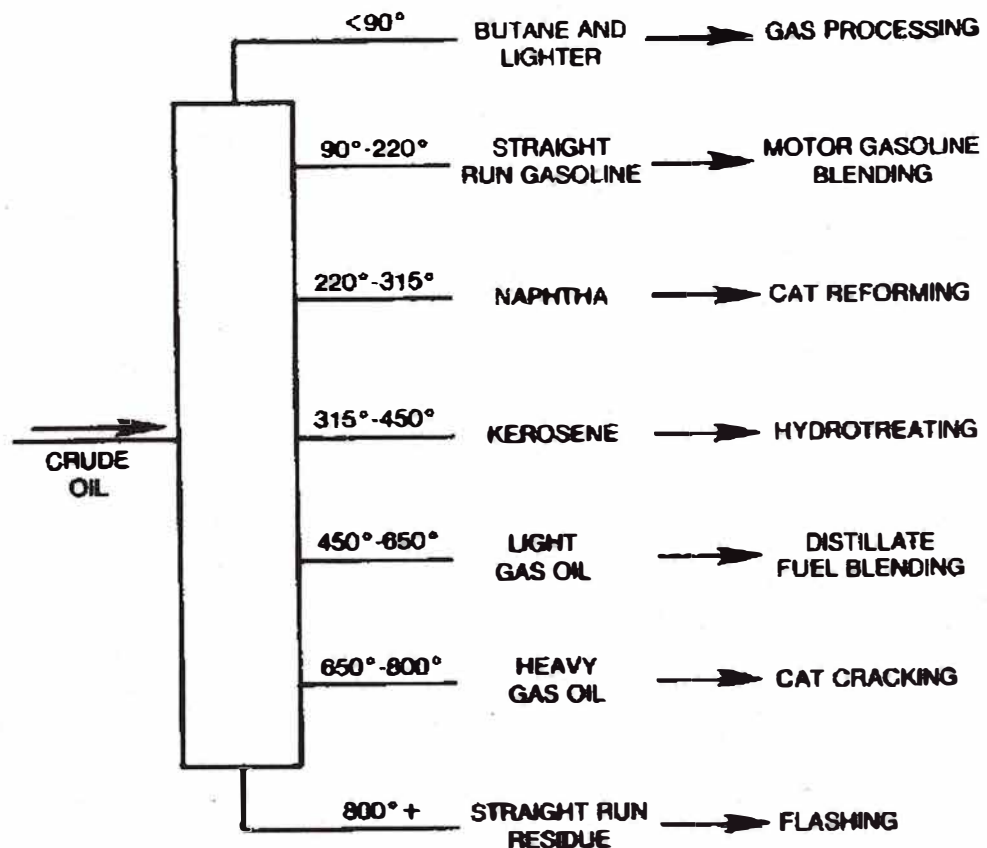


Fig.2.5. Cortes del proceso de destilación.

a) DETERMINACION TEMPERATURAS DE CORTE

Conociendo la temperatura inicial de ebullición (IBP) y la temperatura final de ebullición (FBP) de la volatilidad ASTM especificada para un producto final (ver Tab.2.2.), se pueden estimar mediante correlaciones experimentales, las temperaturas de corte TBP del producto y así determinar el volumen y conocer las propiedades. Si las propiedades no son las requeridas, deben cambiarse las temperaturas de corte TBP.

Tab.2.2. Temperaturas de corte.

	IBP Grados F	IBP Grados C	FBP Grados F	FBP Grados C
Gasolina	NC5		220	104
Swing1 GN	220	104	260	127
Nafta	260	127	300	149
Swing2 N/K	300	149	380	193
Swing3/kerosene	380	193	480	249
Disel	480	249	600	316
Swing4 D/GA	600	316	670	354
Gas oil At	670	354	720	382
Gas Oil Vac	720	382	1050	566
Pitch	1050+	566+		

b) PROPIEDADES FRACCIONES

Cada fracción o corte tiene distintas propiedades (API, azufre, viscosidad, presión de vapor, etc.), las que se miden mediante equipos de laboratorio durante el ensayo TBP o se estiman a partir de algunas propiedades básicas, mediante correlaciones experimentales cuando no se dispone de ellas. Cambiando las temperaturas de corte, cambian las propiedades del corte.

c) RENDIMIENTOS

Volumen de un producto determinado por la aplicación de las temperaturas de corte durante el ensayo TBP.

A continuación en forma gráfica (Fig.2.6.), se muestra los rendimientos para distintos tipos de crudos.

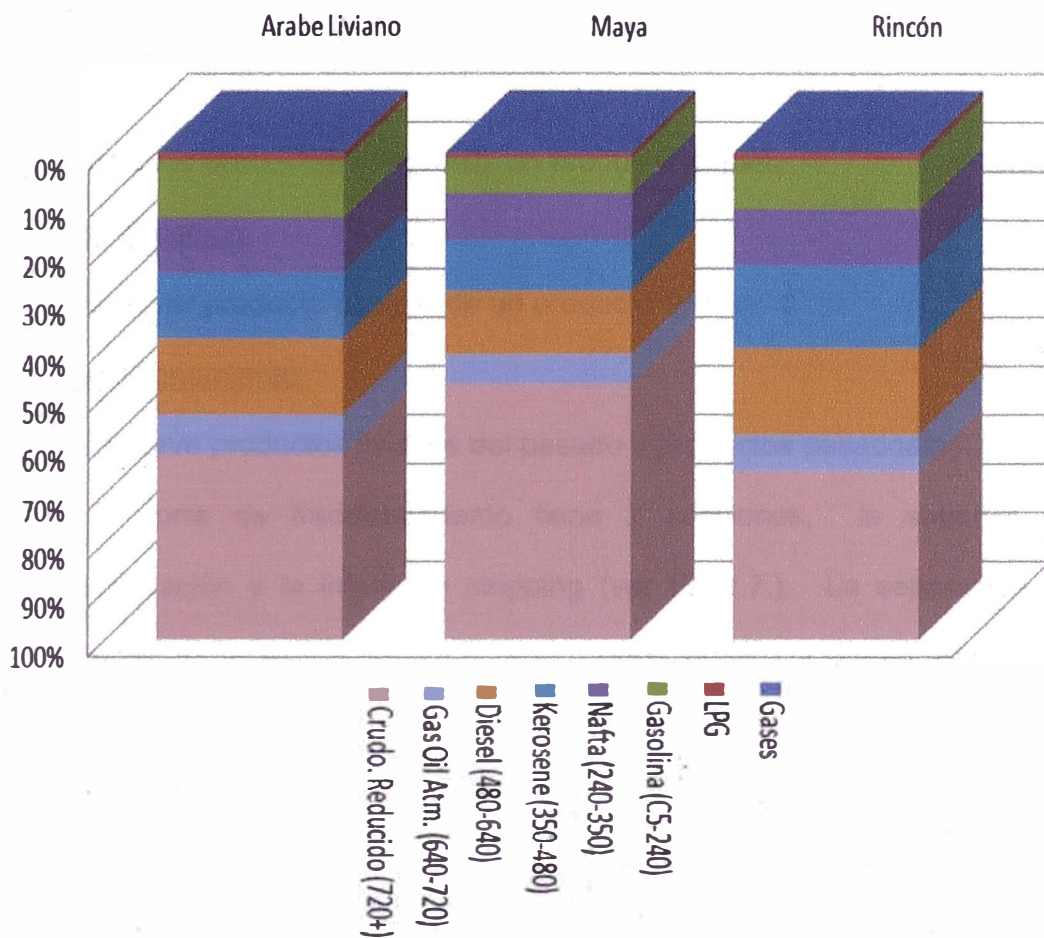


Fig.2.6. Rendimientos de crudos.

d) DESTILACIÓN

La destilación separa compuestos químicos que tengan facilidad para vaporizarse.

La destilación puede clasificarse por la cantidad de componentes a separar:

- Binaria, cuando son dos componentes a separar.

- Multicomponentes, cuando son varios componentes.

Además puede ser clasificada por el flujo de carga que se está destilando:

- Batch, cuando se destila una carga discontinua.
- Continua, cuando la carga se renueva continuamente.

e) TIPOS DE DESTILACIÓN

Stripping:

Remover productos livianos de un producto pesado.

Rectificación:

Remover producto pesado de un producto liviano.

Fraccionamiento:

Remueve productos livianos del pesado y productos pesados del liviano.

Una torre de fraccionamiento tiene 2 secciones, la superior o de rectificación y la inferior o stripping (ver Fig.2.7.). La separación entre ambas zonas está dada por el punto donde ingresa la alimentación.

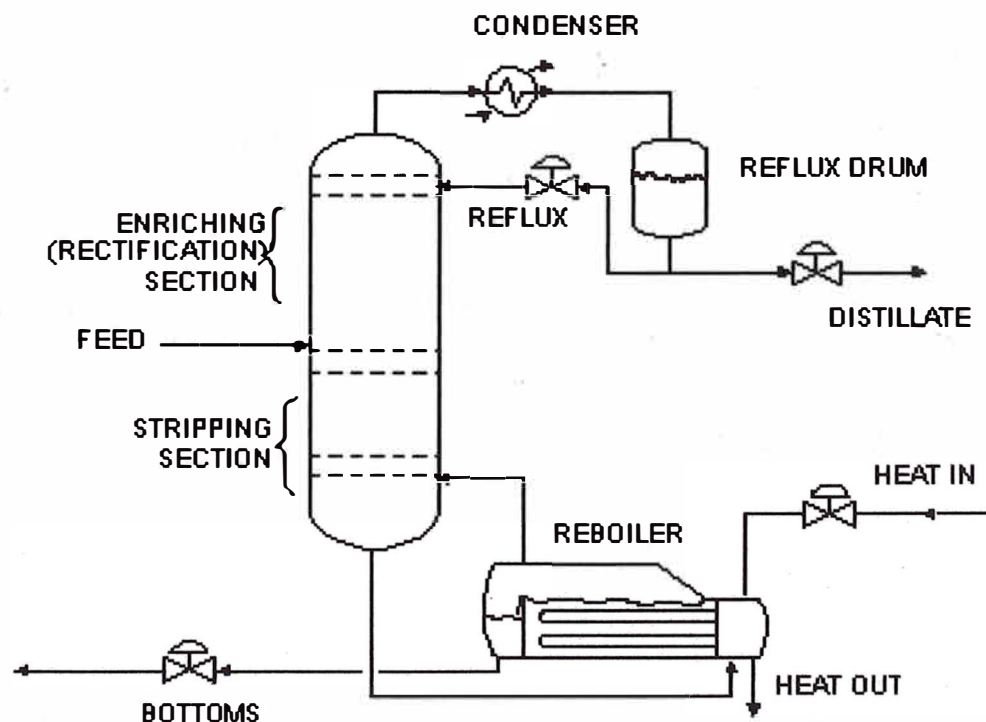


Fig.2.7. Torre de destilación.

f) FRACCIONAMIENTO

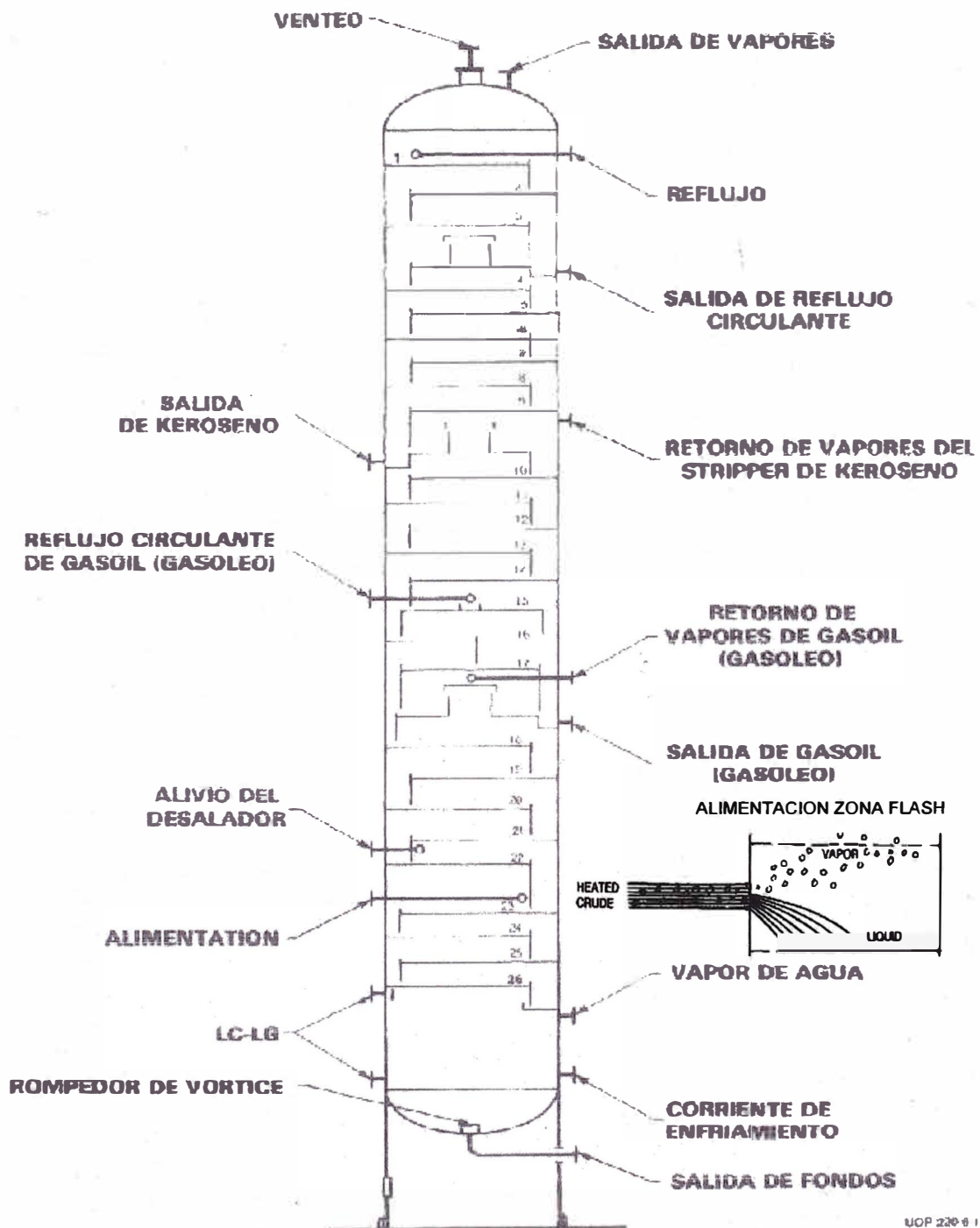
El fraccionamiento o separación en una torre de destilación (ver Fig.2.8.A.) se produce como consecuencia del enfriamiento y condensación de los vapores que ascienden por la torre, mediante el contacto con un flujo de líquido frío, llamado reflujo, el que se agrega externamente en el tope de la torre y que la recorre en sentido contrario a los vapores (ver Fig.2.8.B.). El reflujo de tope es parte del mismo producto de tope de la torre, el que ha sido condensado con agua de refrigeración o aire. El reflujo se va calentando a medida que va bajando por la torre, condensando los hidrocarburos que tienen mayor temperatura de ebullición y dejando pasar aquellos con menor temperatura de ebullición, los cuales son condensados más arriba. Hidrocarburos livianos, atrapados por el reflujo, se revaporizan a medida que este se calienta.

La composición de los vapores que suben se va haciendo más rica en componentes más livianos, mientras el líquido se va enriqueciendo en los componentes más pesados. Así es posible fraccionar los distintos productos del petróleo crudo y extraerlos a distintas alturas de la torre.

El contacto íntimo entre los vapores que ascienden y el reflujo que baja, es necesario para enfriar y condensar los vapores, se produce en dispositivos internos de la torre llamados bandejas (ver Fig.2.8.C.) o en lechos (ver Fig.2.8.D.). Las bandejas están constituidas por planchas horizontales circulares, instaladas a cada 50 centímetros; los lechos son rellenos metálicos que se configuran con un mayor espaciamiento que las bandejas por su tamaño.

Las bandejas tienen orificios y dispositivos para la distribución de los

vapores que ascienden y elementos que reparten uniformemente el líquido que cae sobre ella desde la bandeja superior, los lechos tienen una configuración de lámina metálicas de espesores muy delgados que simulan una configuración de malla superpuestas, que permiten un mayor contacto entre los vapores ascendentes y los líquidos que bajan.



UOP 220 0 1

Fig.2.8.A. Fraccionadora de crudo.

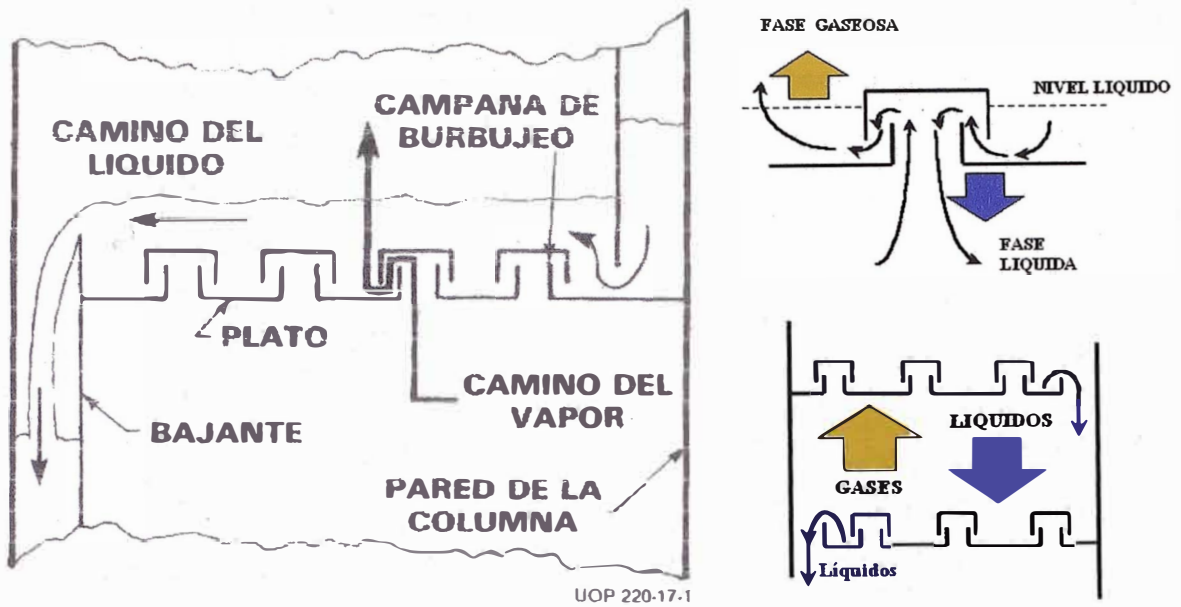


Fig.2.8.B. Contacto de los líquidos que bajan y los vapores que suben.

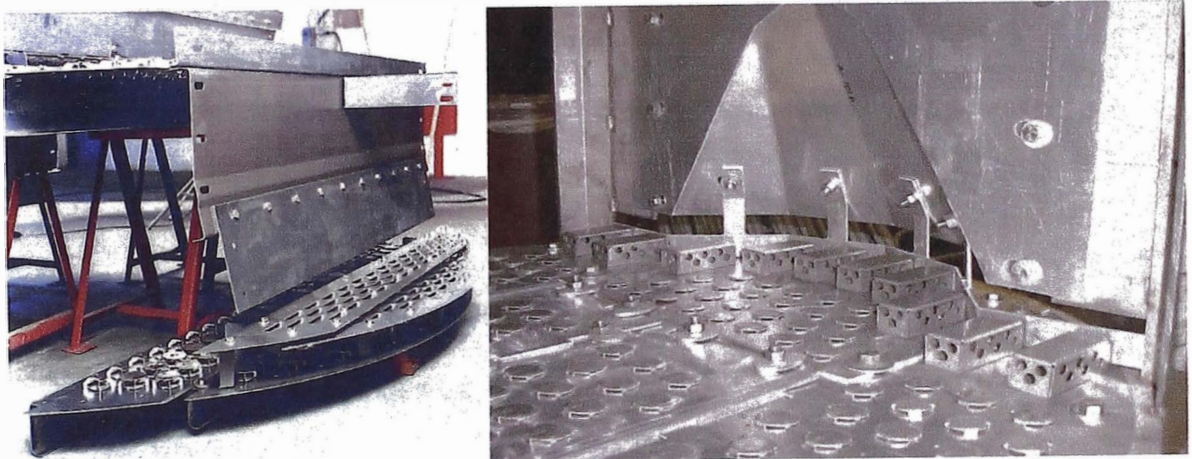


Fig.2.8.C. Platos de burbujeo para columnas de destilación.

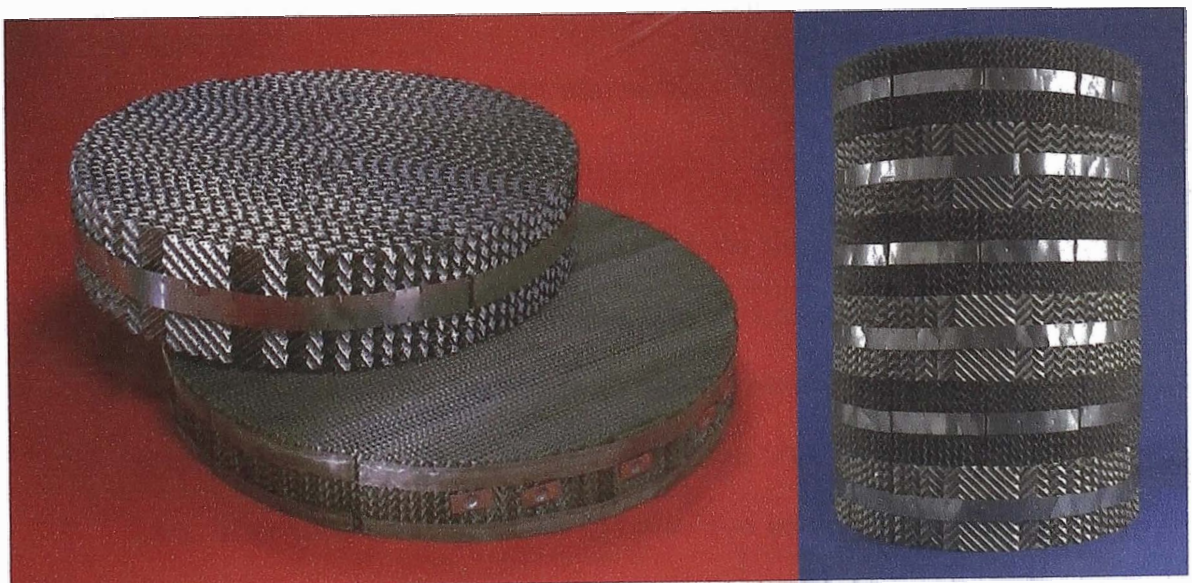


Fig.2.8.D. Relleno para lecho en columna de destilación.

g) TIPOS DE PROCESOS

- Separación Física, la más simple se puede observar en Fig.2.9.
- Conversión
- Tratamientos
- Blendings

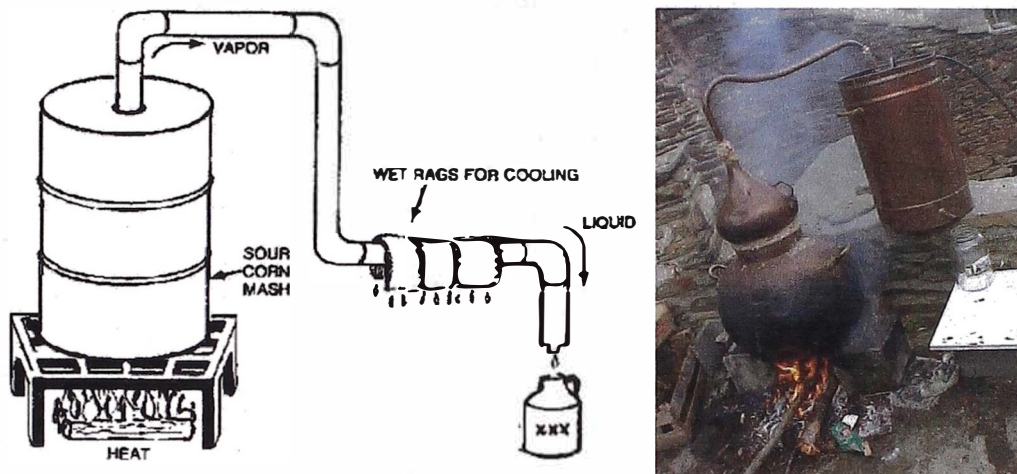


Fig.2.9. Antigua refinera, la forma más simplificada de la destilación.

1.5. PRINCIPALES PROCESOS DE REFINACIÓN

- a) Topping (destilación atmosférica)
- b) Vacío
- c) Reformación Catalítica
- d) Cracking Catalítico
- e) Hidrocracking
- f) Coking
- g) Hidrodesulfurización / Hidrotratamiento

a) DESTILACIÓN ATMOSFÉRICA

En la torre atmosférica se separan a través de la destilación los productos a distintas alturas de ella (ver Fig.2.12.). Los más volátiles salen por la parte más alta de la torre, que tiene una menor temperatura; los menos volátiles, por el medio de la torre que tiene una mayor temperatura que el tope, quedando en el fondo de la torre, que tiene la mayor temperatura de ésta (ver Fig.2.10.), un residuo líquido negro denominado crudo reducido.

Los productos separados, cuando están bien fraccionados, son transparentes (y no coloreados o negros), con excepción del crudo reducido y del gas oíl atmosférico.

Los productos de la destilación atmosférica (ver Fig.2.11.) son: gases (Fuel Gas), gas licuado, gasolinas de topping, naftas, kerosenes domésticos y de aviación, diesel, un producto denominado gas oíl atmosférico y crudo reducido. Los productos finales kerosenes y diesel, se envían a estanque final una vez que se ajusta su punto de inflamación, eliminándoles los volátiles que quedaron incorporados en ellos ya que el fraccionamiento no es perfecto; Las gasolinas de topping y naftas son componentes que se usan en mezclas para producir gasolinas finales y/o como carga a otras plantas como Etileno, Isomerización y Reformación.

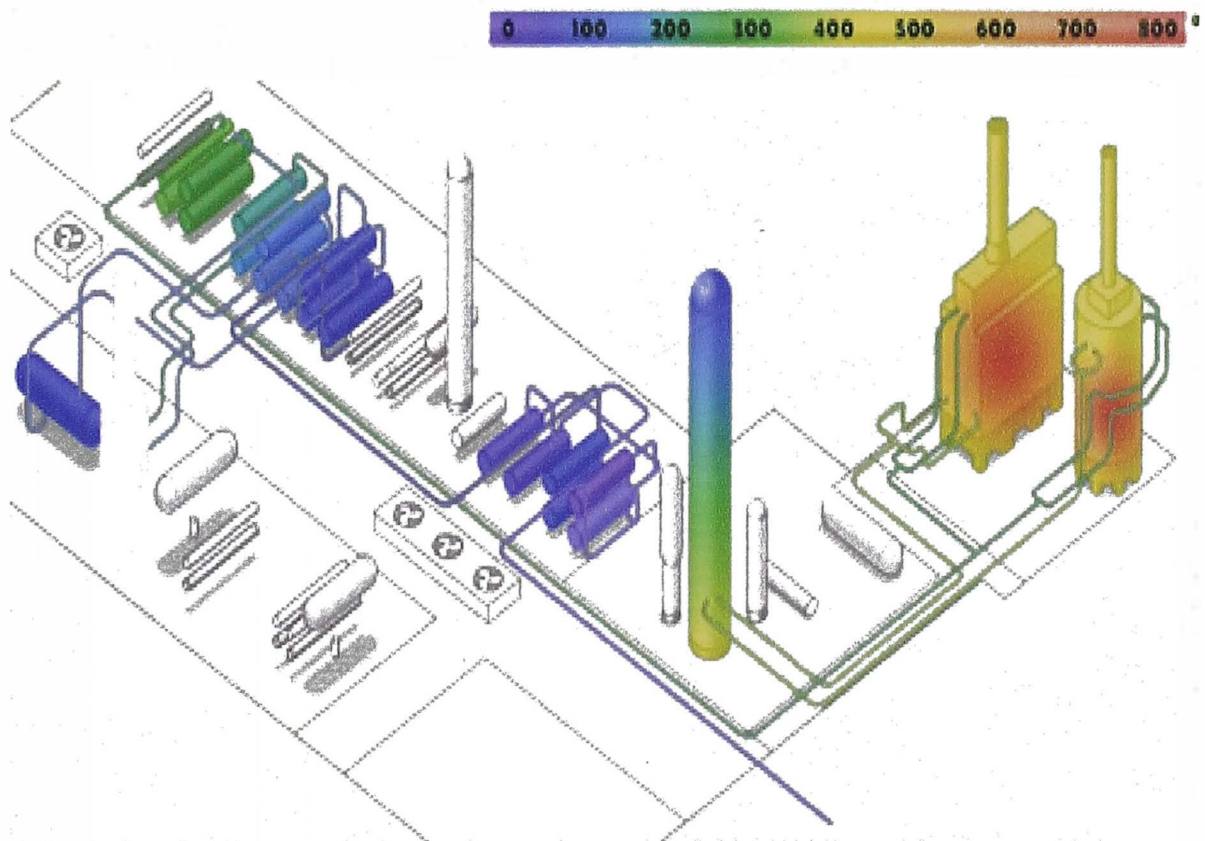
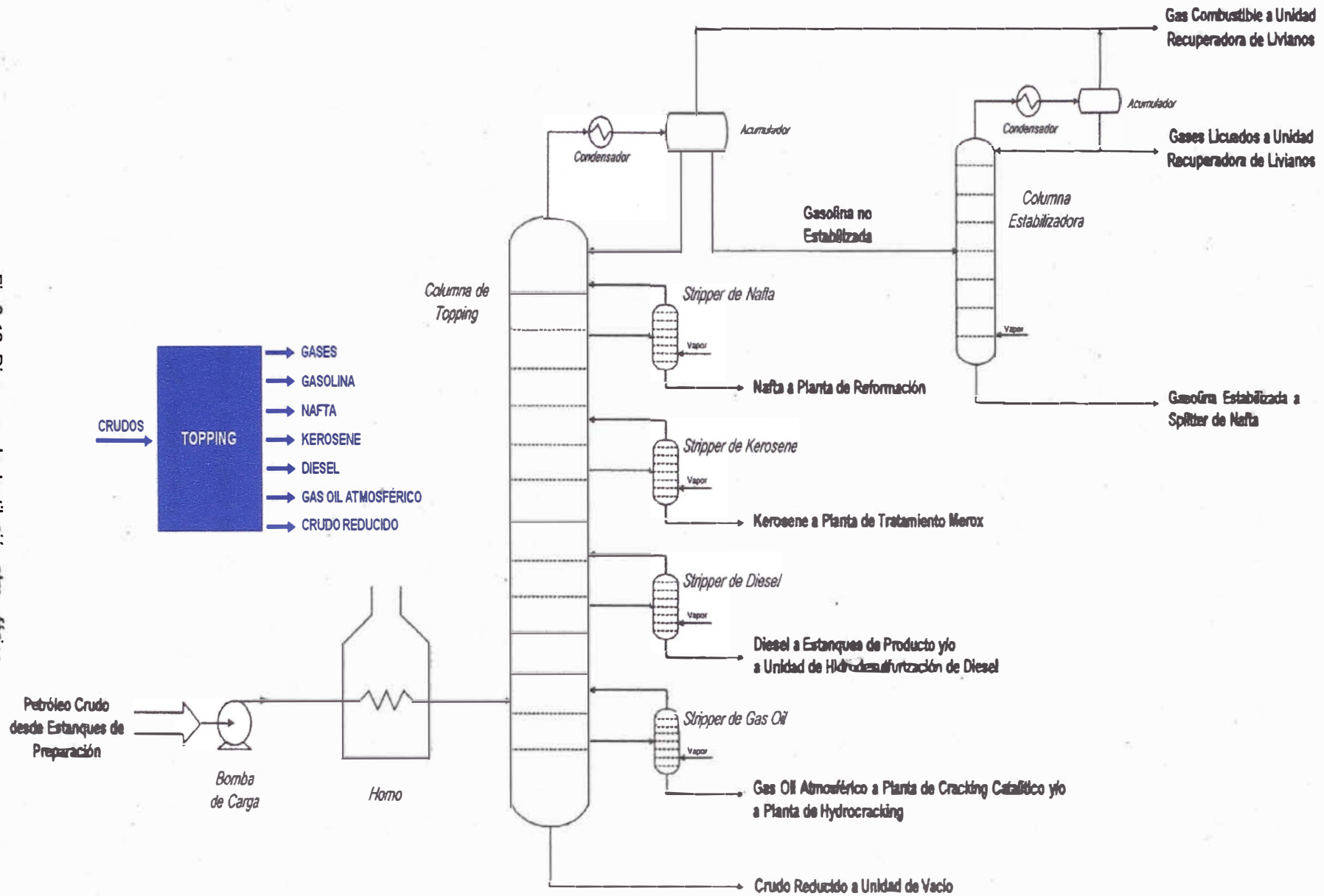


Fig.2.10. Calentamiento crudo en la destilación, temperaturas en °C.

Fig. 2. 12. Diagrama de destilación atmosférica.



b) DESTILACIÓN AL VACIO

Como el crudo reducido aún contiene hidrocarburos valiosos que pueden recuperarse para ser utilizados en otras unidades, se le somete a una segunda destilación o separación en la planta de vacío, donde se recupera el gas oil de vacío.

El fraccionamiento del crudo reducido se realiza calentando el crudo reducido en un horno y enviándolo después a una torre de vacío (ver Fig.2.13.), en que toda la unidad opera a presión reducida o vacío (es decir, presión menor que la atmosférica). El uso de vacío permite operar con temperaturas más bajas para vaporizar parcialmente el crudo reducido y no destruirlo por cracking térmico.

El producto que queda después de retirar el gas oil de vacío se llama pitch de vacío, que se usa en la preparación de asfaltos, petróleos combustibles, carga para coquización retardada y desasfaltado. El pitch de vacío es muy viscoso (resistente al movimiento) y sólido a temperatura ambiente.

El gas oil de vacío se separa en dos fracciones para optimizar el precalentamiento del crudo, que son el gas oil liviano y el gas oil pesado.

El gas oil liviano y pesado de vacío obtenidos en esta separación son productos intermedios que se utilizan como materia prima en unidades de conversión, como cracking catalítico o hidrocracking, permitiendo producir gasolinas de alto octanaje o diesel de muy buena calidad.

El pitch de vacío, después de pasar por la planta de viscorreducción, se diluye con petróleo diesel, kerosene u otro solvente apropiado para ajustar su viscosidad a la de los diferentes petróleos combustibles que produce la refinería.

El pitch de vacío puede ser usado como asfalto cuando contiene una

cantidad de gas oil de vacío incluida, que le da una consistencia más blanda y ciertas características especiales que son propias de ciertos crudos utilizados y que son necesarias para el uso en pavimentos. No todos los pitch sirven para producir asfaltos, porque no tienen asfaltenos.

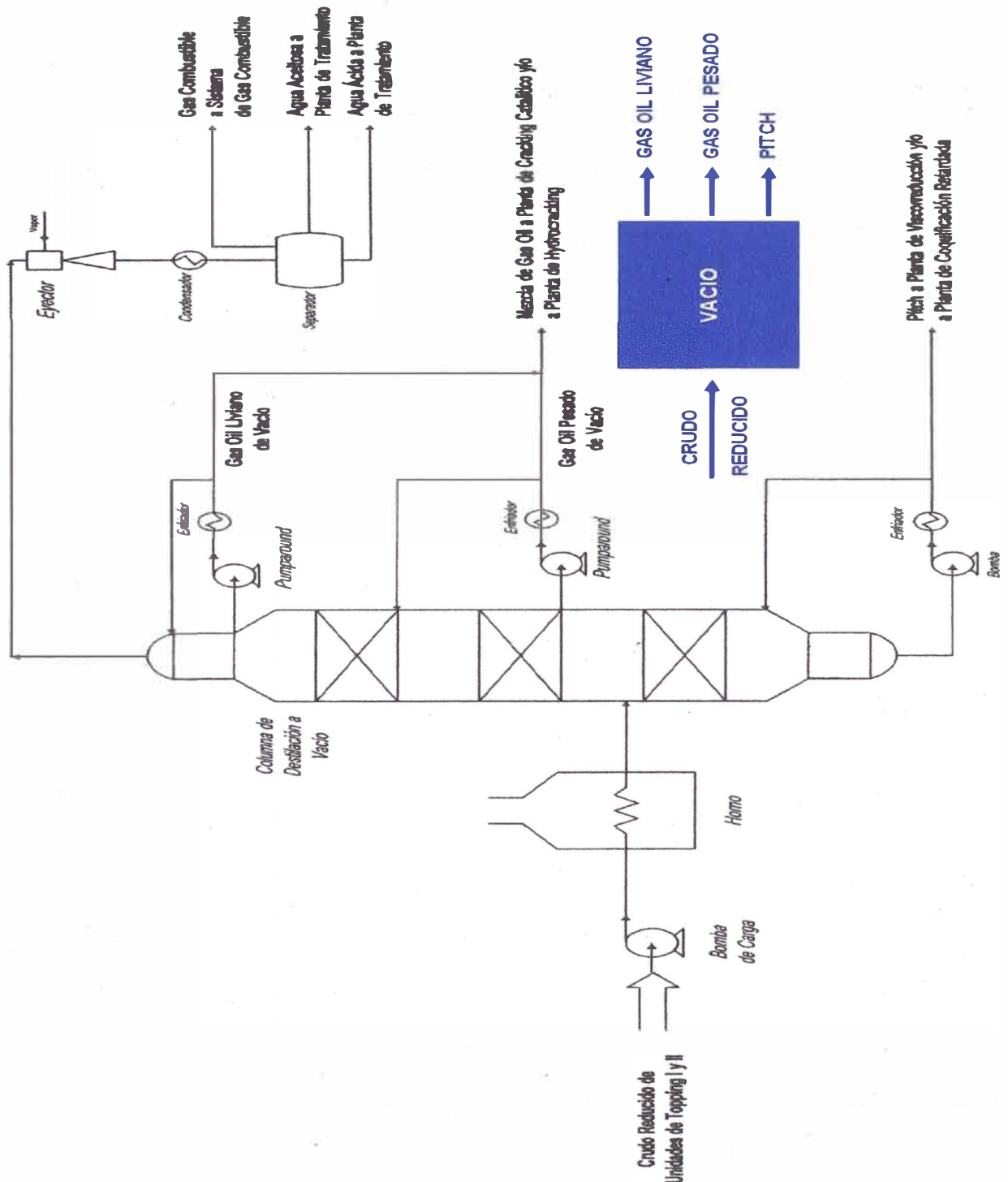


Fig.2.13. Diagrama de destilación al vacío.



Fig.2.15. Unidades de destilación atmosférica y a vacío

c) REFORMACIÓN CATALÍTICA

La nafta de topping, nafta de hidrocracking y la nafta de coque, son productos de bajo octanaje, que se envían a la planta de reformación para ser transformadas en reformato, que es un componente de gasolina sin plomo de alto octanaje. La planta de reformación, además, produce hidrógeno, gases (Fuel Gas) y gas licuado. Una planta de reformación moderna produce un rendimiento de reformato de 85% vol., con un octanaje de 102 Número de octano RESEARCH (NOR).

La carga a la planta de reformación se mezcla con hidrógeno fresco y de reciclo, y es calentada hasta la temperatura de reacción en intercambiadores y en un horno. A continuación se hace reaccionar sobre un catalizador de platino/renio a temperaturas de 480 - 500 °C y una presión de 3,5 a 6 kg/cm². Como la mayoría de las reacciones son endotérmicas, la sección de reacción está constituida por varios reactores

en serie y hornos de recalentamiento para mantener la temperatura deseada. A consecuencia de las reacciones endotérmicas que consumen calor, el efluente de cada reactor se enfría (Ver Fig.2.17.).

El efluente del último reactor es enfriado en intercambiadores hasta condensarlo parcialmente, y es enviado a un separador para retirar el exceso de hidrógeno de los productos líquidos, el que es reciclado al proceso. Enseguida, se envían los productos al fraccionador para recuperar los gases (Fuel Gas), gas licuado (LPG) y reformato o gasolina de Reformación, que es el producto principal de la planta.

El proceso de reformación catalítica necesita de la inyección de un halógeno (hidrocarburo que contiene cloro) para mantener la actividad de la reacción.

La deshidrogenación de compuestos alicíclicos es la principal reacción de reformación catalítica (ver Fig.2.16.) y responsable del aumento de octanaje y de la cantidad de hidrógeno que se produce. El hidrógeno previene la formación de olefinas y minimiza el depósito de coque en el catalizador.

La planta de reformación es la principal productora de aromáticos de una refinería. El reformato tiene una concentración de alrededor de 65% de aromáticos. También aporta el 80% del benceno del pool de gasolinas.

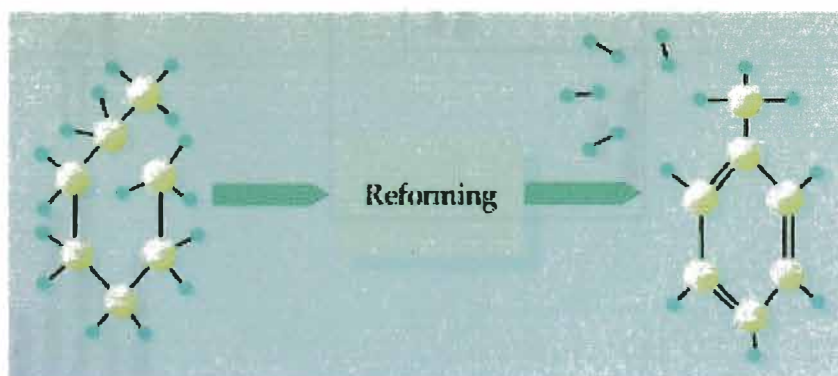


Fig.2.16. Fenómeno que ocurre durante la reformación.



Fig.2.20. Unidad de cracking catalítico.

e) HIDROCRACKING

El gas oíl proveniente de todas las unidades también puede ser enviado a la unidad de hidrocracking, donde se producen: gases (Fuel Gas), nafta de hidrocracking, diesel de alta calidad y muy bajo azufre y un gas oíl no convertido, ya que la conversión que se logra en esta unidad no es completa. La función principal del hidrocrackig es la producción de diesel de alta calidad y bajo azufre. En plantas de hidrocracking (ver Fig.2.23.) de alta severidad y conversión, 85%, por ejemplo, es posible alcanzar rendimientos de 68% de volumen de diesel con índice de cetano 55. El proceso de hidrocracking también puede producir kerosene de aviación.

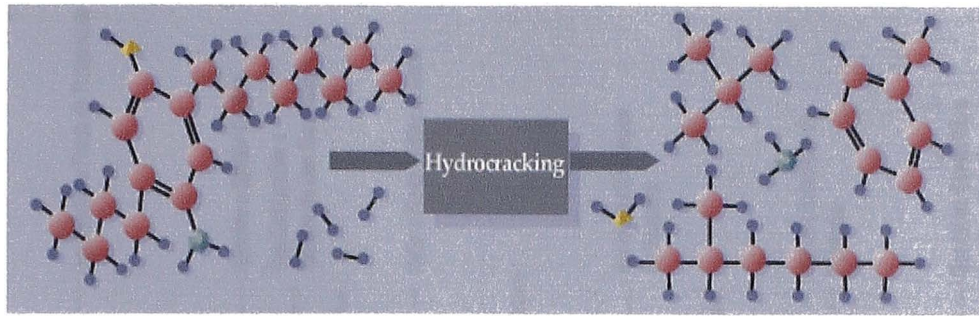


Fig.2.21. Fenómeno que ocurre durante el hidrocracking.

En este proceso (ver Fig.2.22.), la carga junto con el hidrógeno de reciclo e hidrógeno fresco es calentada hasta la temperatura de reacción y hecha reaccionar (ver Fig.2.21.) sobre un catalizador en lecho fijo a una temperatura de 450 a 500 °C y a una presión de 140 a 176 kg/cm². Los gases del hidrocracking se pueden enviar a la planta de hidrógeno. La nafta de hidrocracking se utiliza como carga a Etileno o al splitter de nafta que alimenta a la planta de isomerización. También puede ser alimentada directamente a la reformación, porque contiene una alta cantidad de naftenos. El gas oíl no convertido producido puede ser enviado a la unidad de cracking catalítico, donde sus características de alta parafinicidad y bajo azufre lo hacen muy atractivo para la producción de gasolinas. Otra opción es la producción de bases de lubricantes de alto índice de viscosidad (HVI).

El catalizador de hidrocracking es muy delicado y debe ser protegido de contaminantes como vanadio, níquel y nitrógeno que vienen en la carga, por un catalizador de hidrot ratamiento y demetalizado que lo antecede. El catalizador de hidrocracking debe ser regenerado cada vez que se satura de carbón y de contaminantes, lo que ocurre después de alrededor de 2 años de operación. Para regenerar el catalizador es necesario detener la unidad, sacar éste y enviarlo a una instalación especializada donde es posible restituir sus características en forma controlada.

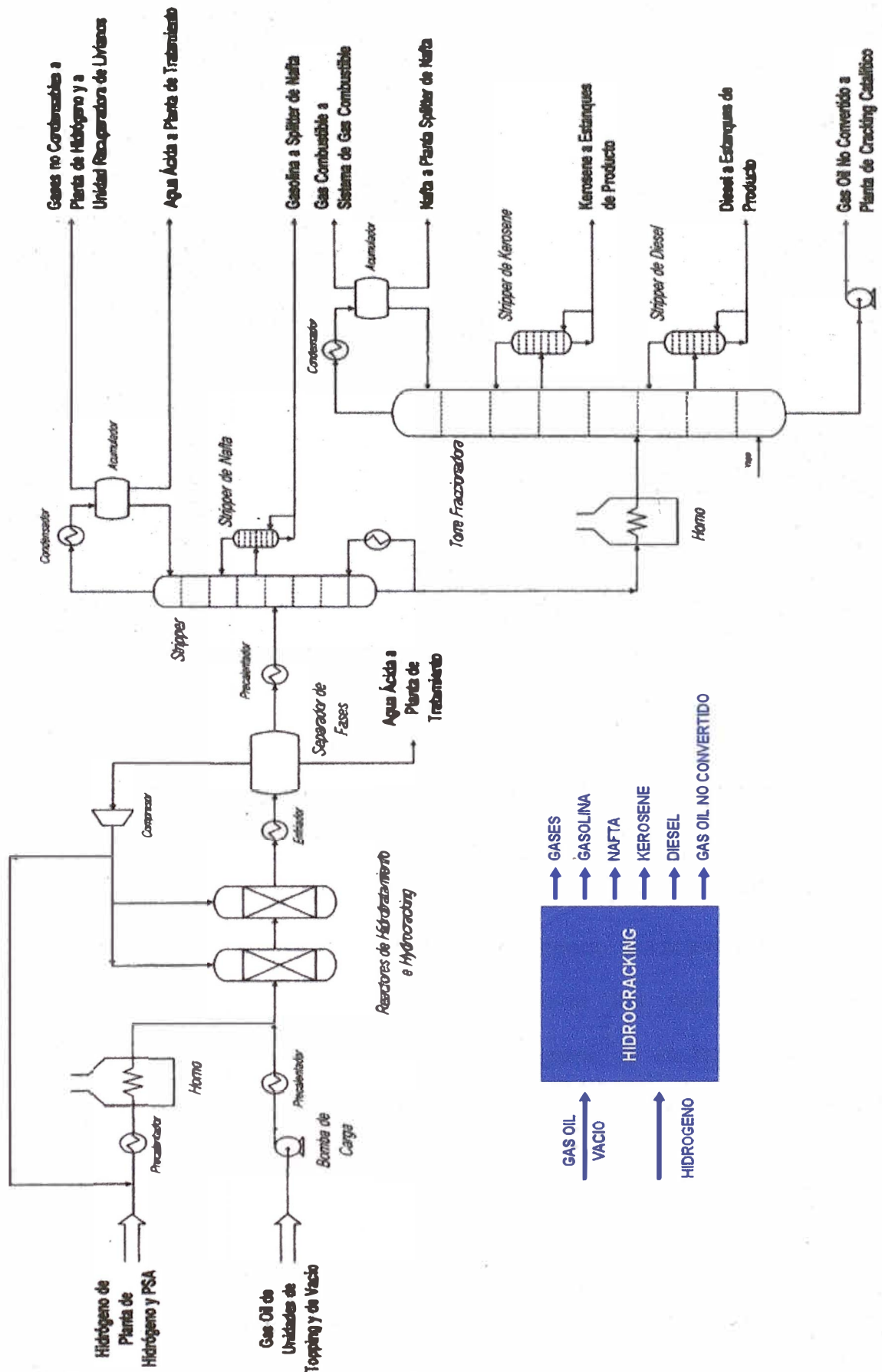


Fig.2.22. Diagrama de hydrocracking.



Fig.2.23 Unidad de hydrocracking.

f) COQUIZACION RETARDADA

El proceso de coquización retardada (ver.2.24.) consiste en añadir a una alimentación del coquizador bombeable y material de reciclo se calientan a una temperatura de coquización en un horno y se pasan luego a un tambor de coque en donde se forma coque retardado, caracterizado porque se añade a dicha alimentación como parte del reciclo un material hidrocarbonado destilado que tiene una gama de ebullición entre 231 a 399°C y la cantidad añadida es de 15 a 30 partes por cada 100 partes de alimentación, con esa cantidad añadida se reduce el rendimiento de coque por debajo del rendimiento que resultaría cuando se emplea reciclo convencional. El coque de petróleo no es un residuo, se procesa en una unidad de coquización (ver.2.25.), y con el producto saliente de esta unidad se puede generar potencia.

Fig.2.24. Diagrama de coquización.

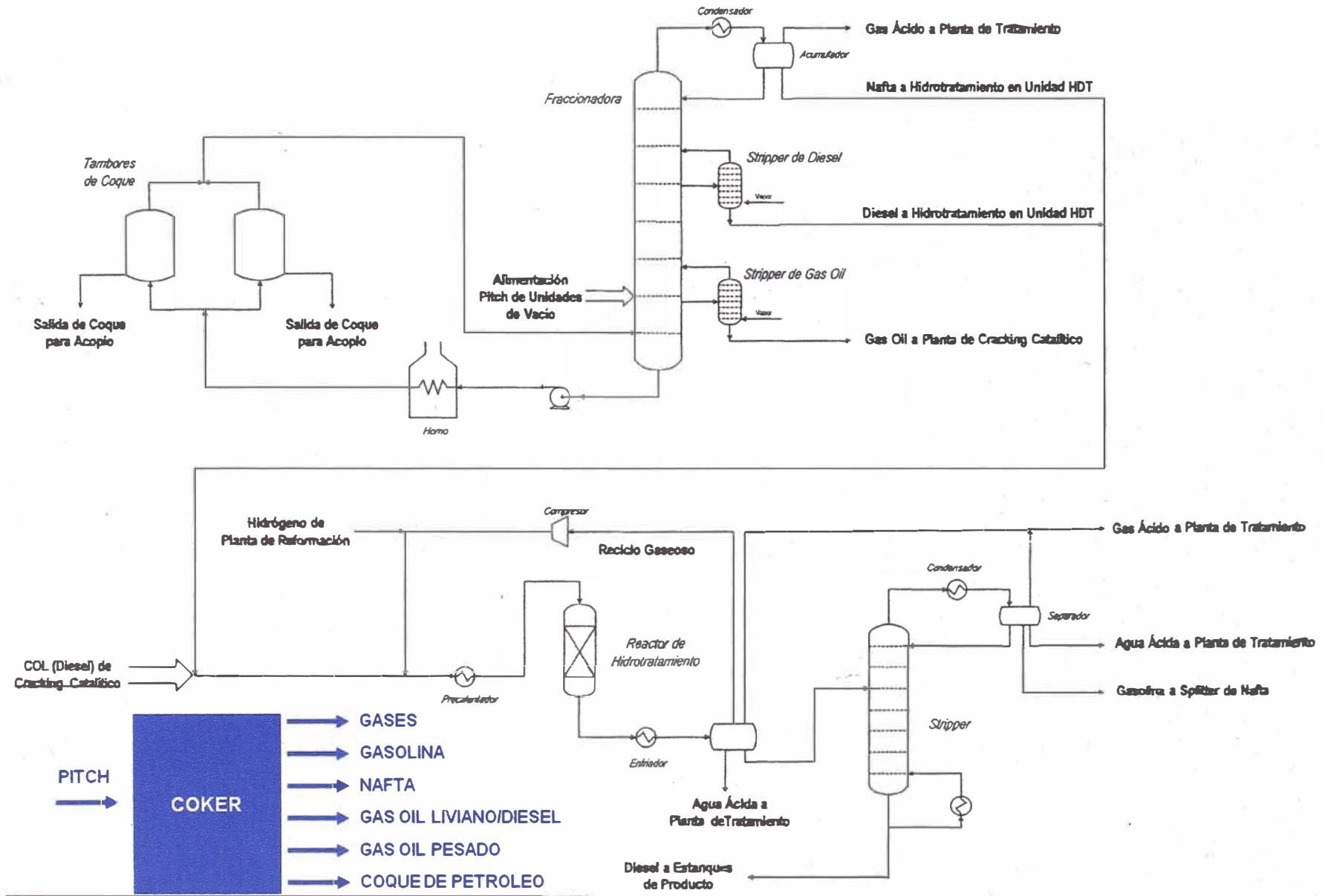




Fig.2.25 Unidad de coquización

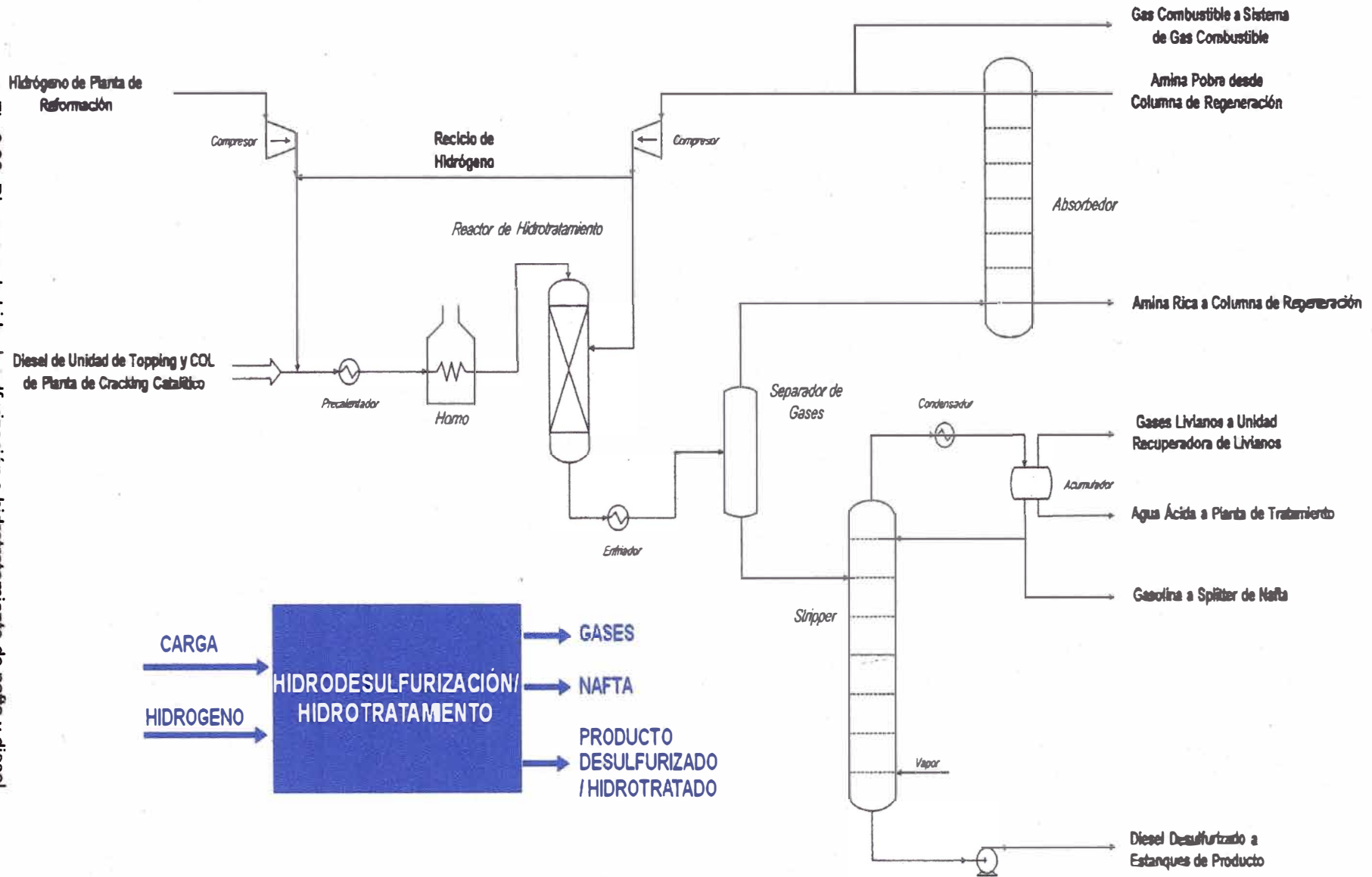
g) HIDRODESULFURIZACION O HIDROTRATAMIENTO DE NAFTA Y DIESEL (ver Fig.2.26.)

En las unidades de hidrotratamiento de nafta (NHT), la nafta es tratada mediante una desulfurización con hidrógeno, para disminuir el contenido de azufre de la alimentación a Reformación.

De modo similar, la hidrodesulfurización del diesel (HDS), es una unidad que permite la reducción de los contenidos de azufre de éste combustible a niveles inferiores 500 ppm. En la actualidad esta unidad se utiliza con el mismo objetivo para la producción de Jet Fuel.

En la unidad de hidrotratamiento de Diesel (HDT) se trata la nafta y Diesel producidos en el Coker, generando como productos nafta y diesel de bajos contenidos de azufre, además de gases con altos contenidos de azufre.

Fig. 2.26. Diagrama de hidrodesulfurización o hidrot ratamiento de nafta y diesel.



1.6. EQUIPOS DE REFINERÍA

Elementos principales torres de fraccionamiento, pero también se tiene:

- a) Tanques
- b) Compresores
- c) Bombas
- d) Hornos
- e) Turbinas
- f) Intercambiadores de calor
- g) Tuberías

a) TANQUES

Los tanques de una refinería, cumplen la función de almacenar la materia prima como es el crudo y los productos terminados hasta su venta, son de dos tipos (ver Fig.2.27.):

Techo flotante para productos, volátiles.

Techo fijo para productos no volátiles.

Cilindro a presión para GLP

Otra función es el tratamiento que consiste en decantar el agua libre que tenga el crudo por gravedad. Por tal motivo la temperatura del tanque es muy importante en esta etapa, ya que la propiedad física que la gobierna es la viscosidad. Evidentemente a mayor temperatura menor viscosidad, y por lo tanto se mejora la velocidad de migración o decantación del agua, pero se debe tener mucha precaución de no superar aquella temperatura que provoque corrientes convectivas, que perjudican directamente la decantación.

Para evitar pérdida de hidrocarburos volátiles, los tanques poseen techos flotantes que evitan este tipo de fugas. La temperatura se controla con calefactores o serpentinas, ubicados en la parte inferior del tanque. El agua purgada, arrastra adicionalmente sólidos en suspensión.



Fig.2.27. Área de tanques, fotografía superior tanques de techo flotante, fotografía intermedia tanques de techo fijo y en la fotografía inferior esferas de GLP.

b) COMPRESOR

El compresor se utiliza para transportar gases desde un punto de baja presión a uno de mayor presión. Los compresores en una refinería pueden ser centrífugos, recíprocos, a pistón (ver Fig.2.28.) o axiales.

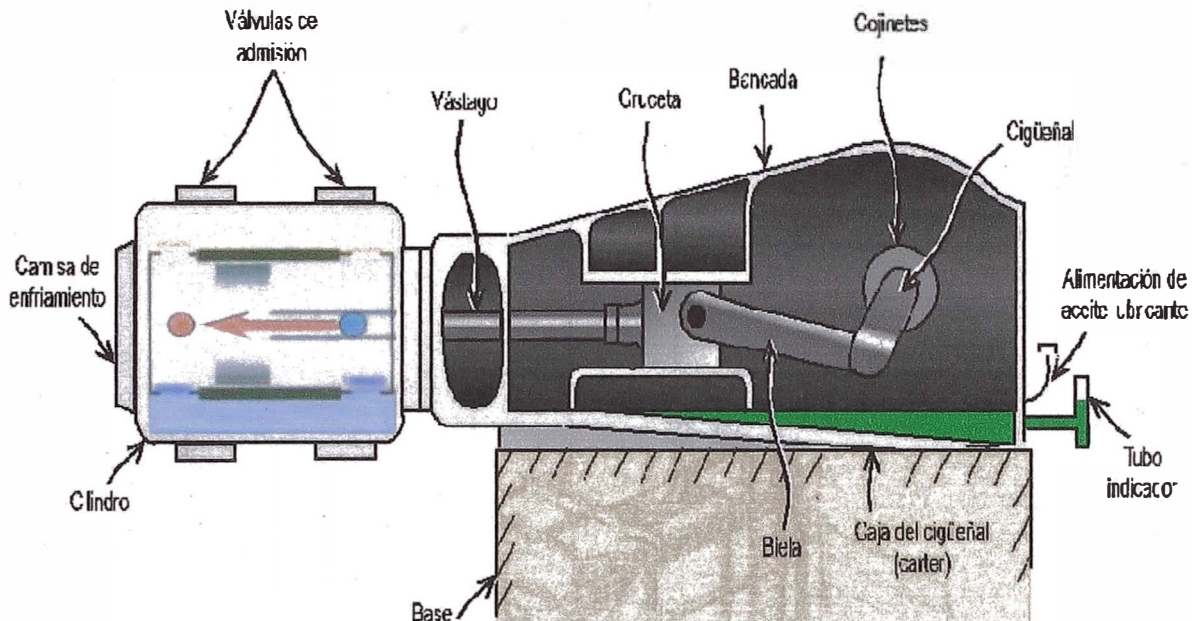


Fig.2.28. Compresores tipo pistón.

c) BOMBAS

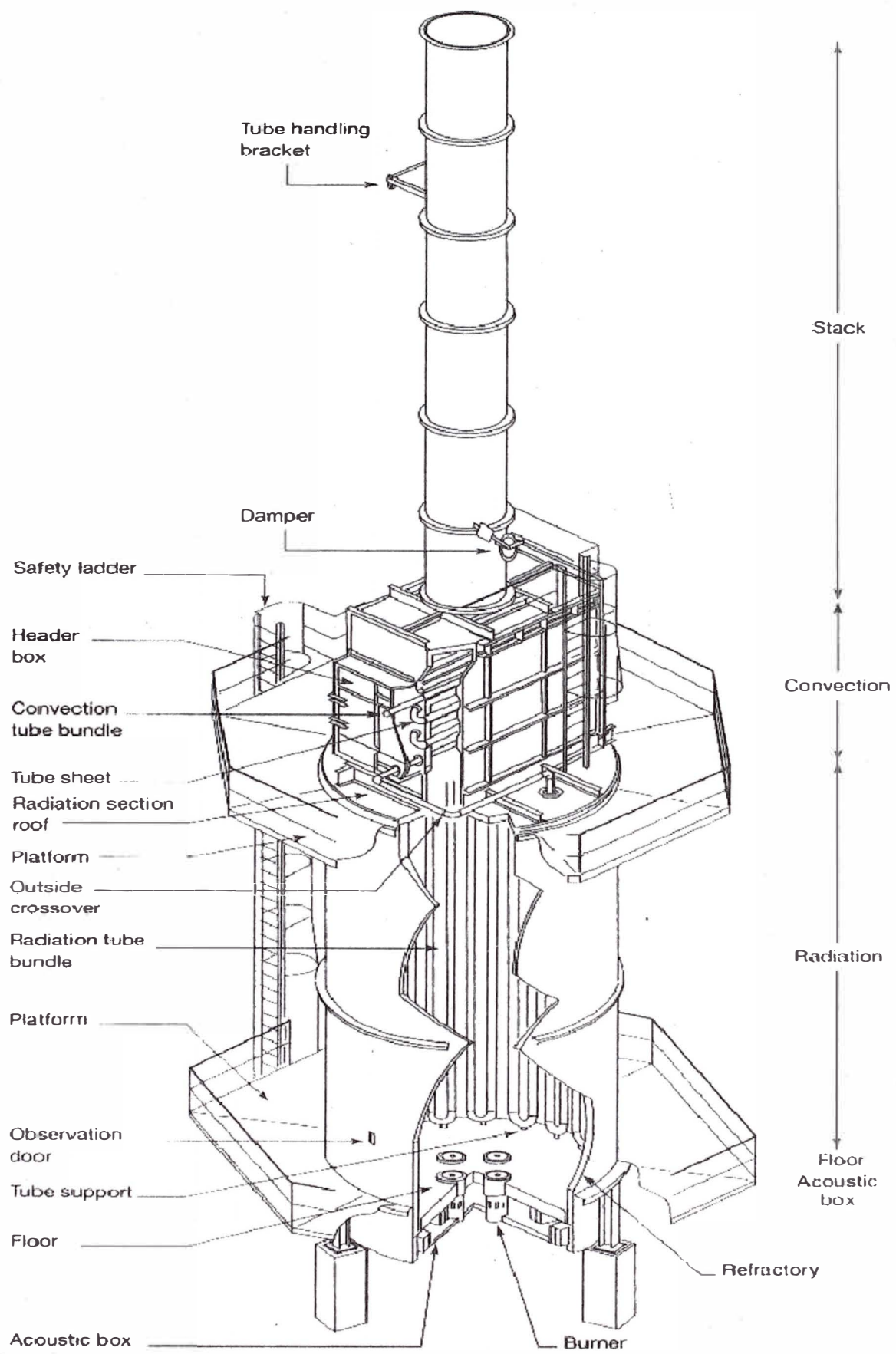
La bomba moviliza líquidos desde un punto a menor altura o presión, hasta uno a mayor altura / presión.

Pueden ser centrífugas, alternativas, diafragmas, etc.

d) HORNOS

Los hornos se utilizan para calentar y vaporizar parcialmente la carga que se alimenta a una torre. Existen hornos de crudo, de crudo reducido, de coker, de reformación, etc. Los hornos pueden ser verticales (ver Fig.2.29.) u horizontales (ver Fig.2.30.).

Los hornos tienen una zona de convección y radiación, con esta configuración son más eficientes (ver Fig.2.31.).



2.29. Diagrama de horno vertical.



Fig.2.31. Homos vertical y horizontal.

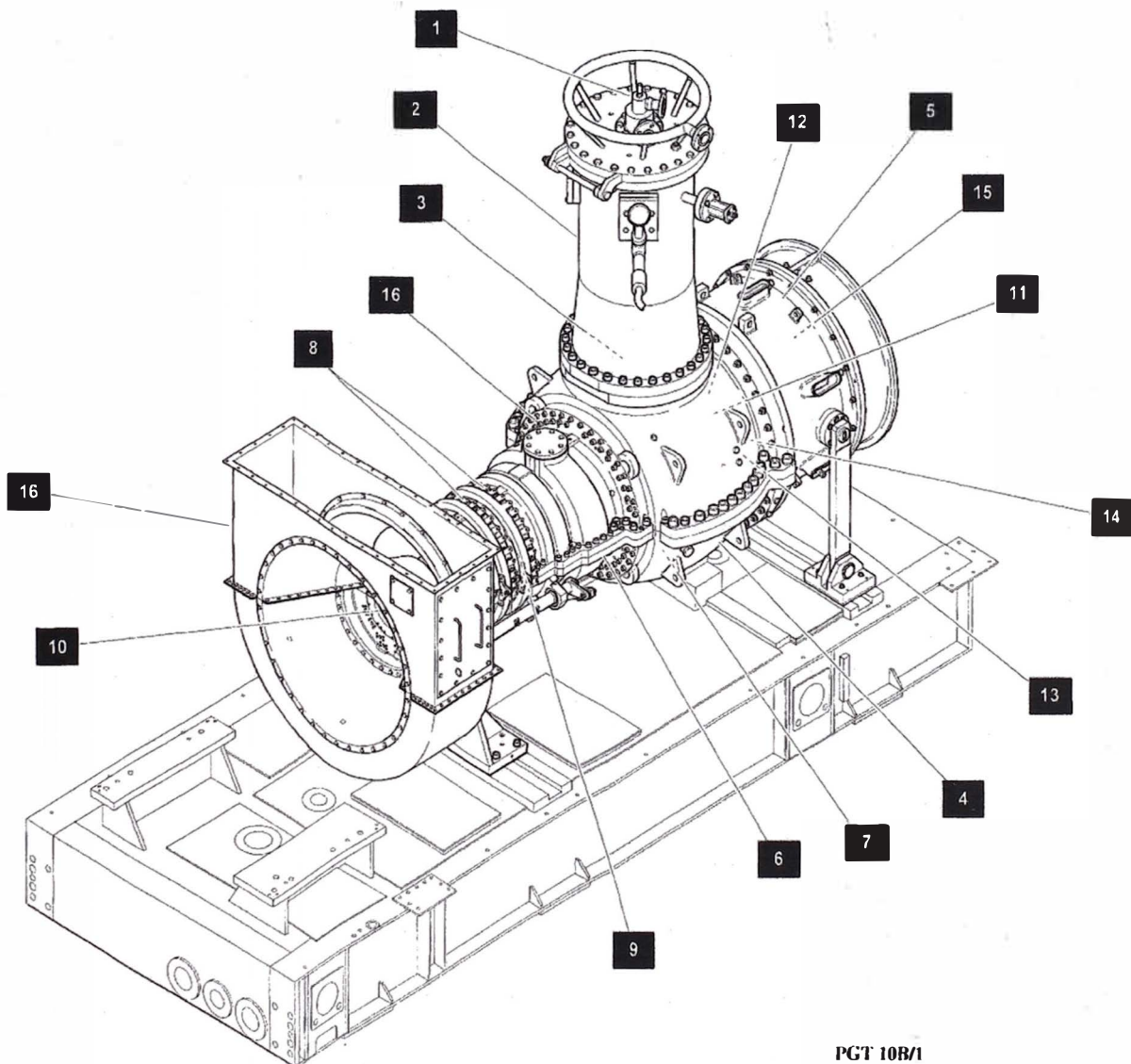
e) TURBINAS

Proporciona energía motriz a bombas, compresores y generadores eléctricos. Las turbinas pueden ser a gas o vapor.

Entre las turbinas de vapor existen turbinas a condensación, cuando después de haber sido utilizado el vapor, éste es enfriado y convertido en líquido (condensado). Hay turbinas a contrapresión, cuando el vapor de escape es enviado a un sistema de menor presión.

Las turbinas de gas (ver Fig.2.32.) en una refinería se utilizan en las plantas de cogeneración, La cogeneración como concepto engloba simultáneamente la generación de energía eléctrica y el aprovechamiento del calor para producir vapor.

DENOMINACIÓN	POS.
QUEMADOR COMBUSTIBLE DUAL	1
CÁMARA DE COMBUSTIÓN CON INYECCIÓN DE VAPOR	2
CONDUCTO DE GAS	3
CAJA TURBINA A.P. BOCA VERTICAL	4
CAJA DE DESCARGA TURBINA	5
CAJA ENTRADA DE AIRE Y COJINETE N°1	6
CAJA DE DESCARGA COMPRESOR	7
DISPOSICIÓN ÁLABES ENTRADA VARIABLE	8
CONJUNTO ÁLABES ESTATÓRICOS	9
ROTOR	10
TOBERA 1° ESTADIO	11
ARO SOPORTE TOBERAS 1° ESTADIO	12
TOBERAS 2° ESTADIO	13
TOBERAS 3° ESTADIO	14
COJINETE N° 2	15
CONDUCTO DE ENTRADA DE AIRE	16



PGT 108/1

Fig.2.32. Turbina de Gas y sus partes.

f) **INTERCAMBIADORES (ver Fig.2.33.)**

Aparato en el que se verifica un intercambio de calor entre 2 fluidos separados por una pared sólida. Se utilizan para intercambiar calor entre productos que se necesitan calentar (crudo) y otros que se necesitan enfriar o se aprovecha la alta temperatura con que salen en determinado corte (residual de vacío), también pueden intercambiar calor con agua.

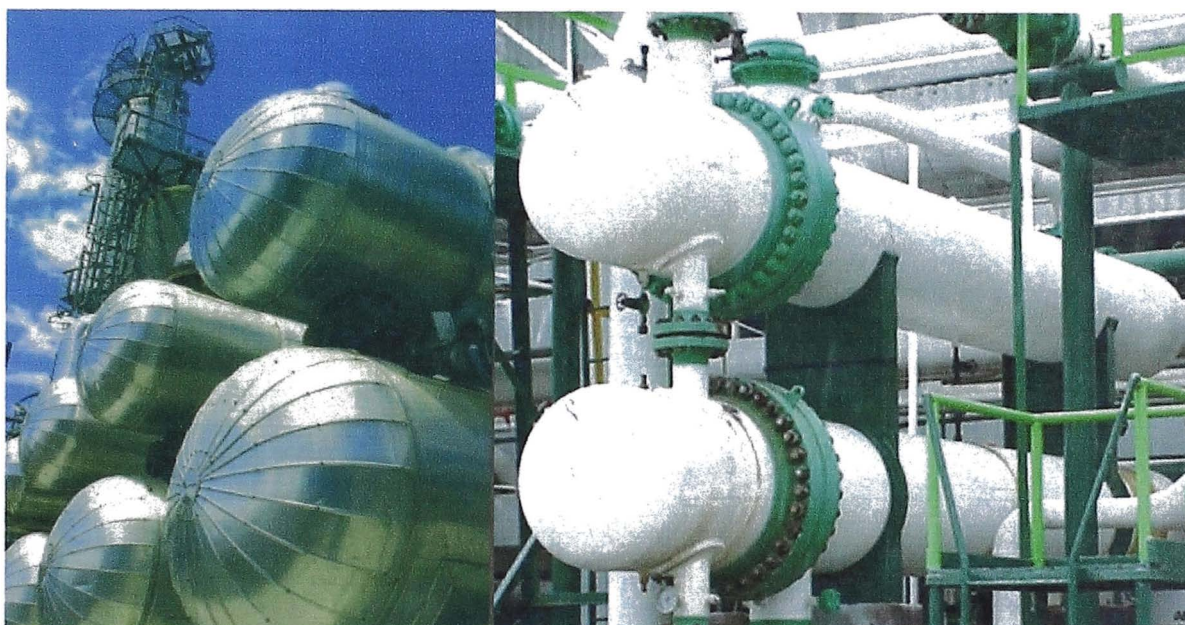


Fig.2.33. Intercambiadores de calor con y sin aislamiento térmico.

g) **TUBERIAS Y VALVULAS**

El movimiento de los hidrocarburos de una refinería, de un punto a otro, se realiza a través de tuberías (ver Fig.2.34.) e impulsados por bombas o compresores. El tamaño y tipo de material de construcción de las tuberías y válvulas dependen del tipo de servicio, presión, temperatura y naturaleza del fluido. Existen distintos tipos de válvulas (corte, globo, compuerta, etc.), las que pueden ser manuales y operadas automáticamente. Los circuitos de tuberías se pueden representar en diagramas de procesos (ver Fig.2.35.) en forma genérica, pero con más detalle en diagramas de tuberías e instrumento (ver Fig.2.36.) o maquetas digitales (ver Fig.2.37.)



Fig.2.34. Racks de tuberías en una refinoría de petróleo.

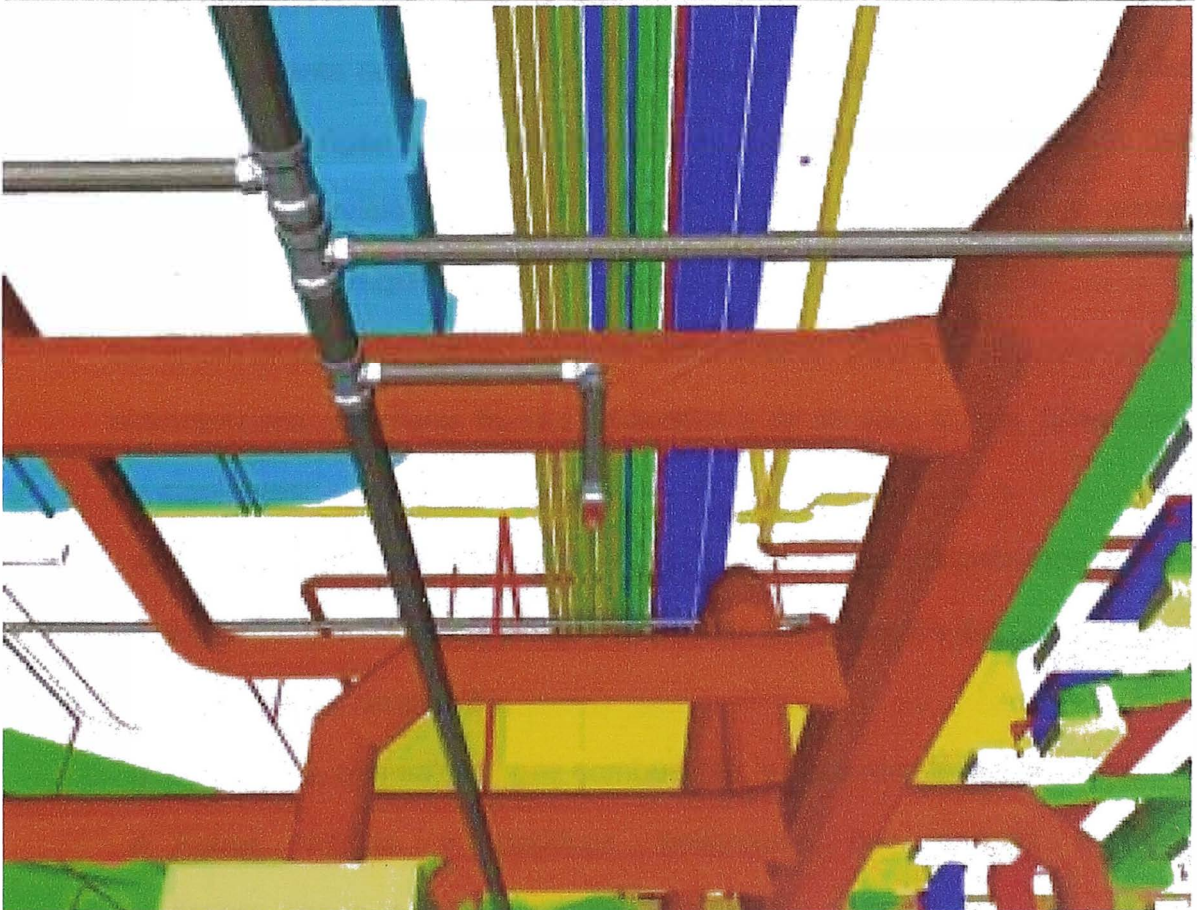
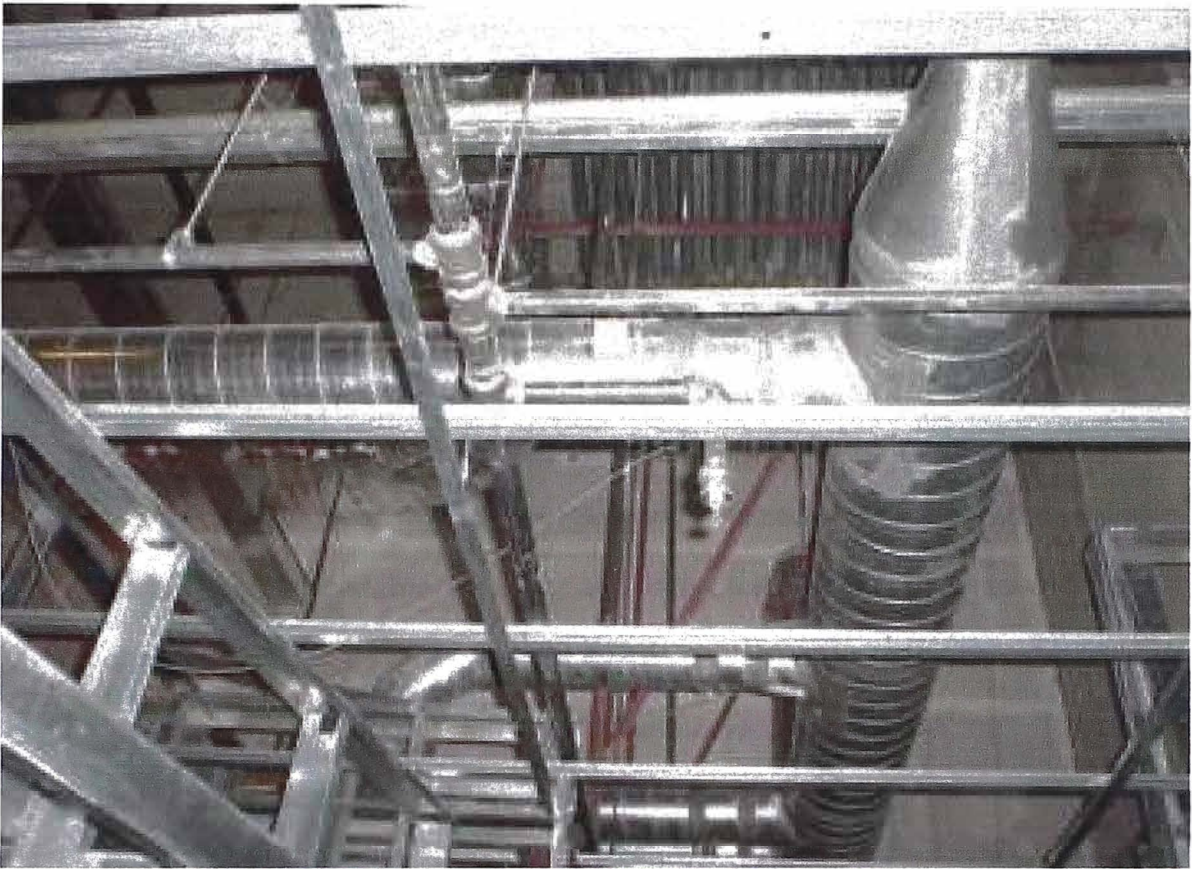


Fig.2.37. Maqueta digital, se observa las tuberías que se muestran en la foto superior.

2. CONCEPTOS REFERENTES A LA METODOLOGIA A DESARROLLAR

2.1. CODIGOS Y NORMAS

2.1.1. CODIGO DE INSPECCION DE TUBERIAS API 570

API 570 abarca la inspección, reparación, modificación y reingeniería de los sistemas de tuberías metálicos que se encuentran en servicio.

API 570 fue desarrollado para las industrias de refinado de petróleo y procesos químicos, pero puede ser utilizado cuando sea práctico, para cualquier sistema de tuberías. Está direccionado para su uso por las organizaciones de mantenimiento o que cuente con un servicio de inspección calificada, las organizaciones de reparación, ingenieros calificados técnicamente en tuberías, los inspectores, los examinadores, todos tal como se definen en la Sección 3 del código en mención.

Tener en cuenta que el API 570, no deberá utilizarse como sustituto de los requisitos que rigen la construcción de un sistema de tuberías antes de que entre en servicio, ni se utilizará en conflicto con cualquier de los requisitos reguladores que prevalecen en la jurisdicción.

Se aplica a los sistemas de tuberías para fluidos líquidos de procesos de hidrocarburos, y similares líquidos inflamables o de servicios tóxicos, tales como los siguientes:

- a. Materias primas, intermedias y acabadas de productos petrolíferos.
- b. Materias primas, intermedias y acabadas de productos químicos.
- c. Tuberías de catalizador.
- d. Hidrógeno, gas natural, gas combustible, y sistemas de incineración.
- e. Aguas acidas y residuos peligrosos por encima de los límites, según lo definido por los reglamentos competentes.

- f. Productos químicos peligrosos por encima de los límites, según lo definido por las normas de competencia.

Los sistemas de tuberías de los servicios y clases de la lista que a continuación se muestra están excluidos de las exigencias específicas de la API 570, pero pueden ser incluidos por el propietario o usuario en forma opcional.

- a. Servicios de Fluidos que están excluidos u opcionales de incluir son los siguientes:

Servicios de fluidos peligrosos por debajo de los límites de umbral, definidos por los reglamentos de competencia.

Agua (incluidos los sistemas de protección contra incendios), vapor, vapor condensado, agua de alimentación de calderas, y los servicios de fluido categoría D, como se encuentra definido en ASME B31.3.

- b. Clases de sistemas de tuberías que están excluidos o son opcionales son los siguientes:

Sistemas de tuberías en los bienes inmuebles cubiertos por estructuras que se reglamentan en forma jurisdiccional, incluidos los sistemas de tuberías de camiones, buques, barcasas y otros equipos móviles.

Sistemas de tuberías que forman parte o son componentes de los dispositivos mecánicos rotativos o alternativos, tales como bombas, compresores, turbinas, generadores, motores, y cilindros hidráulicos o neumáticos donde prima las consideraciones de diseño y / o la tensión derivada de los requisitos funcionales del dispositivo.

Tuberías o tubos del Interior de calderas y hornos, incluidos los tubos, tubo cabezal, las curvas de retorno, tubos externos de cruce, y

los colectores.

Recipientes a presión, calentadores, hornos, intercambiadores de calor, y otros fluidos o equipos de procesamiento, incluyendo las tuberías interiores y tuberías de conexiones exteriores de un mismo equipo.

Sistema de alcantarillado sanitario, alcantarillas de residuos de proceso, y alcantarillas de tormentas.

- Tuberías o tubos con un diámetro exterior no superior a 1 / 2" NSP.

Tuberías no metálicos y de polímeros o tuberías revestidas de vidrio.

2.1.2. APTITUD PARA EL SERVICIO API RP 579

El API 570 reconoce al API RP 579 para delinear los conceptos de evaluación de la degradación de los componentes de sistemas de tuberías en servicio sometidos a presión. API RP 579 proporciona requerimientos y procedimientos para la evaluación detallada específica de los tipos de degradación que se hace referencia en el API 570.

2.1.3. CODIGO PARA TUBERIAS A PRESION ASME B31

Comenzando con el proyecto B31 en marzo de 1926, la primera edición tentativa fue publicada en 1935. En vista de los continuos desarrollos de la industria y el aumento de la diversidad de necesidades al transcurrir los años, se tomaron decisiones para publicar varias secciones del Código para Tuberías a Presión; pero las tuberías que se encuentran en una refinería de petróleo se rigen bajo la norma ASME B31.3.

En la actualidad, las secciones vigentes de ASME B31 se resumen en la tabla Tab.2.3.

Tab.2.3. Códigos para tuberías a presión ASME B31.

Sección	Instalaciones Consideradas	Ejemplos
ASME B31.1	Tuberías de Potencia	Estaciones generales de electricidad, Plantas industriales, Sistemas de Enfriamiento y Calefacción Geotérmica y de Distritos
ASME B31.3	Tuberías de Proceso	Refinerías de Petróleo, Plantas Químicas, Farmacéuticas, Textiles, Papel, criogénicas, etc.
ASME B31.4	Sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos y otros líquidos	Transporte de Productos, predominantemente entre Platas, Termas y dentro de Terminales, bombeo, regulación, medición, etc.
ASME B31.5	Tuberías de Refrigeración	Tuberías para refrigerantes y enfriamiento Secundario
ASME B31.8	Sistemas de transporte y distribución de gas	Sistemas de transporte fundamentalmente gas entre fuentes y terminales, incluso compresión, regulación, medición, etc.
ASME B31.9	Tuberías de servicio de Edificios	Típicamente edificios industriales, institucionales, comerciales y públicos, y residenciales de multi-unidad que no requieren magnitudes de presión y temperaturas cubiertas en B31.1
ASME B31.11	Sistemas de tuberías de Transporte de Mezclas Acuosas de Borra, arcilla, cemento, etc.	Sistemas de trasportes de mezclas acuosas predominantemente entre plantas, terminales y dentro de terminales, bombeo, regulación, etc.

De estos, los códigos más utilizados son: B31.1, **B31.3** y B31.8 para el cálculo de presiones y temperaturas.

2.1.4. EL ARTÍCULO 5 DE LA SECCIÓN V DEL CÓDIGO ASME

Describe los requisitos que serán usados en la selección y desarrollo de los procedimientos de ensayos ultrasónicos para determinaciones de espesores (ver Anexo 2). Asimismo, contiene todos los requisitos de las técnicas básicas y requerimientos metodológicos para los ensayos ultrasónicos.

2.1.5. CARACTERÍSTICAS NOMINALES DE TUBERIAS ANSI B 36.10M

En este estándar se indican todos los datos nominales para las tuberías, tomando como datos de entrada el diámetro y Schedule (SCH) se puede obtener el diámetro exterior de la tubería, espesor y peso por unidad de longitud. Como por ejemplo la Fig.2.38, que se muestra los datos que se tienen para una tubería de 2 pulgadas.

WELDED AND SEAMLESS WROUGHT STEEL PIPE

ASME B36.10M-2004

Table 1 Dimensions and Weights of Welded and Seamless Wrought Steel Pipe (Cont'd)

NPS [Note (1)]	Customary Units			Identification {Standard (STD), Extra-Strong (XS), or Double Extra Strong (XXS)}	Schedule No.	DN [Note (2)]	SI Units		
	Outside Diameter, in.	Wall Thickness, in.	Plain End Weight, lb/ft				Outside Diameter, mm	Wall Thickness, mm	Plain End Mass, kg/m
2	2.375	0.065	1.61	...	5	50	60.3	1.65	2.39
2	2.375	0.083	2.03	50	60.3	2.11	3.03
2	2.375	0.109	2.64	...	10	50	60.3	2.77	3.93
2	2.375	0.125	3.01	...	30	50	60.3	3.18	4.48
2	2.375	0.141	3.37	50	60.3	3.58	5.01
2	2.375	0.154	3.66	STD	40	50	60.3	3.91	5.44
2	2.375	0.172	4.05	50	60.3	4.37	6.03
2	2.375	0.188	4.40	50	60.3	4.78	6.54
2	2.375	0.218	5.03	XS	80	50	60.3	5.54	7.48
2	2.375	0.250	5.68	50	60.3	6.35	8.45
2	2.375	0.281	6.29	50	60.3	7.14	9.36
2	2.375	0.341	7.47	...	160	50	60.3	8.74	11.11
2	2.375	0.436	9.04	XXS	...	50	60.3	11.07	13.44

Fig.2.38. Dimensiones nominales de fabricación para tuberías de Ø 2".

2.1.6. INSPECCION BASADA EN RIESGO API 580 Y 581

Con este código se puede determinar el grado de riesgo que presenta las tuberías, tomando como parámetros la probabilidad y consecuencia.

$$\text{Riesgo} = \text{Probabilidad} \times \text{Consecuencia.}$$

Para cuantificar la probabilidad y consecuencia se tomará en cuenta, los parámetros de operación como temperatura, presión, fluido que transporta, y eventos ya ocurridos; metalurgia de la tubería, código de diseño, ubicación geográfica y algunos parámetros mas.

2.2. PERMISOS DE TRABAJO

Documento escrito, por el cual Operaciones hace entrega al Departamento de Mantenimiento, un área de una planta en condiciones de seguridad adecuadas para realizar un trabajo.

El Departamento de Mantenimiento por su parte, reconoce que las condiciones de seguridad son adecuadas y se compromete a realizar el trabajo utilizando prácticas seguras.

Esté documento tiene que ser firmado por el autorizante, solicitante y ejecutor; solo es válido para las condiciones a las cuales se está emitiendo el documentó, tiene validez por varios días dependiendo del sistema de gestión de seguridad de cada complejo.

2.3. SOFTWARES

2.3.1. SOFTWARE MAXIMO (Gestión Estratégica de Activos y Servicios)

Todas las compañías poseen una serie de activos críticos cuyo funcionamiento tiene un impacto directo en la actividad y rendimiento de su negocio. Esos activos son los que le permiten competir y generar beneficios en un entorno económico cada vez más complejo.

Mejorando la gestión de los activos - equipos de Producción, Facilities, Flotas, Activos Tecnológicos o cualquier combinación de ellos - **durante todo su ciclo de vida** se logra mayor eficacia en las operaciones, elevando el retorno de las inversiones en activos y aumentando la disponibilidad de capital.

Los más de treinta años de experiencia de MRO Software, actualmente IBM Tivoli, en **Ingeniería de Mantenimiento y Gestión de Activos** han aportado un profundo conocimiento de las necesidades de los diferentes sectores industriales, de las características diferenciadoras de sus activos y de las mejores prácticas de cada sector.

Con **Maximo** se estandariza la información sobre los activos, costes, recursos, operaciones y flujos de trabajo relacionados con su explotación y mantenimiento. Contempla las necesidades específicas de cada sector y de los distintos perfiles de usuarios. Su lógica interna está orientada a **facilitar la búsqueda e introducción de información y la generación de análisis.**

A través de **Maximo**, se pretende dotar a las compañías de una herramienta que les permita:

- Conocer el valor real de sus activos, localización y el nivel de conservación y gasto que generan.

Obtener la máxima disponibilidad de sus instalaciones y equipos con el menor coste.

- Determinar la estrategia de mantenimiento más adecuada, planificando trabajos, calendarios y recursos.

- Asegurar la calidad de los productos y servicios.

- Contribuir y documentar el cumplimiento de las normativas de

seguridad, calidad y medioambiente.

Optimizar los recursos técnicos y humanos a la vez que se estandarizan las operaciones.

- Disminuir costes de almacén y mejorar la gestión de compras.
- Agilizar el acceso a la información y la toma de decisiones.

Se adapta a los requerimientos de los usuarios, a los sistemas de la empresa. Dispone de estándares para la integración con sistemas ERP y otros sistemas de gestión y control (Predictivo, Calibración, Control de Planta/Edificio, Control de Producción, GIS, Gestión Documental, Gestión de Proyectos,...).

MAXIMO ha sido desarrollado con la tecnología más avanzada en el mercado. Como "Web architected" ha sido creada desde cero con tecnología 100% internet, utilizando los últimos estándares disponibles hoy y aportando una sólida base para futuros desarrollos, integraciones y soporte.

2.3.2. SOFTWARE Weibull++ 7 (Análisis de Datos de Vida)

Weibull++ es el estándar de la industria en análisis de datos de vida (análisis Weibull) para miles de empresas en todo el mundo. Weibull++ 7 analiza datos de vida usando múltiples distribuciones de vida (incluyendo todas las distribuciones Weibull) mediante una interfaz legible y concisa creada con la ingeniería de confiabilidad en mente.

Este software proporciona una matriz completa de análisis de datos, gráficas e informes para el análisis estándar de datos de vida (análisis Weibull) con un soporte integrado para una variedad de análisis relacionados. Diseñado y construido por ingenieros de confiabilidad para ingenieros de confiabilidad, este paquete sigue levantando el nivel de

análisis estadísticos aplicados en confiabilidad.

2.4. TIPOS DE ESPESORES

a) Espesor nominal (e_n): es el espesor de las tuberías de acuerdo a sus características de fabricación según el estándar ANSI B36.10M.

Ejemplo: Para una tubería de 2"Ø, SCH 40, de la Fig.2.38.

El espesor nominal es $e_n = 3.91\text{mm}$.

b) Espesor de línea base (e_b): es el espesor que se mide a las tuberías, al final de la construcción del circuito de tuberías y antes que entre en servicio el circuito de tuberías.

c) Espesor de retiro (e_r): es el espesor mínimo que debería tener la tubería para poder seguir en operación, se calcula teniendo como datos la presión de diseño y esfuerzos estructurales que resistirá la tubería.

d) Espesor de última inspección (e_u): es el espesor que se registró por ultrasonido durante la última inspección.

e) Espesor de actual (e_a): es el espesor que se registra por ultrasonido durante la inspección.

f) Espesor perdido largo tiempo (e_{pl}): el de es la diferencia entre el espesor de línea base o espesor nominal y el espesor actual.

$$e_{pl} = (e_n - e_a) \quad \text{ó} \quad e_{pl} = (e_b - e_a)$$

g) Espesor perdido de corto plazo (e_{pc}) es la diferencia del espesor de la última inspección y el espesor actual.

$$e_{pc} = (e_u - e_a)$$

h) Espesor remanente (e_r): es la diferencia entre el espesor que tiene la tubería después de la última inspección y el espesor de retiro.

$$e_r = (e_a - e_r)$$

2.5. VELOCIDADES DE CORROSIÓN

a) De corto plazo (**VCCP**): es el espesor perdido entre las dos últimas inspecciones, dividido por el tiempo transcurrido entre estas inspecciones, se expresa en milésimas de pulgadas/año o mm/año.

$$\mathbf{VCCP = e_{pc} / (t_1 - t_h)} \text{ ver Fig.2.39.}$$

b) De largo plazo (**VCLP**): es el espesor perdido entre el espesor de línea base y el espesor registrado en la última inspección, dividido por el tiempo transcurrido desde que se registro el espesor de línea base hasta la fecha de la última inspección, se expresa en milésimas de pulgadas/año o mm/año.

$$\mathbf{VCLP = e_{pl} / (t_0 - t_h)} \text{ ver Fig.2.39.}$$

2.6. TIEMPO DE VIDA REMANENTE (t_r)

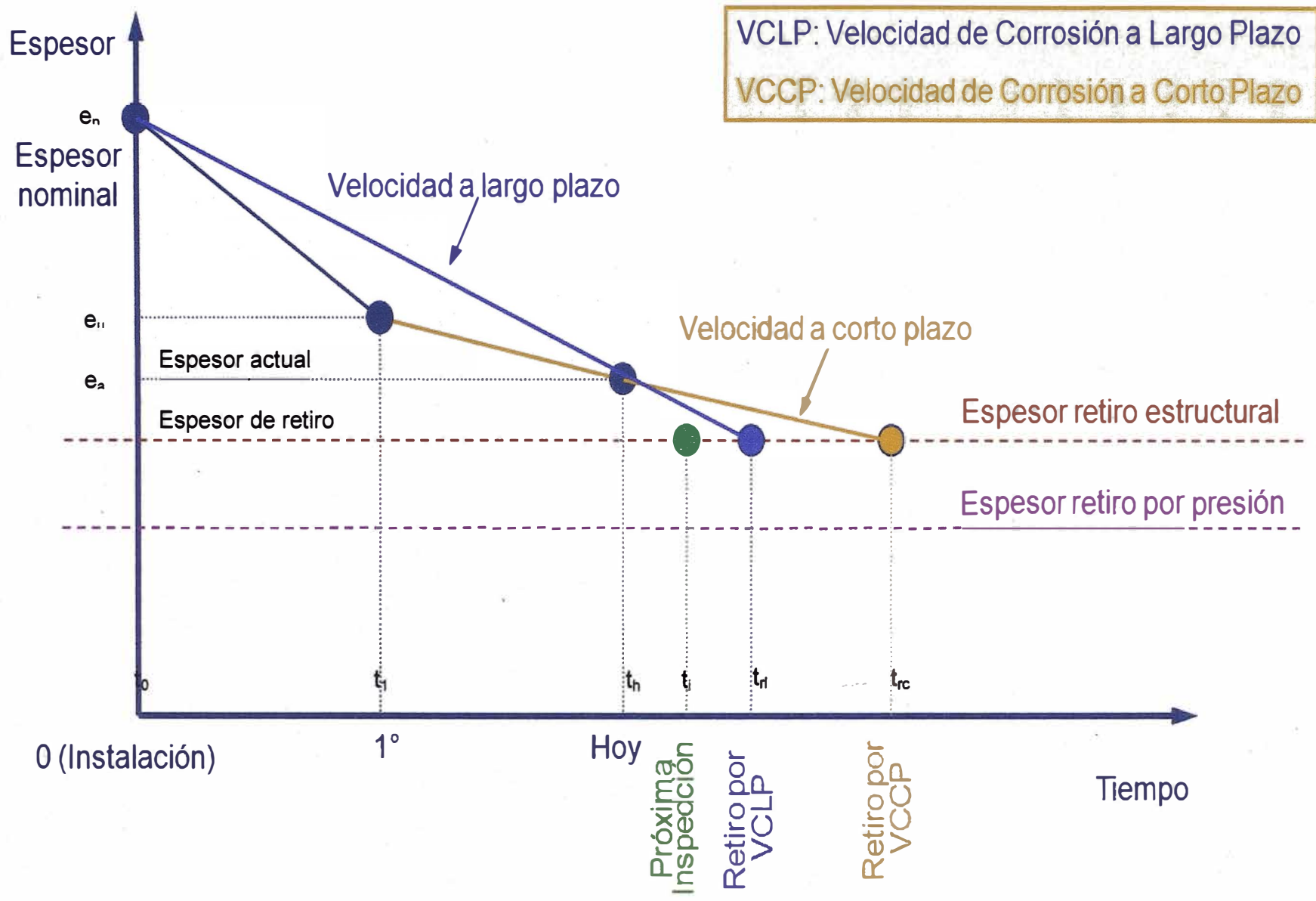
Es el tiempo que le falta a la tubería para llegar al espesor de retiro, es un tiempo estimado que se proyecta considerando la velocidad de corrosión mayor entre la de corto y largo plazo, y el espesor remanente; se calcula dividiendo el espesor remanente entre la velocidad de corrosión mayor.

$$\mathbf{t_r = e_r / (VCLP \text{ o } VCCP)}$$

Si el tiempo de vida remanente es menor al periodo entre ciclos de paradas de planta, se deberá programar el reemplazo de la tubería o de los tramos afectados para la próxima parada.

Periodo de ciclo de parada de planta: es el tiempo que transcurre entre una parada de planta programada y la siguiente parada de planta programada, por lo general se considera 5 años por experiencia de operación de las distintas unidades de las refinerías, excepto las unidades de reformación cada 3 años se paran para poder cambiar el catalizador de los reactores.

Fig.2.39. Grafica de tendencia de la velocidad de corrosión.



2.7. INSPECCIÓN AL TÉRMINO DE LA CONSTRUCCIÓN

Cuando el contratista termina la construcción de un circuito de tuberías, se procede a efectuar la prueba hidrostática (P.H.) o de hermeticidad y a la confección del certificado de P.H. correspondiente cuando ésta es satisfactoria, de esta forma aseguramos la hermeticidad del circuito. La prueba hidrostática consiste en someter el circuito de tuberías, a una presión con agua de al menos 150% la presión de diseño.

La certificación debe ser complementada con radiografías de las uniones soldadas del circuito; las radiografías permiten verificar la calidad de las soldaduras.

Como inspección final (Ver fig.2.40.) se realiza la medición de espesores por ultra sonido de las tuberías, para tener la línea base de espesores para futuras inspecciones.



Fig.2.40. Inspección del circuito de tuberías al finalizar su construcción.

CAPITULO 3

PROBLEMÁTICA DE LA INSPECCIÓN DE TUBERÍAS EN SERVICIO

1. LIMITACIONES DE ALCANCE

Hasta el años 2000 y en la actualidad, debido a la gran cantidad de tuberías existentes en las refinerías y el corto tiempo de parada, la inspección se efectuaba a las tuberías principales (5% de todo el universo) tomando como premisa los equipos principales, las inspecciones tenían frecuencias establecidas de acuerdo a buenas prácticas o ciclos objetivos de paradas de las unidades que variaba entre 3 y 5 años. En algunas ocasiones han fallado las tuberías de servicios auxiliares (agua, red contraincendio y otros) las que se consideran de baja criticidad, luego del fallo de estas tuberías se inspeccionan para evaluar el tramo a reparar. En los nuevos sistemas de tuberías construidos se considera como espesor de línea base al espesor nominal de fabricación.

2. LIMITACIONES POR TEMPERATURA

Cuando las plantas se encuentran paradas con las tuberías fuera de servicio se realiza la inspección de estas, y la actividad principal que se realiza es medir espesores mediante ultrasonido, la tecnología del ultrasonido tenía limitaciones para medir espesores en superficies con temperaturas mayores a 60°C.

3. LIMITACIONES EN EL ANÁLISIS DE RESULTADOS

El análisis de los resultados de la inspección consiste en comparar espesores independiente de las fechas de inspección, Los reportes tiene un formato de acuerdo al inspector que realizó la inspección y asimismo las frecuencias de inspección son establecidas por el inspector de turno.

CAPITULO 4

DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA

1. INTENCION.

Tomando como premisa las observaciones descritas en el Capitulo 3 y de referencia el API 570, Refinería La Pampilla (la mas grande del Perú) en el año 2006 decide implementar un plan de inspección de tuberías integral y secuencial, para lo cual desarrollaré una metodología de inspección de tuberías en servicio, donde definiré las distintas técnicas de inspección de tuberías en servicio, estableceré grados de criticidad de las tuberías según el servicio que prestan y los parámetros de operación, elaborare procedimientos para las técnicas de inspección y formatos para los reportes de las inspecciones, estableceré la secuencia de actividades para la inspección de tuberías en servicio; desarrollaré una metodología de análisis de resultados obtenidos de las inspecciones, y asimismo definiré los términos de espesor nominal original, espesor de línea base, espesor perdido y espesor remanente, velocidad de corrosión de corto y largo plazo, tiempo de vida remanente, criterios para establecer la fecha de la próxima inspección.

Con el análisis de confiabilidad a las tuberías que desarrollaré en la metodología, podremos otorgarle la confiabilidad requerida a la operación de las plantas en la refinería, como consecuencia de falla de las tuberías por corrosión producto del fluido que trasporta o el medio ambiente.

2. ACTIVIDADES QUE COMPRENDE LA INSPECCION DE TUBERIAS.

La inspección de tuberías abarca (ver Fig.4.1.) desde identificar a las tuberías, que consiste en averiguar bajo qué condiciones se diseñaron y en qué condiciones se encuentran operando, se identifican que facilidades se necesitan para poder inspeccionarlas realizando un análisis de seguridad para poder inspeccionarlas, se eligen las técnicas de inspección a utilizar y se elaboran los procedimientos a seguir en caso de no existir para las técnicas a utilizar, si las tuberías a inspeccionar no tienen un isométrico se elaborara uno donde se representará sus accesorios y dimensiones aproximadas, luego se realiza una inspección visual integral a todos los componentes del sistema de tuberías, con los resultados de la inspección visual se identifica los puntos de inspección para inspeccionarlos por otras técnicas, luego se realizará la inspección por medición de espesores utilizando equipos de ultrasonido, con el isométrico elaborado en campo y los puntos de inspección ya identificados se elabora un isométrico en CAD, con los resultados de la inspección visual y medición de espesores se elabora el informe donde se mencionan las recomendaciones a realizar en el corto y largo plazo, el informe será revisado para asegurarse que se haya cumplido con los formatos establecidos; con los resultados de las mediciones de espesores se realiza el estudio de confiabilidad para las tuberías, el que puede tener una mayor precisión cuanto mayor sea la base de datos producto de las mediciones de espesores anteriores; finalmente con el informe de las última inspección, histórico de mediciones de espesores y el análisis de confiabilidad, se puede establecer el estado actual de las tuberías inspeccionadas y se establecerá la próxima inspección y acciones preventivas o correctivas a realizar; finalmente se ingresara la data a un software de gestión.

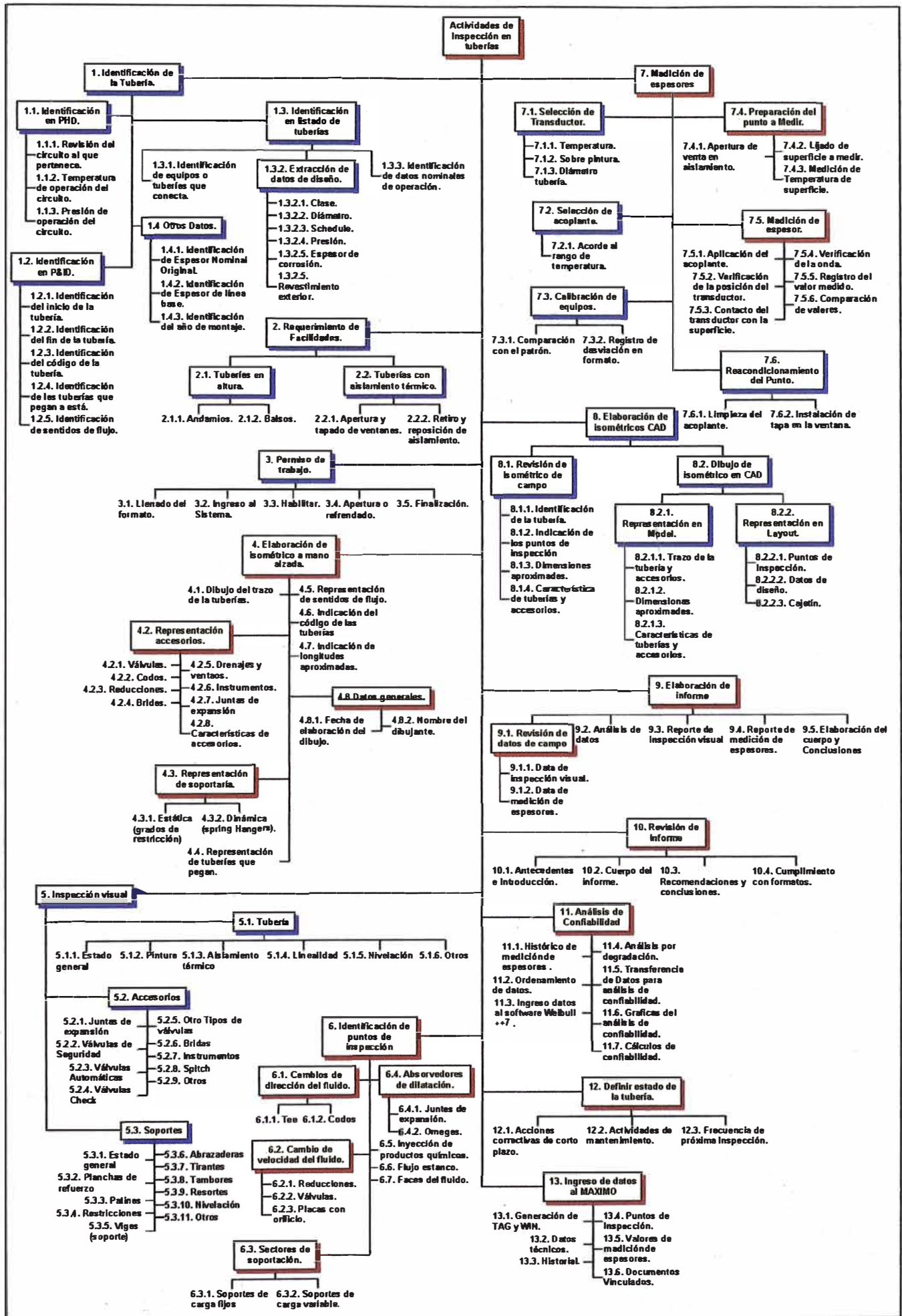


Fig.4.1. Actividades que comprende la inspección de tuberías.

2.1. IDENTIFICACIÓN DE LA TUBERÍA

- Identificación de circuitos de acuerdo al servicio (flujo que transporta) en diagrama de procesos (PHD), determinar si el circuito es caliente (>120 °C) o frío. El circuito de tope de la Fig.4.2. es frío ($T=117$ °C).
- Identificación de circuito en el diagrama de tuberías e instrumentos (P&ID), las tuberías que lo conforman, el comienzo y fin de una tubería, tuberías que entran o salen de esta y el sentido del flujo (ver Fig.4.3.).
- Identificar la tubería con su nombre (Tag) en el listado de Tuberías (ver Fig.4.4.), de no existir listado se elabora un censo en el los P&ID's, del listado se obtiene la especificación y datos de diseño de la tubería.
- Los espesores nominales se obtienen del ASME B31.16, los espesores de línea base (espesor antes que la tubería entre en servicio) y año de montaje se obtienen del Dossier que fue entregado al finalizar la construcción del sistema de tuberías a la planta que pertenece.

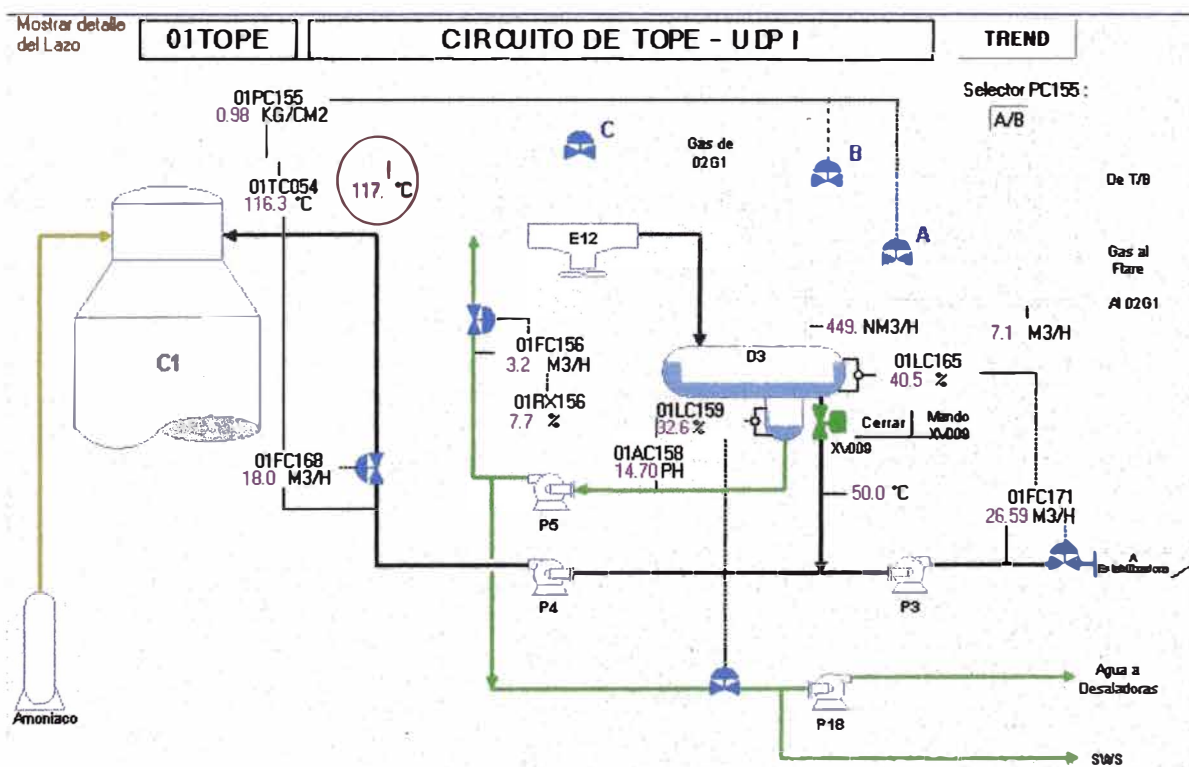


Fig.4.2. Circuito de tope de la unidad de destilación primaria (UDP) en el PHD

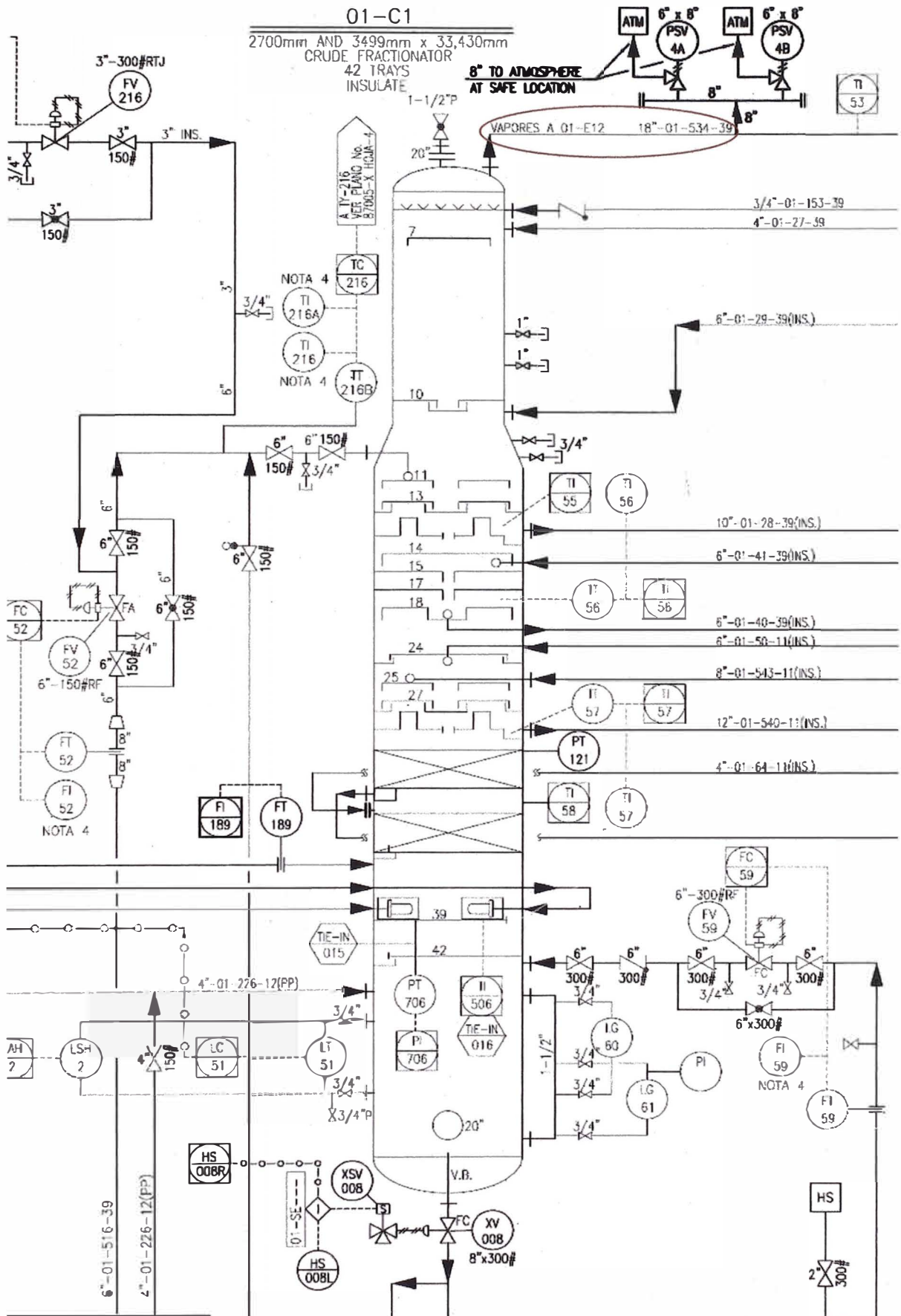


Fig.4.3. (P&ID) de columna de destilación, donde se remarca la tubería de tope.

PROYECTO	NOMBRE DE LINEA						AISLAMIENTO			RECORRIDO		DATOS DE OPERACION		DATOS DISEÑO		PRESION DE PRUEBA
	DN "	SI GLA DEL FLUIDO	NOMBRE DEL FLUIDO	LIQ. O VAP.	Nº LINEA	ESPECIF.	TIPO	ESPEJOR (mm)	BRIDAS	DE	A	PRESION Kg/cm ² g	TEMP. (°C)	PRESION Kg/cm ² g	TEMP. °C	
RLP-04	1 1/2	CLO	ACEITE DE LIMPIEZA	L	21-01	C6	ST			2"-21-95-11	RLP04-2"-MCB-21-01-C6-H	9,2	179	15,9	370	28,9
RLP-04	1	CLO	ACEITE DE LIMPIEZA	L	21-02	C6	ST			RLP04-1 1/2-CLO-21-01-C6-S	RLP04-1"-HCO-21-02-NXC19-S	9,2	179	15,9	370	28,9
RLP-04	2	CLO	ACEITE DE LIMPIEZA	L	21-03	NXC19	ST	80		RLP04-6"-MCB-21-13-NXC23-S	RLP04-6"-MCB-21-03-NXC19-S	2,5	363	9,1	400	20,7
RLP-04	1 1/2	CLO	ACEITE DE LIMPIEZA	L	21-04	C6	ST			2"-21-95-39	RLP04-2"-CLO-21-06-C6-ST	9,2	179	15,9	370	28,9
RLP-04	1	CLO	ACEITE DE LIMPIEZA	L	21-05	C6	ST			RLP04-1 1/2-CLO-21-07-C6-S	RLP04-1"-MCB-21-11-NXC23-S	9,2	179	15,9	370	28,9
RLP-04	2	CLO	ACEITE DE LIMPIEZA	L	21-06	C6	ST			RLP04-1 1/2-CLO-21-08-C6-S	RLP04-1 1/2-CLO-21-07-C6-ST	9,2	179	15,9	370	28,9
RLP-04	1 1/2	CLO	ACEITE DE LIMPIEZA	L	21-07	C6	ST			RLP04-2"-CLO-21-06-C6-ST	RLP04-1"-MCB-21-10-NXC23-S	9,2	179	15,9	370	28,9
RLP-04	1 1/2	CLO	ACEITE DE LIMPIEZA	L	21-08	C6	ST			RLP04-2"-CLO-21-06-C6-ST	4"-21-62-388	9,2	179	15,9	370	28,9
RLP-04	1	CLO	ACEITE DE LIMPIEZA	L	21-09	C6	ST			RLP04-1 1/2"-CLO-21-07-C6-S	RLP04-1"-MCB-21-11-NXC23-S	9,2	179	15,9	370	28,9
RLP-04	1 1/2	CLO	ACEITE DE LIMPIEZA	L	21-10	NXC19	ST			21-P12 A/B/C	RLP04-6"-MCB-21-03-NXC19-H	8,5	179	9,5	371	17,5
RLP-04	2	CLO	ACEITE DE LIMPIEZA	L	21-11	NXC19	ST			6"-MCB-21-14-NXC23-ST	LP04-1 1/2"-CLO-21-03-NXC19-S	2,5	363	9,1	400	20,7
RLP-04	2	CLO	ACEITE DE LIMPIEZA	L	21-13	NXC19	ST			RLP04-8"-MCB-21-11-NXC23-S	RLP04-2"-CLO-21-03-NXC19-S	2,5	363	9,1	400	20,7
RLP-04	1 1/2	CLO	ACEITE DE LIMPIEZA	L	21-14	C6	ST	40		RLP04-2"-CLO-21-06-C6-ST	LP04-6"-MCB-21-19/21-NXC23-S	9,2	179	15,9	370	28,9
RLP-04	1	CLO	ACEITE DE LIMPIEZA	L	21-15	C6	ST			2"-21-95-39	P04-1"-MCB-21-31/33-NXC23-S	9,2	179	15,9	370	28,9
RLP-04	3/4	CLO	ACEITE DE LIMPIEZA	L	21-16	C6	ST			RLP04-1 1/2"-CLO-21-01-C6-S	LP04-3/4"-MCB-21-24-NXC19-S	9,2	179	15,9	370	28,9
RLP-04	3/4	CLO	ACEITE DE LIMPIEZA	L	21-17	C6	ST			RLP04-1 1/2"-CLO-21-01-C6-S	LP04-3/4"-MCB-21-26-NXC19-S	9,2	179	15,9	370	28,9

Tab.4.1. Listado de tuberías.

Espesores nominales ANSI B 36.10M

Con los datos obtenidos del listado de tuberías, como es el diámetro y el SHC (Schedule) podemos obtener el espesor nominal a partir de las tablas de la ANSI B 36.10M (ver Fig.2.38.).

2.2. REQUERIMIENTO DE FACILIDADES

- a) Para las tuberías que se ubiquen a una altura mayor de 15 m sobre el nivel del piso, se generará un requerimiento de facilidad de balso (plataforma colgante) y para las que se ubiquen entre 3 y 15 m sobre el nivel de piso se generará un requerimiento de facilidad con andamio.
- b) Para las tuberías con un diámetro mayor o igual que 2" y que tengan aislamiento térmico, se generará un requerimiento para recortar ventanas en el aislamiento térmico para inspección de 100x100mm y su posterior tapado con una tapa de aluminio de 150x150mm y fibra de lana mineral; en el caso que ya presente ventanas el requerimiento será por apertura y tapado.
- c) Para las tuberías con diámetro menor a 2" y que tengan aislamiento térmico, se generará un requerimiento para retiro y reposición del aislamiento térmico.

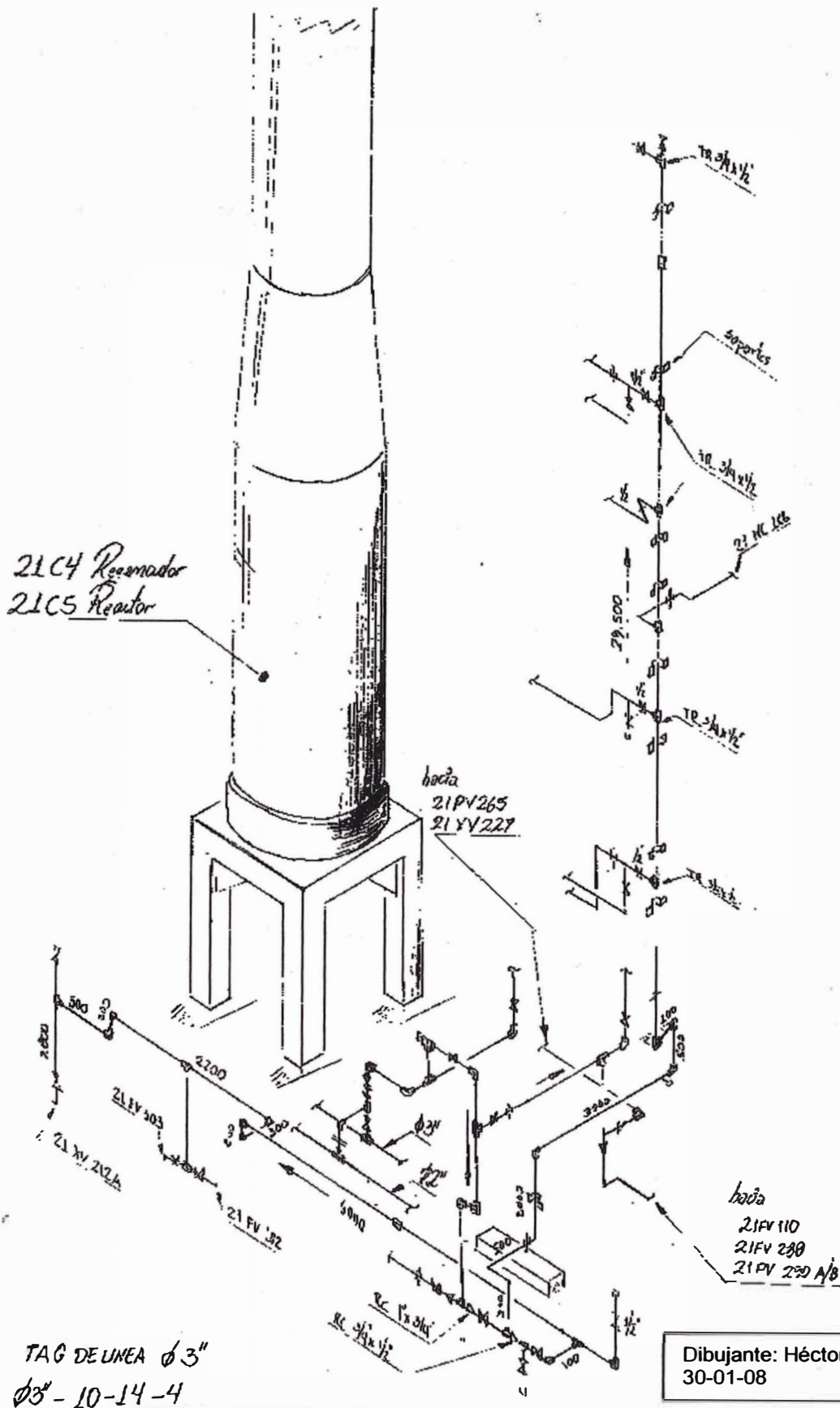
2.3. PERMISO DE TRABAJO

- a) Se requiere llenar el formato en físico del permiso de trabajo, para su posterior programación en el sistema de permisos de trabajo en el sistema de gestión documentaria (SGD), estas actividades tienen que ser realizadas con un día de anticipación al día de ejecución de los trabajos dentro de la planta.

- b) El permiso de trabajo programado será habilitar en el SGD por el jefe del área operativa de la planta en la cual se trabajará, para su posterior apertura en campo el día en que se realizará las actividades dentro de la planta, el formato físico del permiso se completará el llenado por el operador realizando las verificaciones de seguridad y adicionales que se estipulan en el permiso, finalmente se firmará este documento quedando 2 copias con el operador y el original con el ejecutor.
- c) Cuando las actividades tienen una duración mayor a un día o en cada cambio de guardia de operador se efectuará un refrendado del permiso de trabajo verificando las condiciones a las cuales se dio en permiso y volviendo a firmar el permiso la parte operativa. Al término del trabajo se finaliza el permiso tanto el documento físico como en el sistema, para su posterior archivamiento de las copias físicas por cada uno.

2.4. ELABORACIÓN DE ISOMÉTRICO EN CAMPO A MANO ALZADA

- d) Reconocimiento en campo de la tubería.
- e) Elaboración de isométrico en campo, donde se representan sus accesorios soportes, conexiones de tuberías entrantes o salientes, venteos, drenajes y longitudes aproximadas (ver Fig.4.4.).



TAG DE LINEA Ø 3"
 Ø 3" - 10-14-4

Dibujante: Héctor Huamán.
 30-01-08

Fig.4.4. Isométrico en campo, de una tubería de aire para instrumentos en FCC.

2.5. INSPECCIÓN VISUAL

Es un método de ensayo basado en la detección de determinados elementos utilizando el ojo humano y básicamente la experiencia del inspector. Puede ser asistida por herramientas tales como lupas, cámaras, medidores, baroscopios, cámaras fotográficas, videocámaras, etc.

Para llevar a cabo la inspección visual se debe garantizar una buena iluminación. Se puede tomar como valor de referencia un mínimo de 1000 lux, pudiendo necesitarse fuentes de iluminación adicionales a las existencias en el lugar. Asimismo, la zona y los componentes donde se realiza el ensayo deben estar adecuadamente limpios. Todos los instrumentos que se utilicen para mejorar la apreciación del sistema de ensayo deben estar en buenas condiciones.

Generalmente la inspección Visual es el primer END y uno de los más útiles, ya que es un ensayo de bajo costo, no requiere equipamiento sofisticado y se complementa con todos los otros métodos de ensayo. Debe ser documentado para no perder validez. Dentro de las limitaciones del método se puede mencionar que solo detecta problemas superficiales y que se requiere de un "ojo experimentado".

La inspección visual se realiza para observar mecanismos de deterioro de las tuberías, accesorios y soportaría por la parte exterior (ver Fig.4.5.), para zonas con poco acceso se puede utilizar un baroscopio o videocámaras.

Tubería		Observaciones
1	Estado general	<input type="checkbox"/> Bien <input checked="" type="checkbox"/> Mal
2	Pintura	<input type="checkbox"/> Bien <input checked="" type="checkbox"/> Mal <input type="checkbox"/> N.A. con un 60% desprendimiento de pintura y corrosión
3	Aislamiento térmico	<input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input checked="" type="checkbox"/> N.A.
4	Linealidad	<input checked="" type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal
5	Nivelación	<input checked="" type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal
6	Otros	
Accesorios		Observaciones
1	Juntas de expansión	<input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input checked="" type="checkbox"/> N.A.
2	Válvulas de Seguridad	<input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input checked="" type="checkbox"/> N.A.
3	Válvulas Automáticas	<input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input checked="" type="checkbox"/> N.A.
4	Válvulas Check	<input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input checked="" type="checkbox"/> N.A.
5	Otro Tipos de válvulas	<input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input checked="" type="checkbox"/> N.A.
6	Bridas	<input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input checked="" type="checkbox"/> N.A.
7	Instrumentos	<input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input checked="" type="checkbox"/> N.A.
8	Spich	<input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input checked="" type="checkbox"/> N.A.
9	Otros	
Soportes		Observaciones
1	Tipo	<input checked="" type="checkbox"/> Fijo <input type="checkbox"/> Variable
2	Estado general	<input checked="" type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal OK (solo con impregnación de Polvo)
3	Planchas de refuerzo	<input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input type="checkbox"/> N.A.
4	Patines	<input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input type="checkbox"/> N.A.
5	Restricciones	<input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input type="checkbox"/> N.A. Limitadas solo con impregnación de Polvo
6	Vigas (soporte)	<input checked="" type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input type="checkbox"/> N.A. con impregnación de Polvo (ok)
7	Abrazaderas	<input checked="" type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input type="checkbox"/> N.A. OK (en buena condición)
8	Tirantes	<input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input checked="" type="checkbox"/> N.A.
9	Tambores	<input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input checked="" type="checkbox"/> N.A.
10	Resortes	<input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input checked="" type="checkbox"/> N.A.
11	Nivelación	<input checked="" type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal
12	Otros	

Inspector: P. manco 2.Fecha: 23-07-08Firma: 

La inspección externa es básicamente visual y sirve para determinar la condición externa de las tuberías y estas deberían ser inspeccionados externamente cada 5 años, preferentemente mientras se encuentran en operación, cubriendo:

- La condición del aislamiento térmico o pinturas.
- La condición de los soportes y fundaciones.
- La existencia de corrosión bajo aislación (CUI) para tuberías que operan en forma intermitente o en el rango de temperaturas entre -4°C y 120°C .
- Partes enterradas.
- Todo sitio donde pueda colectarse agua o humedad.
- Acometidas (Nozzles): distorsiones o fisuras, complementar siempre con END en soldaduras. Si la tubería trabaja a más de 482°C es mandatorio verificar si existe creep mediante réplicas metalográficas.
- Tuberías de drenaje u otras tuberías conectadas a la tubería.
- Bridas, medidores de presión ó temperatura, válvulas de seguridad accesorios, etc.

Ejemplo de inspección visual

Como parte del Plan de Inspección de tuberías efectuada en el área de reformado catalítico, se observo en la tubería de 3"-22-154-39 lo siguiente:

Las Tuberías se encuentran con desprendimiento de pintura, impregnación de polvo y oxido en un 100%. Válvulas de $3/4''\text{Ø}$ y $3''\text{Ø}$ se encuentra en buen estado pero con impregnación de polvo y óxido, se observa 01 spitch de $3/4''\text{Ø}$ empotrado en el concreto (Ver Fig.4.6. foto N° 1), una tubería de $1''\text{Ø}$ está fuera de servicio (Ver Fig.4.6. foto N° 2).

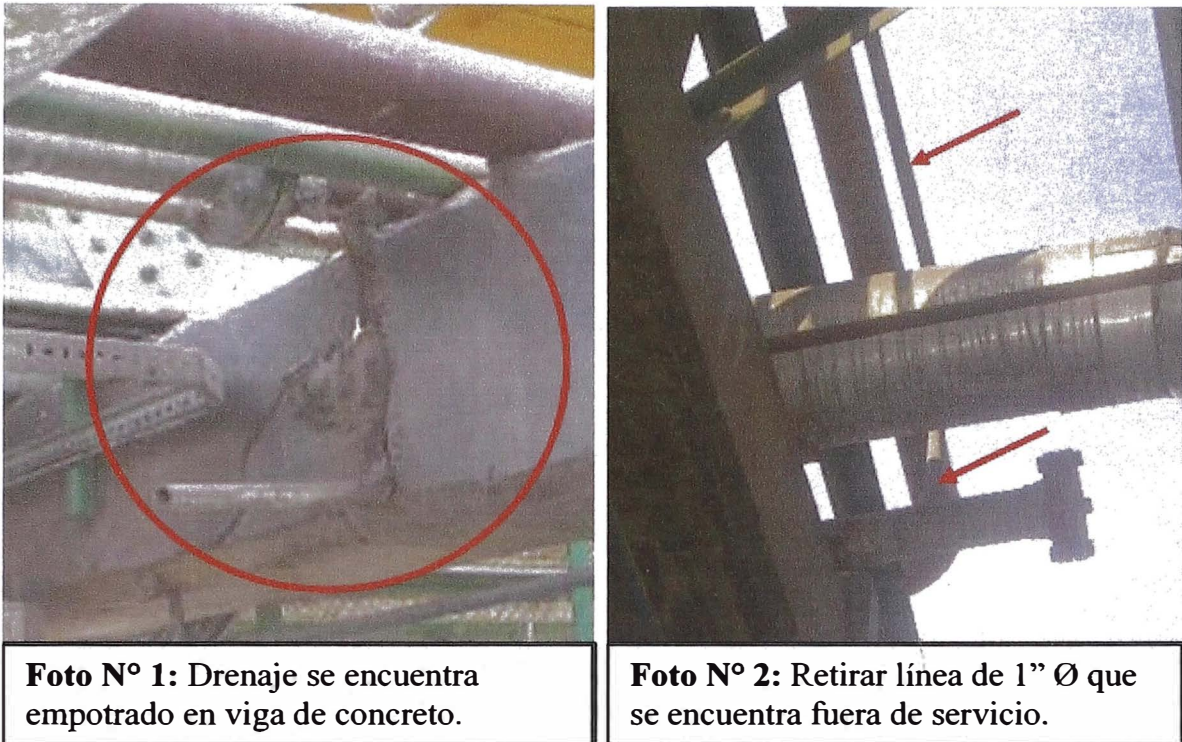


Fig.4.6. Fotos que muestran lo observado en una inspección visual, en la planta de reformado catalítico.

2.6. IDENTIFICACIÓN DE PUNTOS DE INSPECCIÓN

Actividad en la cual se realiza la determinar de las secciones donde se debe tomar los datos de medición de espesores y la elección de estos puntos, se basa en la experiencia del inspector, antecedentes históricos, la norma API 570 y según las condiciones operativas de la tubería.

Por lo general los puntos de inspección se ubican en cambios de dirección y velocidad, puntos de apoyo de soporte, absorbedores de dilatación, cambios de metalurgia de la tubería y fases del fluido, también en los puntos de inyección de productos químicos a 1.5 m aguas abajo. En la Fig.4.7. se muestra la selección de las secciones a inspeccionar.

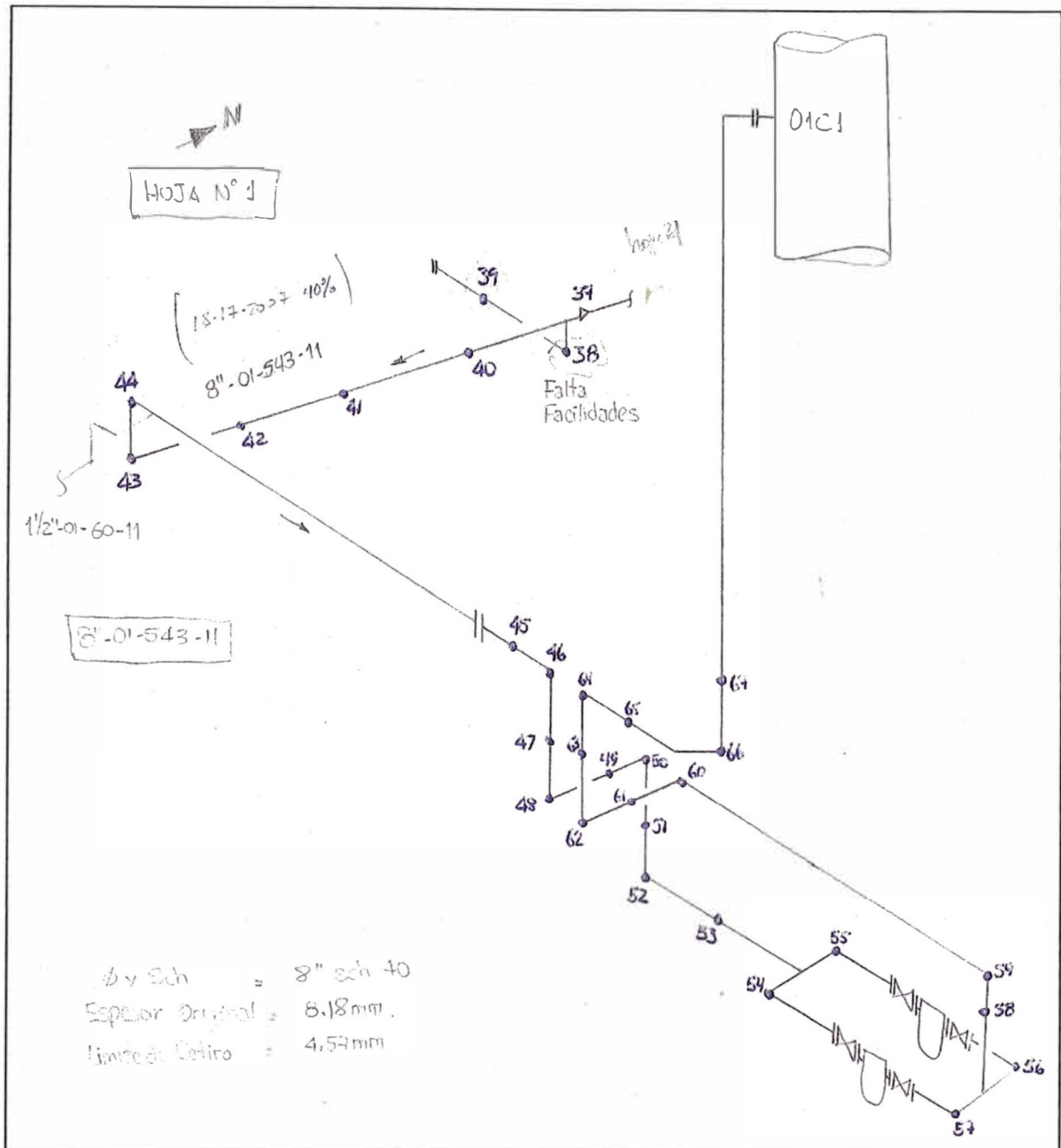


Fig.4.7. Marcado de las secciones para medir espesores.

2.7. MEDICIÓN DE ESPESORES

De los ensayos no destructivos (END) de Ultrasonido es el que se utilizara para la metodología y se puede clasificarse en dos ensayos:

- Medición de Espesores
- Detección de Fallas.

El método de inspección por ultrasonido para medir espesores consiste en

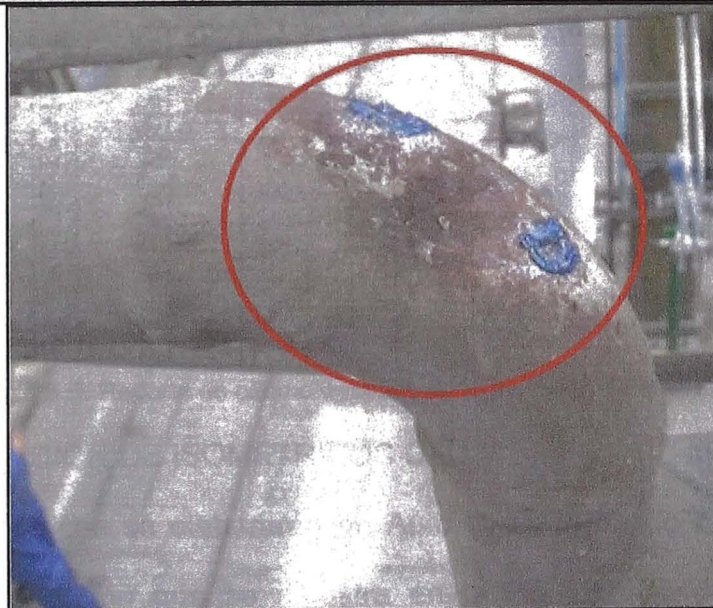
enviar ondas ultrasónicas de haz recto a través del material con la ayuda de un material acoplante. El sonido viaja a través del material perdiendo parte de su energía y es reflejado en cada interfaz. Las ondas reflejadas son captadas por un palpador (receptor) y luego analizadas.

En el caso de la Medición de Espesores, conocida la velocidad del sonido del medio, el equipo analiza el tiempo que tardó la señal en ser emitida por el equipo, reflejada por la pared del componente y captada por el palpador, para realizar el cálculo correspondiente. El Artículo 5 de la sección V DEL Código ASME describe los requisitos que serán usados en la selección y desarrollo de los procedimientos de ensayos ultrasónicos para determinaciones de espesores. Asimismo, contiene todos los requisitos de las técnicas básicas y requerimientos metodológicos para los ensayos ultrasónicos.

El ensayo ultrasónico debe ser realizado de acuerdo con un procedimiento escrito (ver anexo 2). Cada procedimiento debe incluir, por lo menos, la información referida a las dimensiones de espesor, la preparación de la superficie y la limpieza final. Asimismo, se deben incorporar los datos referidos a los equipamientos utilizados como ser el acoplante, el palpador (recto o angular), los ángulos y modos de propagación de la onda en el material, frecuencia y tamaño del transductor, el tipo del instrumento ultrasónico, la descripción de calibración, direcciones y Magnitud del ensayo, los datos a ser registrados y método de registro (manual o automático) y el mecanismo de ensayo.

En el proceso de medición de espesores, se toma la temperatura de metal de la tubería, selección de palpador y acoplante según la temperatura,

calibración de equipos, preparación de puntos para le medición de espesores y Toma de espesores (ver Fig.4.8.A). Si se requiere de facilidades, estas deberían ser realizadas antes de los pasos anteriores.



Preparación de punto para calibrar en un codo

Fig.4.8.A. Calibración de equipo a utilizar, Preparación de punto para medición de espesores.

Después de cada toma de espesores esta deberá ser registrada en el isométrico de campo indicando en qué lugar fue tomada la medición, asimismo se indicara la fecha que se realizó la medición y quienes lo realizaron (ver Fig.4.8.B).

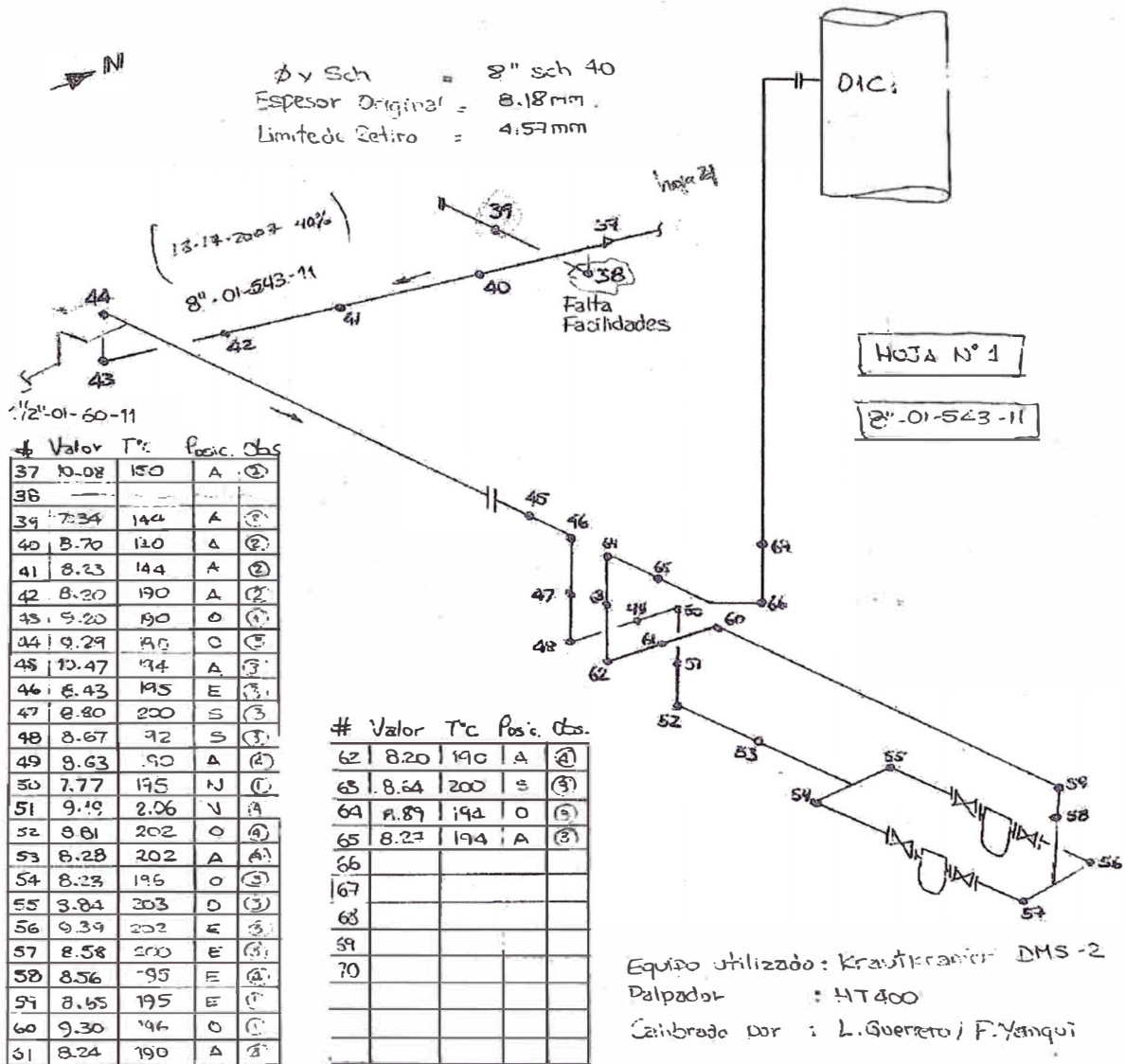
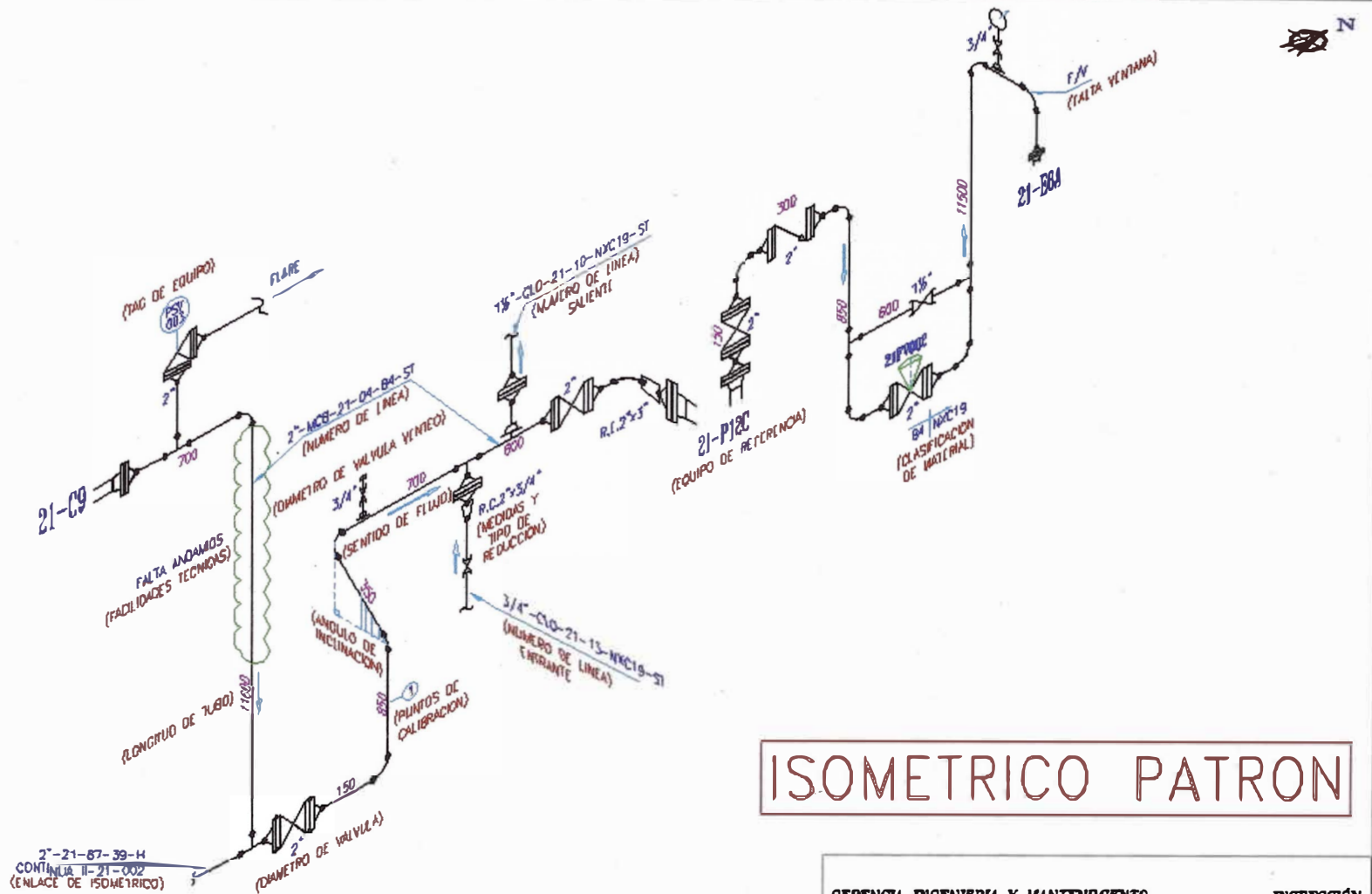


Fig.4.8.B. Reporte de campo después de la medición de espesores.

2.8. ELABORACIÓN DE ISOMÉTRICOS CAD

Los isométricos se elaborarán en Auto CAD, tomando como referencia el isométrico patrón que se muestra en la Fig.4.9.; donde se indicará las dimensiones aproximadas, nombres y características de las tuberías, sentido de flujo del producto y los equipos que interconecta.

Fig.4.9. Isométrico patrón utilizado como referencia para dibujar los isométricos.



ISOMETRICO PATRON

(CUADRO DE ESPECIFICACIONES)

Nº DE LINEA	PRODUCTO	PRESION DE DISEÑO kg/cm ²	TEMPERATURA DE DISEÑO °C	RATING	SCH	MATERIAL	ESPESSOR NOMINAL	ESPESSOR DE RETIRO	AISLAMIENTO TERMICO
2"-MCB-21-04-B4-ST	NAFTA	9.5	371	150	40	AC. CARBONO (84)	3.91	2.54	SI

GERENCIA INGENIERIA Y MANTENIMIENTO		INSPECCIÓN	
2"-MCB-21-04-B4-ST			
APROBÓ:	J. CIJUZ	UNIDADES:	mm
REVISÓ:	R. Risco	ESCALA:	S/E
INSPECCIONÓ:	Inspector	REV. Nº:	0
DIBUJÓ:	www	FECHA:	www

2.9. ELABORACIÓN DE INFORME

El informe constará de un resumen ejecutivo donde se indicará la fecha de ejecución de la inspección, las observaciones más saltantes y las acciones correctivas a realizar.

En antecedentes figurar los datos de las inspecciones anteriores y reparaciones efectuadas antes de la inspección actual.

En el cuerpo se incluirán los reportes de inspección visual, datos de la medición de espesores, el análisis de los datos recabados durante la inspección de campo, determinación de velocidad de corrosión como se muestra en la Tab.4.2., mecanismos de daño evidenciados, por último se indicarán las conclusiones y recomendaciones, se adjuntarán los anexos necesarios.

Tipos de mecanismos de daño:

a) Corrosión Galvánica:

Debida principalmente a la construcción al poner en contacto materiales distintos.

b) Corrosión (solo en tuberías enterradas):

Corrosión externa (revestimiento deteriorado).

Protección catódica insuficiente.

c) Oxidación (solo en tuberías aéreas):

Corrosión externa por pintura deteriorada.

En puntos de apoyo con los soportes.

d) Corrosión en interface suelo/aire:

Se da en casos con revestimiento deteriorado por envejecimiento ó corte de pasto.

e) Corrosión interna:

Se da en casos de tuberías que se quedan líquidos estancos.

Tab.4.2. Ejemplo de reporte de medición de espesores, que se adjunta como anexo al informe.
Los cálculos que realiza en esta hoja de cálculo son según las formulas descritas (en 2.4 Tipos de espesores, 2.5 velocidad de corrosión y 2.6 Vida remanente)

ANEXO 039
MEDICION DE ESPESORES A LINEA 12"-10-25-39
Desde 28D1 Hacia 28D2

Ø	SCH	Esp. Original	Lim. Retiro
12"	40	10,312	5,559
3/4"	80	3,912	2,286

Sección	Ø	Ubicación	Temp. (°C) del metal	Norte	Este	Sur	Oeste	Sup.	Inf.	Espesor Mínimo	Espesor Perdido	Espesor Remanente	mpy (L.T.) mm/años	Vida (años) Remanente
1	12"	Niple	27	16,680	18,950	18,440	19,230	—	—	16,680	0,000	11,121	0,000	20,000
2	12"	Codo	27	—	—	—	—	9,540	—	9,540	0,772	3,981	0,173	20,000
3	12"	Codo	27	—	—	9,440	—	—	—	9,440	0,872	3,881	0,195	19,916
4	12"	Tubo	27	—	9,740	—	9,520	10,920	10,400	9,520	0,792	3,961	0,177	20,000
5	12"	Tubo	27	—	10,900	—	10,630	10,170	10,250	10,170	0,142	4,611	0,032	20,000
6	12"	Codo	27	9,050	—	—	—	—	—	9,050	1,262	3,491	0,282	12,380
7	12"	Tubo	27	10,810	—	11,160	—	10,830	10,380	10,380	0,000	4,821	0,000	20,000
8	12"	Codo	27	—	—	—	—	—	9,390	9,390	0,922	3,831	0,206	18,594
9	3/4"	Niple	27	—	—	—	—	3,440	3,240	3,240	0,672	0,954	0,150	6,359
10	12"	Codo	27	—	—	—	—	10,050	—	10,050	0,262	4,491	0,059	20,000
11	12"	Tubo	27	11,100	—	10,050	—	10,700	9,250	9,250	1,062	3,691	0,237	15,554
12	12"	Tubo	27	9,720	—	9,320	—	11,030	8,960	8,960	1,352	3,401	0,302	11,259
13	12"	Codo	27	—	—	—	—	9,650	—	9,650	0,662	4,091	0,148	20,000
14	12"	Tubo	27	10,630	10,380	10,560	10,520	—	—	10,380	0,000	4,821	0,000	20,000
15	12"	Codo	27	—	—	—	—	—	9,960	9,960	0,352	4,401	0,079	20,000
16	12"	Tubo	27	—	10,100	—	—	10,180	9,860	9,860	0,452	4,301	0,101	20,000
17	12"	Tubo	27	—	10,120	—	—	10,610	8,920	8,920	1,392	3,361	0,311	10,807
18	12"	Niple	27	—	17,890	—	—	18,400	16,820	16,820	0,000	11,261	0,000	20,000

Total Sectores	18	Fecha de medición:	10-jun-2008
		Ejecuto por:	H. Altamirano / P. Manco
Total Puntos Calibrados	46	Técnica Utilizada:	Medición de espesores por ultrasonido
		Equipos Utilizados:	Marca Krautkramer Modelo DMS-2 Palpador usado HT400 y Grasa ZGM (hasta 600 °C)
		Fecha de instalacion:	20-dic-2003

2.10. REVISIÓN DE INFORME

- Revisión del resumen ejecutivo si representa el contenido del informe, para un fácil entendimiento de las áreas a remitir el informe.
- Revisión del reporte de inspección, observando si se presentan una alta

pérdida de espesores, deterioro externo de la tubería y accesorios.

- Revisión de los cálculos realizados en las velocidades de corrosión de corto y largo plazo, si se tomaron los parámetros correctos.
- Revisión de las conclusiones si son necesarias para reducir el riesgo por fallo de la tubería.
- Observar que el informe cumpla con los requerimientos y formatos declarados en el sistema de gestión documentaria.

2.11. ANALISIS DE CONFIABILIDAD.

Mediante el análisis de confiabilidad se obtiene la curva de vida de la tubería para los distintos puntos inspeccionados y la confiabilidad con que puede operar la tubería en las condiciones actuales. También se puede verificar si las reparaciones efectuadas anteriormente se han efectuado en el momento adecuado, proyectar las posibles reparaciones que requiera esta tubería en el corto y largo plazo. Para el análisis utilizaremos el software Weibull ++7.

a. Histórico de mediciones de espesores.

Datos organizados que se tienen producto de las distintas inspecciones en el tiempo, para un mismo circuito de tuberías y las mediciones en los mismos sectores (puntos), en la Tab.4.3. se muestra el histórico de las mediciones de espesores que se realizaron a la tubería de tope de la columna de destilación atmosférica perteneciente a la unidad de destilación 1. El histórico data desde el año de 1995 que se realizó la primera inspección después de su montaje en 1986, pero esta tubería a tenido que ser reparada para poder continuar en operación, la reparación se realizó en el año 2002.

Tab.4.3. Histórico de mediciones de espesores, para la tubería de tope de UDP-I.

Fecha		2-ene-1986	2-abr-1995	5-may-1997	5-may-1998	5-nov-1998	2-dic-1999	3-ene-2001	10-abr-2002	11-nov-2003	2-nov-2005
Años		0.00	9.25	11.35	12.35	12.85	13.92	15.01	16.28	17.87	19.85
Punto	Medida (mm)	Medida (mm)	Medida (mm)	Medida (mm)	Medida (mm)	Medida (mm)	Medida (mm)	Medida (mm)	Medida (mm)	Medida (mm)	Medida (mm)
1	9.53	7.70	8.20	7.95	7.30	7.30	6.86	12.70	12.78	12.60	
2	9.53	7.60	8.70	7.37	6.00	6.00	5.52	12.00	12.00	12.00	
3	9.53	8.10	9.00	7.43		7.10	6.57	12.91	12.91	12.80	
4	9.53	8.30	8.40	8.09	7.40	7.40	7.31	12.88	12.85	12.80	
5	9.53	8.20	8.70	8.31	7.90	7.90	7.39	11.98	11.98	13.20	
6	9.53	7.80	9.10	8.45		7.60		13.10	13.05	12.80	
7	9.53	8.40	9.30	8.31		7.50			6.72	7.60	
8	9.53	8.80	9.20	8.46	7.20				6.74		
9	9.53	8.20	9.80	8.64	7.90	7.90			6.89		
10	9.53	8.70	9.60	8.69							
11	9.53	8.50	10.20	8.69	8.10	8.00			7.65	7.80	
12	9.53	8.60	9.60	8.84		8.20			7.87	7.70	
13	9.53	8.70	10.10	8.76	8.30	8.10			7.79		
14	9.53	8.80	9.20	8.63		8.20			8.02	7.90	
15	9.53	9.10	8.80	8.59		8.50			8.09	8.10	
16	9.53	8.20	9.10	8.86	8.00	8.00			8.00	8.10	
17	9.53	8.30	10.00	8.74		8.50			8.38	8.10	
18	9.53	6.30	8.90	9.14	8.40	8.30			8.04		
19	9.53	8.10	9.10	8.95		8.60			8.42	8.30	
20	9.53	8.40	9.10	8.93		8.60					
21	9.53	10.50	9.20	8.72		8.70					
22	9.53	8.60	9.10	8.72		8.70					
23	9.53	10.60	9.00	8.62	8.20	8.20			7.29	8.10	
24	9.53		9.40	8.98							
25	9.53		7.20	6.72	6.10	6.50			6.11	6.20	
26	9.53		7.00	6.69		6.40			5.97		
27	9.53		6.90	6.72					6.72	6.30	
28	9.53		9.50	8.59		8.20					
29	9.53		9.50	8.98	8.97	8.50			7.53	7.60	
30	9.53		8.80	10.12		8.40			8.99	8.60	
31	9.53				8.40	9.40				7.60	
32	9.53				8.50	8.50				9.60	
33	9.53				9.70	9.70					

b. Ordenamiento de datos.

Ordenamiento de los datos históricos de las mediciones de espesores como se muestra en la Tab.4.4, para ser migrados al software Weibull ++7. Se ordenan en forma ascendente por el tiempo transcurrido desde que se instaló la tubería hasta cuando se realizó la última inspección, espesores registrados y por la sección de medición (punto).

Tab.4.4. Ordenamiento de datos a partir de los datos históricos.

Tiempo de Inspección	Degradación	ID de Unidad (Puntos)	Tiempo de Inspección	Degradación	ID de Unidad (Puntos)	Tiempo de Inspección	Degradación	ID de Unidad (Puntos)	Tiempo de Inspección	Degradación	ID de Unidad (Puntos)	Tiempo de Inspección	Degradación	ID de Unidad (Puntos)
0	9.525	1	17.87	6.72	7	17.87	7.79	13	12.35	8.95	19	13.93	6.4	26
9.25	7.7	1	19.85	7.6	7	0	9.525	14	13.93	8.6	19	17.87	5.97	26
11.35	8.2	1	20.86	7.56	7	9.25	8.8	14	17.87	8.42	19	0	9.53	27
12.35	7.95	1	22.97	6.56	7	11.35	9.2	14	19.85	8.3	19	11.35	6.9	27
12.85	7.3	1	0	9.525	8	12.35	8.63	14	20.86	7.78	19	12.35	6.72	27
13.93	7.3	1	9.25	8.8	8	13.93	8.2	14	22.97	7.69	19	17.87	6.72	27
15.02	6.86	1	11.35	9.2	8	17.87	8.02	14	0	9.525	20	19.85	6.3	27
0	9.525	2	12.35	8.46	8	19.85	7.9	14	9.25	8.4	20	22.97	6.21	27
9.25	7.6	2	12.85	7.2	8	22.97	7.35	14	11.35	9.1	20	0	9.525	28
11.35	8.7	2	17.87	6.74	8	0	9.525	15	12.35	8.93	20	11.35	9.5	28
12.35	7.37	2	22.97	6.59	8	9.25	9.1	15	13.93	8.6	20	12.35	8.59	28
12.85	6	2	0	9.525	9	11.35	8.8	15	0	9.525	21	13.93	8.2	28
13.93	6	2	9.25	8.2	9	12.35	8.59	15	9.25	10.5	21	0	9.525	29
15.02	5.52	2	11.35	9.8	9	13.93	8.5	15	11.35	9.2	21	11.35	9.5	29
0	9.525	3	12.35	8.64	9	17.87	8.09	15	12.35	8.72	21	12.35	8.98	29
9.25	8.1	3	12.85	7.9	9	19.85	8.1	15	13.93	8.7	21	12.85	8.97	29
11.35	9	3	13.93	7.9	9	0	9.525	16	0	9.525	22	13.93	8.5	29
12.35	7.43	3	17.87	6.89	9	9.25	8.2	16	9.25	8.6	22	17.87	7.53	29
13.93	7.1	3	0	9.525	10	11.35	9.1	16	11.35	9.1	22	19.85	7.6	29
15.02	6.57	3	9.25	8.7	10	12.35	8.86	16	12.35	8.72	22	20.86	7.39	29
0	9.525	4	11.35	9.6	10	12.85	8	16	13.93	8.7	22	22.97	7.17	29
9.25	8.3	4	12.35	8.69	10	13.93	8	16	0	9.525	23	0	9.525	30
11.35	8.4	4	0	9.525	11	17.87	8	16	9.25	10.6	23	11.35	8.8	30
12.35	8.09	4	9.25	8.5	11	19.85	8.1	16	11.35	9	23	12.35	10.12	30
12.85	7.4	4	11.35	10.2	11	20.86	7.9	16	12.35	8.62	23	13.93	8.4	30
13.93	7.4	4	12.35	8.69	11	0	9.525	17	12.85	8.2	23	17.87	8.99	30
15.02	7.31	4	12.85	8.1	11	9.25	8.3	17	13.93	8.2	23	19.85	8.6	30
0	9.525	5	13.93	8	11	11.35	10	17	17.87	7.29	23	20.86	8.29	30
9.25	8.2	5	17.87	7.65	11	12.35	8.74	17	19.85	8.1	23	22.97	8.07	30
11.35	8.7	5	19.85	7.8	11	13.93	8.5	17	20.86	7.69	23	0	9.525	31
12.35	8.31	5	22.97	6.98	11	17.87	8.38	17	22.97	7.47	23	12.85	8.4	31
12.85	7.9	5	0	9.525	12	19.85	8.1	17	0	9.525	24	13.93	9.4	31
13.93	7.9	5	9.25	8.6	12	20.86	7.62	17	11.35	9.4	24	19.85	7.6	31
15.02	7.39	5	11.35	9.6	12	0	9.525	18	12.35	8.98	24	20.86	7.36	31
0	9.525	6	12.35	8.84	12	9.25	6.3	18	0	9.53	25	22.97	7.18	31
9.25	7.8	6	13.93	8.2	12	11.35	8.9	18	11.35	7.2	25	0	9.525	32
11.35	9.1	6	17.87	7.87	12	12.35	9.14	18	12.35	6.72	25	12.85	8.5	32
12.35	8.45	6	19.85	7.7	12	12.85	8.4	18	12.85	6.1	25	13.93	8.5	32
13.93	7.6	6	0	9.525	13	13.93	8.3	18	13.93	6.5	25	19.85	9.6	32
0	9.525	7	9.25	8.7	13	17.87	8.04	18	17.87	6.11	25	22.97	9.45	32
9.25	8.4	7	11.35	10.1	13	22.97	7.55	18	19.85	6.2	25	0	9.525	33
11.35	9.3	7	12.35	8.76	13	0	9.525	19	0	9.53	26	12.85	9.7	33
12.35	8.31	7	12.85	8.3	13	9.25	8.1	19	11.35	7	26	13.93	9.7	33
13.93	7.5	7	13.93	8.1	13	11.35	9.1	19	12.35	6.69	26	22.97	9.15	33

c. Ingreso de datos a software Weibull ++7. (ver Fig.4.11.)

Se genera un registro de cálculo en el software por degradación, en la ventana para ingreso de los datos a analizar, se copian los datos en forma ordenada llenando los campos de tiempo de inspección, degradación y ID de unidad que se refiere al ID del punto de inspección.

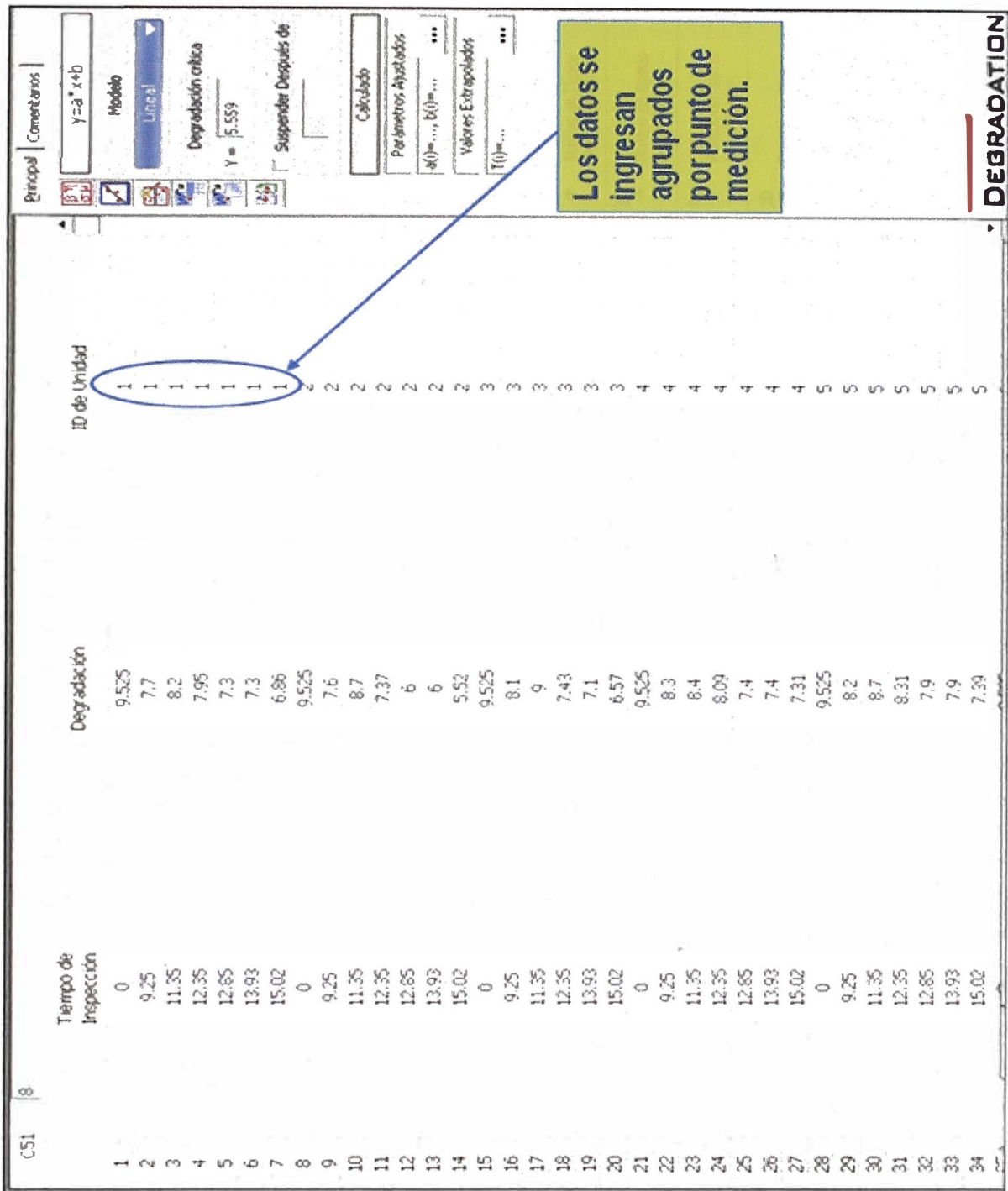


Fig.4.11. Ventana capturada de los datos ingresados al software Weibull ++7.

d. Análisis por degradación.

En esta parte se realiza el análisis de la variación de los espesores con respecto al tiempo (velocidad de corrosión) para todos los puntos, como se muestra en la Fig.4.12., se establece el espesor nominal y de retiro para la tubería con esto datos el programa calcula los tiempos de fallo.

Degradación vs. Tiempo

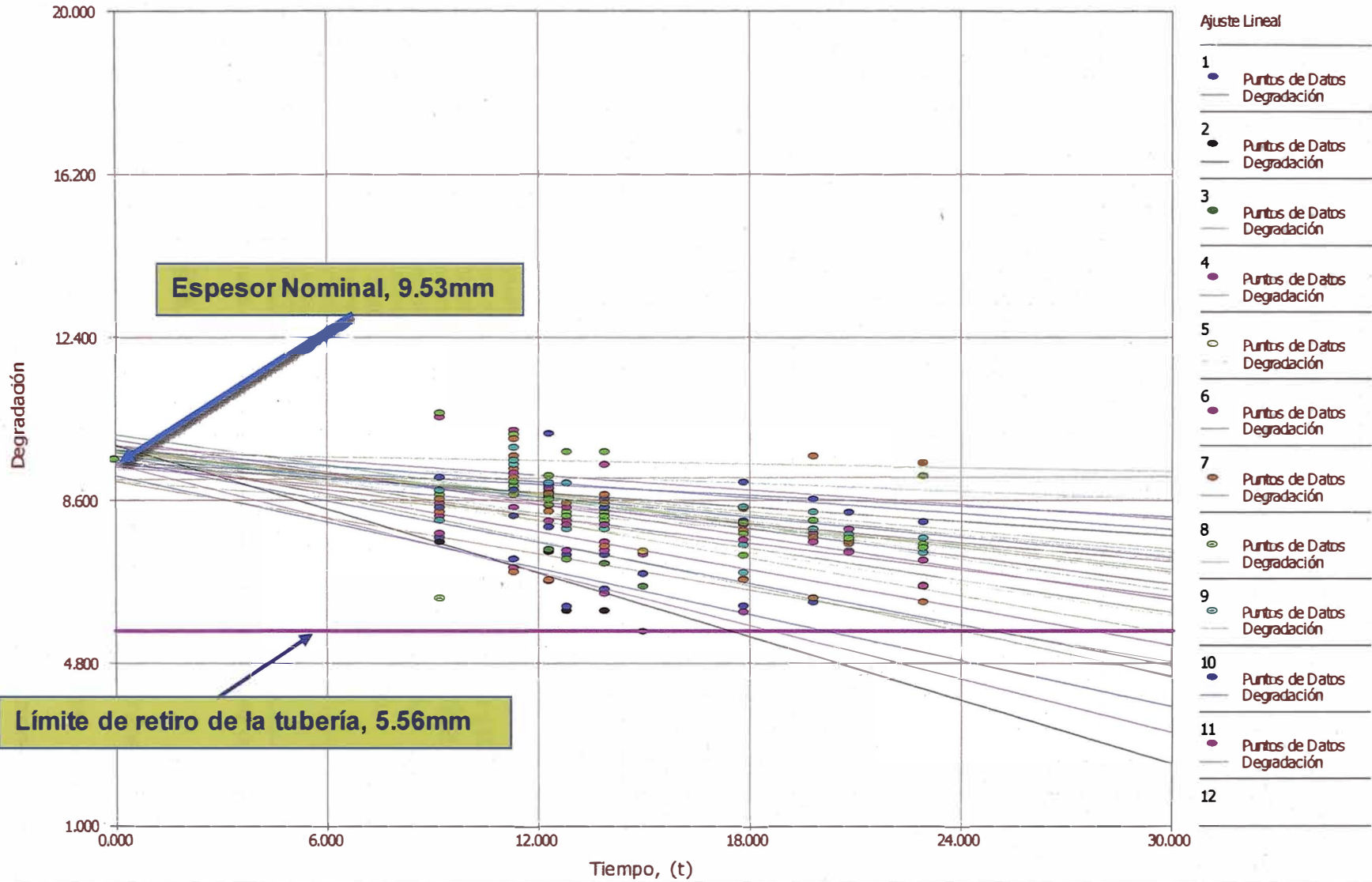


Fig.4. 12. graficas de espesores vs tiempo, resultado de los datos ingresados.

e. Transformación de datos para análisis de confiabilidad.

En esta parte se calcula en que tiempo la tubería llegará al espesor de retiro los que se muestran en segunda columna de la Fig.4.13., cuando la tubería llega al espesor de retiro para efectos de cálculo se considera que ha fallado.

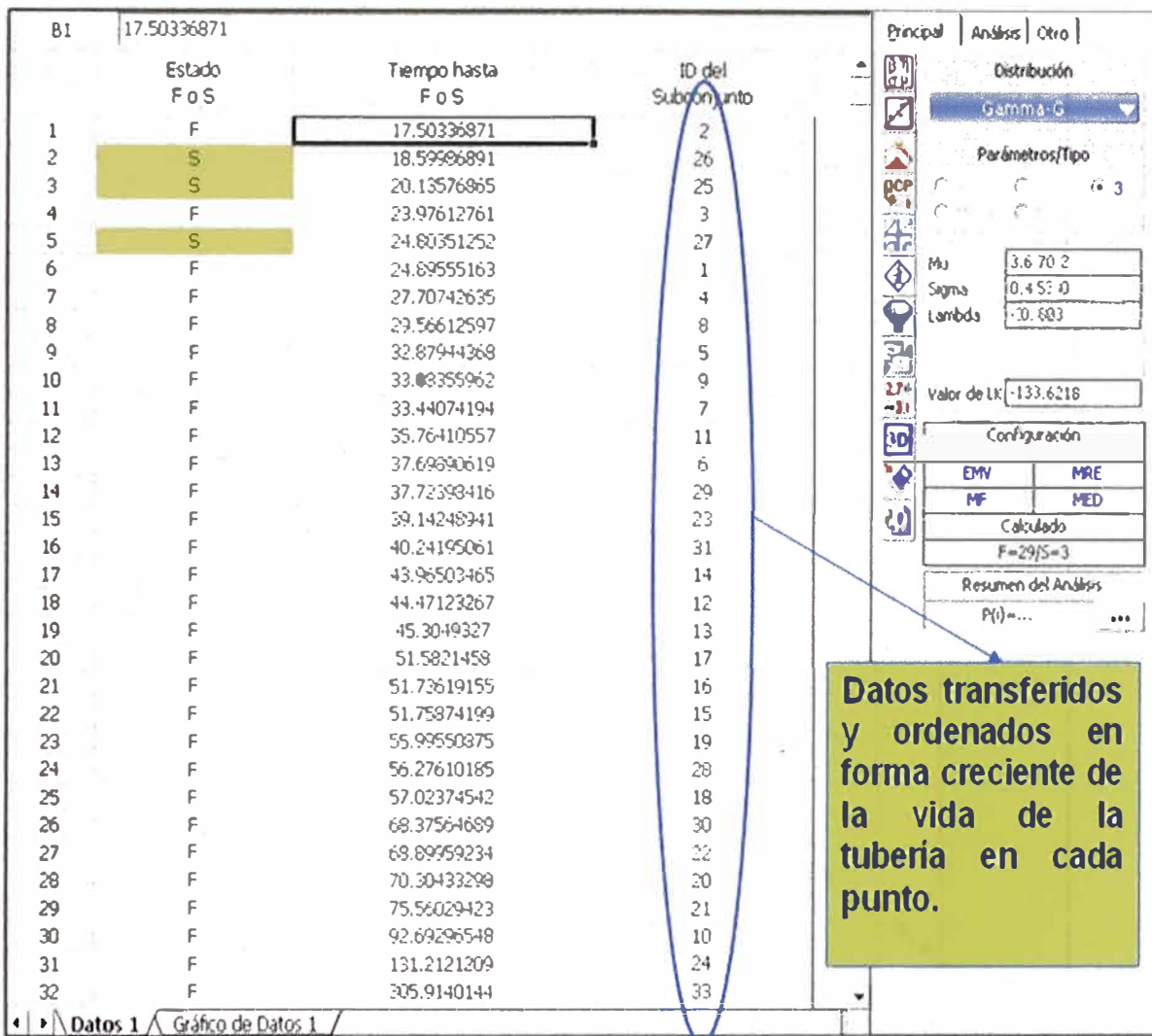


Fig.4.13. Ventana capturada de la transformación de los datos en tiempos de fallo.

f. Graficas del análisis de confiabilidad.

En esta parte se obtienen las graficas de los datos transformados en datos estadísticos para cálculo de probabilidades, confiabilidad, densidad de probabilidad, distribución de fallas y cronograma para reemplazos. De la Fig.4.14. a Fig.4.18. se muestra ventana capturada.

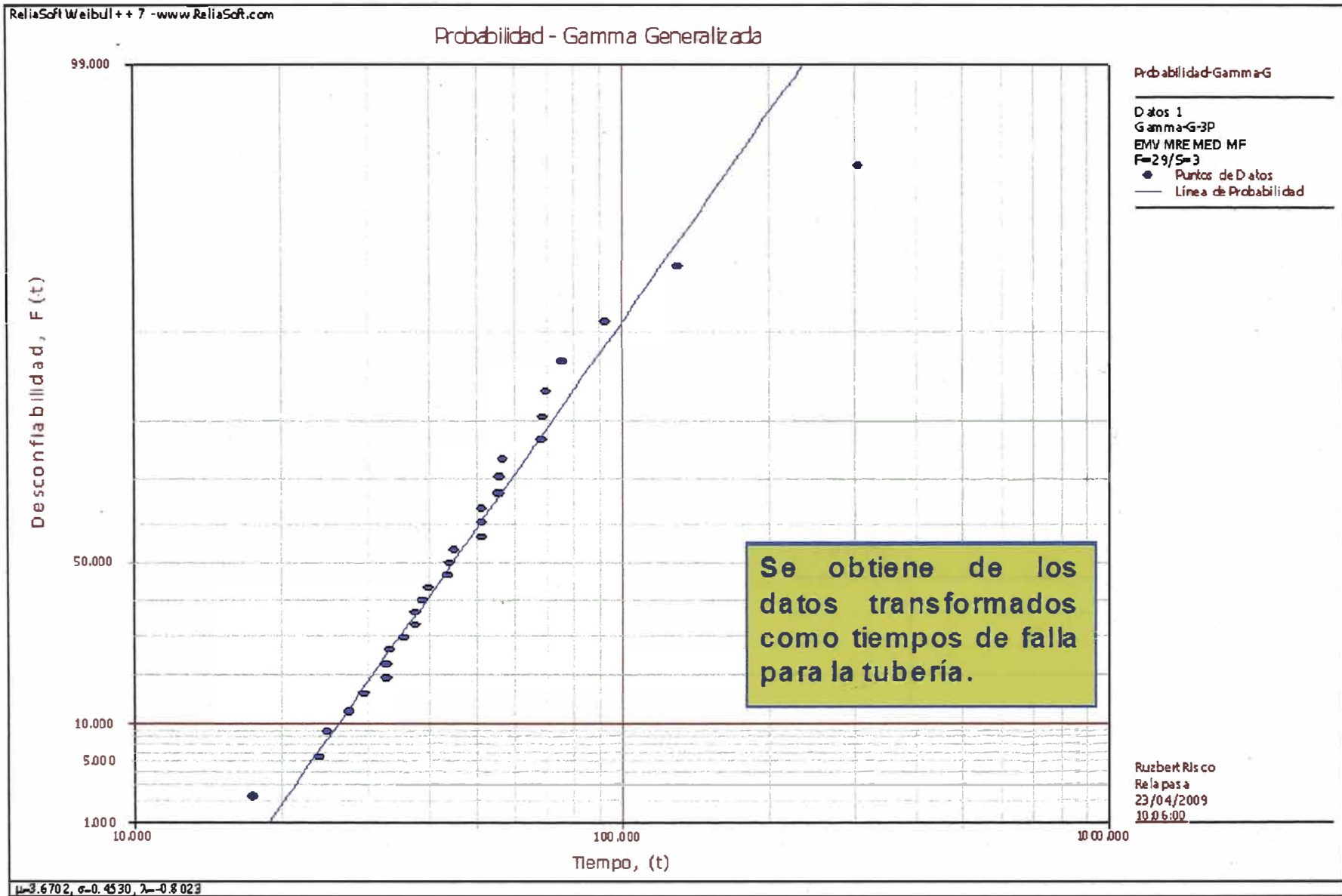


Fig.4. 14. Grafica de los tiempos de fallos en una hoja Weibull.

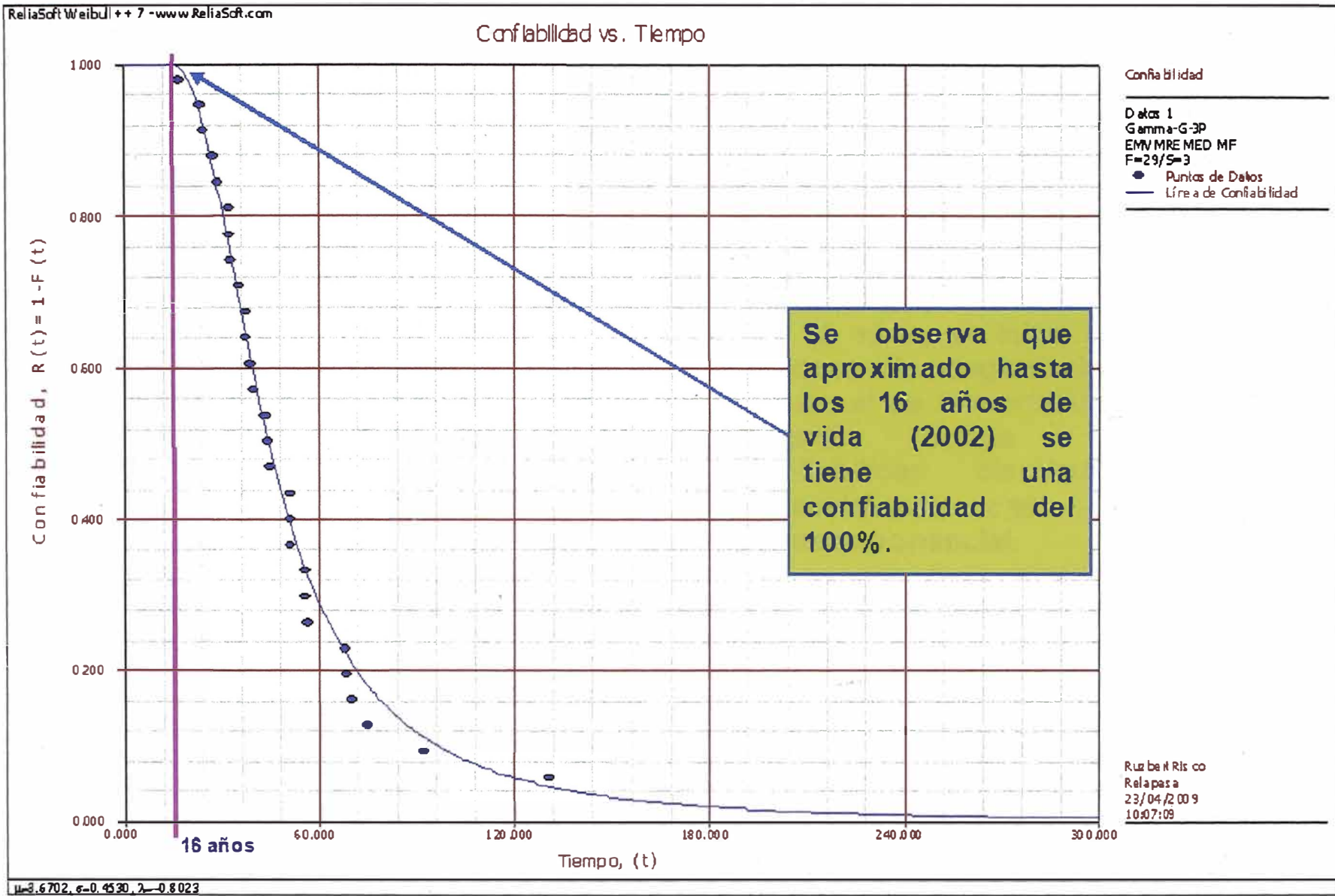


Fig.4.15. Grafica de confiabilidad vs. tiempo.

Fig.4.16. Grafica de función de densidad de probabilidad.

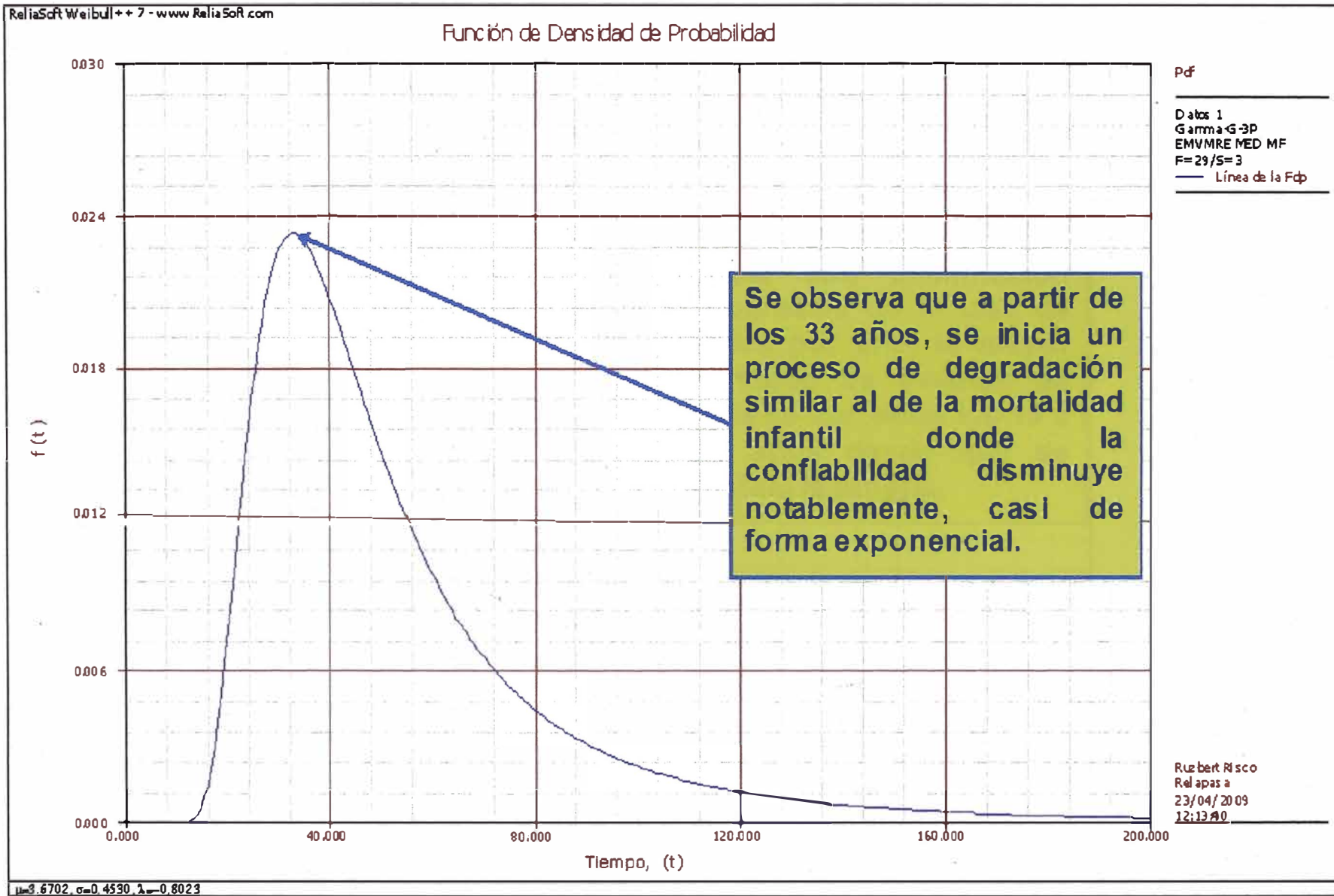
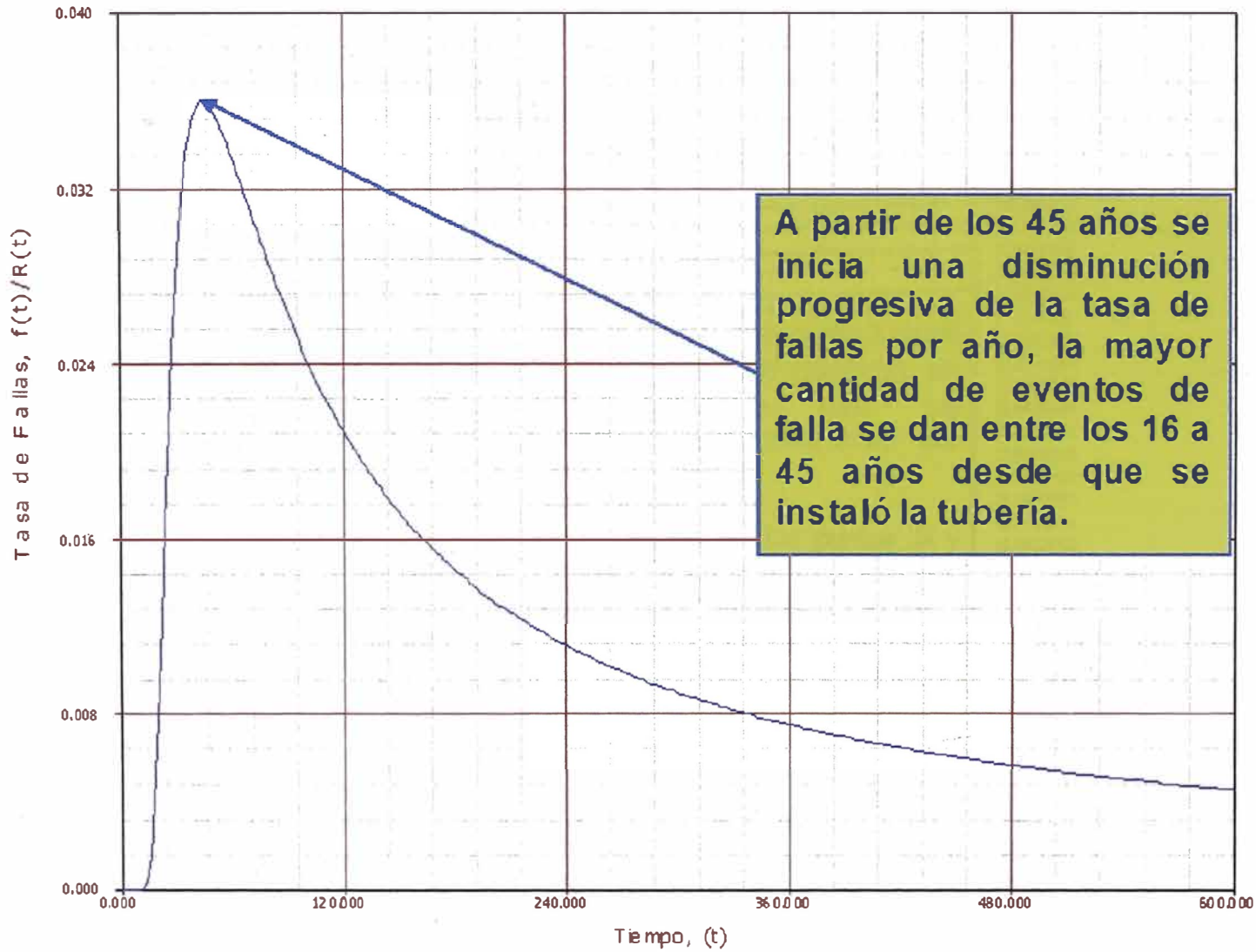


Gráfico de Tasa de Fallas vs. Tiempo



Tasa de Fallas

Datos 1
Gamma-G-3P
EMV MREMED MF
F=23/S=3
— Línea de Tasa de Fallas

Ruzbet Risko
Relias a
23/04/2009
10:08:56

$\mu=3.6702, \sigma=0.4530, \lambda=0.8023$

Fig. 4. 17. Grafica de tasa de fallas vs. Tiempo.

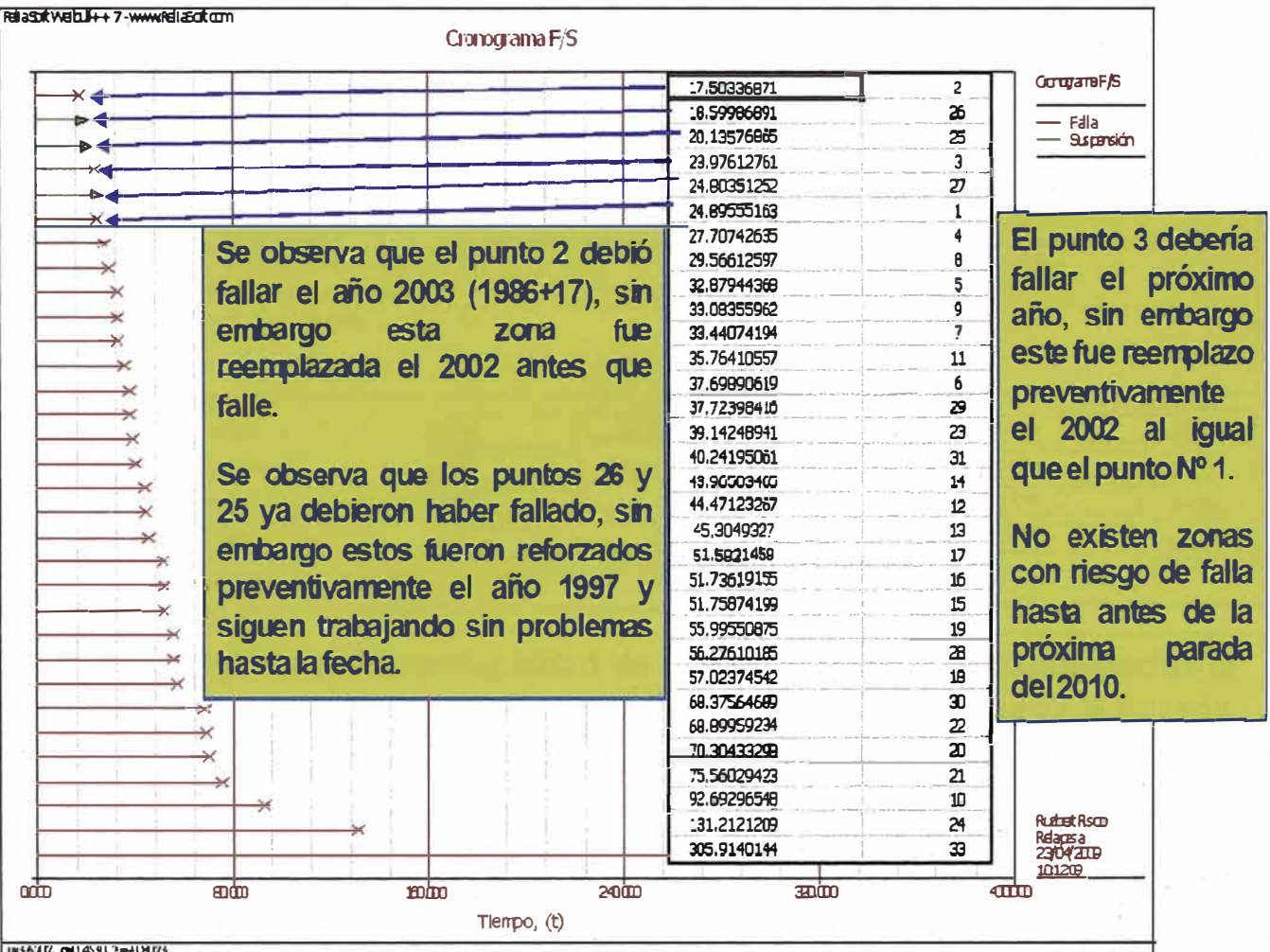


Fig.4. 18. Cronograma de fallos para los puntos inspeccionados.

g. Cálculos de confiabilidad (Se muestra captura de ventanas de cálculo).

Con los datos ingresados realizar cálculos de confiabilidad de la tubería para la fecha actual en la que nos encontramos, podemos proyectarnos en el tiempo y evaluar la confiabilidad (ver Fig.4.19. y Fig.4.20.), tiempo de vida promedio para toda la tubería y tiempo de garantía para un grado de confiabilidad que el usuario defina(ver Fig.4.20.).

Próxima Parada programada de la unidad, 2010 y la siguiente para el año 2015.

Fig. 4. 19. Confiabilidad de la tubería hasta las próximas paradas de planta.



Se calculó la confiabilidad de la línea para la fecha actual (23.25 años desde 1986).

Se observa que para la fecha actual, la confiabilidad es del 94.7%.

Se calculó la confiabilidad de la línea para la próxima parada de planta (25 años desde 1986).

A la próxima parada se llegará con 91.9 % de confiabilidad de la línea.

Se calculó la confiabilidad de la línea para la fecha de la parada subsiguiente del 2015.

A la parada del 2015 la línea llegará con 83.9 % de confiabilidad operativa.

Fig. 4.20: Cálculo de la confiabilidad condicional.

Cojín de Cálculos Rápidos (QCP)

Cálculos Básicos | Límites de Confianza | Límites de los Parámetros

Opciones para Cálculos

- Cálculos de Prob. Estd.
- Cálculos Condicionales
- Tasa de Falla
- Información de Garantía (Tiempo)
- Información BX
- Vida Promedio

Opciones de los Resultados

- Resultados como Confiabilidad
- Resultados como Probabilidad de Falla

Entrada Requerida del Usuario

Tiempo Inicial de la Misión: 23.25

Tiempo de Misión Adicional: 1.75

Resultados

Superior	0.9839	Calcular
Confiabilidad Cond.	0.9709	Cerrar
Inferior	0.9480	Informe...
Confianza	25 @ 0.9	Ayuda [En]

Folio: Folio3 (Gráfico de Datos 1)

Se calculó la confiabilidad de la línea para que trabaje hasta la próxima parada de planta (1.75 años+) considerando que ya trabajo hasta la fecha (23.25 años).

La confiabilidad resultó 97.1 %.

Cojín de Cálculos Rápidos (QCP)

Cálculos Básicos | Límites de Confianza | Límites de los Parámetros

Opciones para Cálculos

- Cálculos de Prob. Estd.
- Cálculos Condicionales
- Tasa de Falla
- Información de Garantía (Tiempo)
- Información BX
- Vida Promedio

Opciones de los Resultados

- Resultados como Confiabilidad
- Resultados como Probabilidad de Falla

Entrada Requerida del Usuario

Tiempo Inicial de la Misión: 23.25

Tiempo de Misión Adicional: 5.75

Resultados

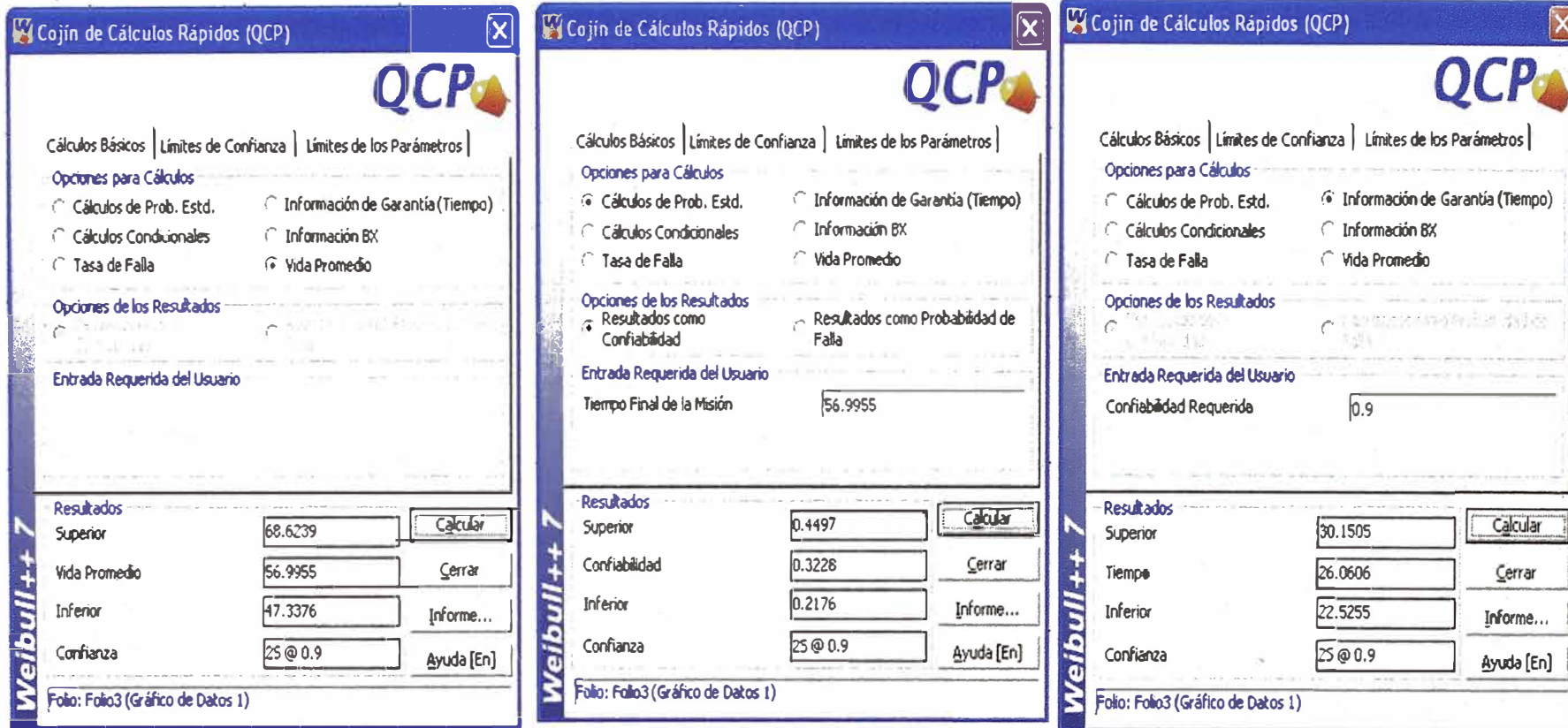
Superior	0.9302	Calcular
Confiabilidad Cond.	0.8866	Cerrar
Inferior	0.8197	Informe...
Confianza	25 @ 0.9	Ayuda [En]

Folio: Folio3 (Gráfico de Datos 1)

Se calculó la confiabilidad de la línea para que trabaje hasta la parada de planta del 2015 (5.75 años +) considerando que ya trabajo hasta la fecha (23.25 años).

La confiabilidad resultó 88.7 %.

Fig.4.21. Cálculo de vida promedio y tiempo de garantía para la tubería.



El cálculo de la vida promedio da un tiempo de 56.9 años. Sin embargo para llegar a este tiempo se debe hacer algunas reparaciones intermedias.

Se calculó la confiabilidad para el término de la vida promedio, la confiabilidad es de 32.3%, lo cual no se acepta por ser esta línea crítica para la planta.

Se ha calculado que para una confiabilidad de 90%, se tiene 26 años de garantía de la línea como conjunto.

2.12. DEFINIR ESTADO DE LA TUBERÍA.

Clasificar las tuberías según API 570, determinar la velocidad de corrosión y tiempo de vida remanente, reclasificación de la tubería según API 570 y complementado con los análisis de confiabilidad, definir la frecuencia de inspección visual y medición de espesores.

Tomando como referencia las conclusiones del informe y análisis de confiabilidad, se generarán órdenes de trabajo al área de mantenimiento para ejecutar las acciones correctivas de corto y largo plazo.

a. Criterios para frecuencia de inspección visual

Categorías: Las tuberías de los complejos serán clasificadas en diferentes categorías según el fluido, su temperatura de diseño y el servicio que presta, teniendo en cuenta las consecuencias que provoca una falla en las mismas: explosión, toxicidad, impacto ambiental, etc. Cada categoría cuenta con una frecuencia de medición mínima. Basado en API 570.

Criterio del inspector: En ciertas ocasiones el inspector desea una cierta frecuencia de inspección, basado en su experiencia o determinadas circunstancias no previstas por la categoría.

b. Criterios para frecuencia medición espesores

- Velocidad de corrosión: Según el espesor nominal y los espesores medidos a lo largo del tiempo se calcula la vida remanente. Basado en API 570 (Piping Inspection Code) Y ASME B31.3 (Process Piping).

Categorías: se establecen tomando las mismas consideraciones que la inspección visual, pero esto no significa que sean categorías iguales y tengan frecuencias de inspección similares.

- ✓ **Categoría N°1 (frecuencia de 5 años):** Fluidos que pueden auto-refrigerar y llevar a la fractura frágil, por alterar la resistencia mecánica del material. Fluidos que pueden vaporizar rápidamente, creando vapores que pueden formar una mezcla explosiva (C2, C3, C4). Ácido fluorhídrico. Amoníaco. Sulfuro de hidrógeno mayor de 3% en una corriente gaseosa.
- ✓ **Categoría N°2 (frecuencia de 10 años):** Hidrógeno caliente (temperatura mayor de 250°C). Hidrocarburo on site que puede vaporizar lentamente en caso de pérdida. tuberías adyacentes o sobre tuberías de agua, tuberías que corren paralelas o sobre vía pública (incluyen tuberías que entran y salen del complejo). Hidrocarburo muy caliente (temperatura mayor de 250°C)
- ✓ **Categoría N°3 (frecuencia de 10 años):** Sulfuro de hidrógeno menor que el 3% en una corriente gaseosa. Fuel gas, Gas Natural, ácidos fuertes y soda cáustica on site. Hidrocarburo caliente (temperatura menor de 250°C). Hidrocarburo que prácticamente no vaporiza en caso de pérdida.
- ✓ **Categoría N°4 (frecuencia 10 años):** Tuberías desde y hacia tanques (off site), Ácidos fuertes y cáusticos off site, Vapor de alta, agua de contraincendios.
- ✓ **Categoría N°5 (frecuencia 15 años):** Vapor de media y baja presión, agua de enfriamiento, condensado, agua desmineralizada y agua de proceso.

Criterio del inspector: En ciertas ocasiones el inspector basado en su experiencia con la tubería en cuestión o en otras tuberías de servicios similares, determina un tratamiento especial para la misma:

en base a los apartamientos de las condiciones de diseño, irregularidad de operación o la criticidad de la tubería puede llevar a la decisión de realizar mediciones en forma más frecuente de lo preestablecido por los otros criterios.

- Puntos de inyección: En caso de que la tubería posea un punto de inyección, tendrá un tratamiento particular. Basado en API 570. Aquellas tuberías que posean algún punto de inyección en su trayecto, recibirán un tratamiento especial, debiéndose medir espesores cada 3 años como máximo, salvo que otro criterio determine una fecha de medición anterior.

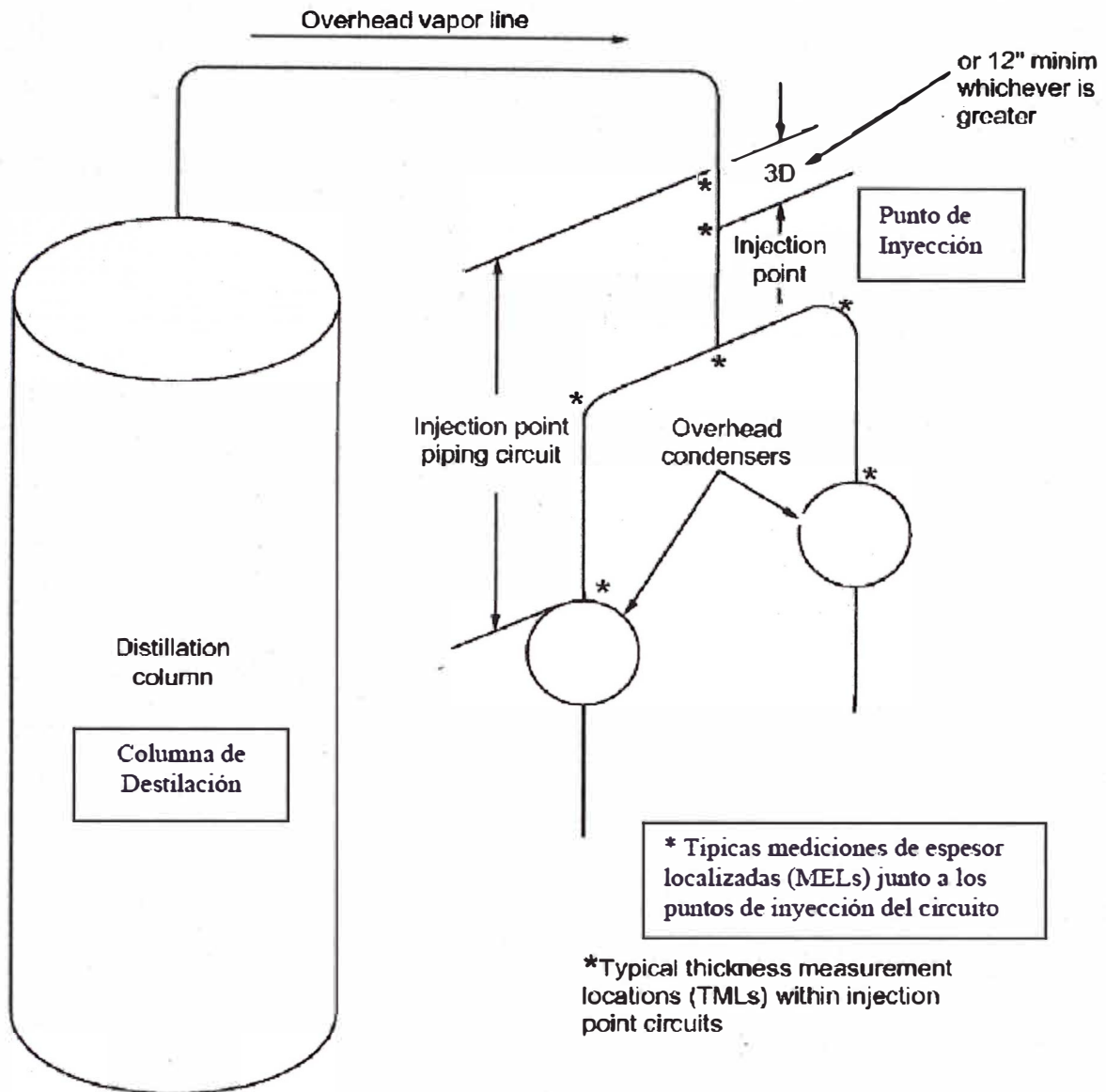


Fig.4.22. Sección para inspeccionar en la cercanía a un punto de inyección.

2.13. Ingreso de datos al MAXIMO

Toda la información de inspección de tuberías puede ser administrada en el sistema de gestión MAXIMO, donde se puede ingresar los datos técnicos, Ingreso de materiales de la tubería y accesorios, Ingreso de historiales de inspecciones, Ingreso de puntos de inspección y valores de medición de espesores, vincular documentos de la inspección como reportes, informes, fotografías y esquemas. A continuación se muestra captura de ventanas del Software máximo, de la Fig.4.23. a la Fig.4.26.

Fig. 4.25. Histórico de las inspecciones de una tubería en el software de gestión.

Modulos

MP5

Almacén

Equipos

Expedientes

Compras

Planes

Personal

Contratos

Equipos | Datos Técnicos | Materiales | Historial | Peticiones | Auxilios | Previsiones | Radiografías | Problemática y Métodos | Puntos de Medida | Doc. Vinculados

Equipo: 01 PS34 | 18"-01-534-39, TOPE 01C1 | LINEA

Unidad: 01 | DESTILACION PRIMARIA I

Descripción: Histórico de Inspección

En Noviembre del 2006 se le realizó una inspección visual y medición de espesores a la línea de tope 01-C1 en el tramo comprendido entre la salida de la columna de fraccionamiento hasta el final del tramo vertical tubería de 18" Ø; los espesores se encuentran dentro de las especificaciones. Para mayor información revisar documento vinculado.

Fecha	Componente	Tipo Parada	Acción	¿Doc? Prev.	Tipo Inspección
17/11/2006	LMTM	EM	INSPECCION	S	IV, IUS
07/12/2005	LMTM	EM	INSPECCION	S	IUS
30/12/2002	LMTM	PP	SUSTITUCION TUBOS	S	
08/01/2001	LMTM	EM	INSPECCION	S	IUS
07/01/1999	LMTM	PG	INSPECCION	S	IUS
08/07/1998	LMTM	EM	INSPECCION	S	IUS
31/05/1997	LMTM	EM	INSPECCION	S	IUS
21/06/1991	LMTM	EM	INSPECCION	S	IUS

Filtros

Fecha = []

Componente []

Tipo Parada []

Acción []

T.Inspección []

Prev. []

Activar Filtro

Fecha: 17/11/2006 | Previsiones de inspección asociadas

Descripción	Metodo Inspección	Fecha Recomendada	¿V.B? Piori.	Doc

Fig. 4.26. Histórico de espesores de una tubería en el software de gestión.

MODULOS

Equipos | Datos Técnicos | Materiales | Historial | Peticiones | Auxilios | Previsiones | Radiografías | Problemática y Métodos | Puntos de Medida | Doc. Vinculados

Equipo 01LP534 18'-01-534-39, TOPE 01C1 LINEA

Unidad 01 DESTILACION PRIMARIA

Punto	Fecha Instalación.	Diam.	O.N.T.	Esp. Inic.	C.A.	M.A.T	Fecha Ultimo Espesor	Ult. Esp.	Perdida desde Inicio	V. Corrosión (µm/año) desde Inicio	Vida Estimada (h) desde Inicio	Perdida desde Ult. Med.	V. Corrosión (µm/año) desde U.Med.	Vida Estimada (h) desde U.Med.
001	02/04/2002	18	12,70	12,70	7,15	5,55	02/11/2006	11,80	0,9	196	100.000	0,8	800	68.438
002	02/04/2002	18	12,70	12,70	7,15	5,55	02/11/2006	11,60	1,1	240	100.000	0,4	400	100.000
003	02/04/2002	18	12,70	12,70	7,15	5,55	02/11/2006	11,90	0,8	174	100.000	0,9	900	61.807
004	02/04/2002	18	12,70	12,70	7,15	5,55	02/11/2006	11,40	1,3	283	100.000	1,4	1.400	36.604
005	02/04/2002	18	12,70	12,70	7,15	5,55	02/11/2006	12,00	0,7	153	100.000	1,2	1.200	47.085
006	02/04/2002	18	12,70	12,70	7,15	5,55	02/11/2006	12,30	0,4	87	100.000	0,5	500	100.000
007	02/01/1986	18	9,52	9,52	3,97	5,55	02/11/2006	7,56	2,0	96	100.000	0,0	0	100.000
008	02/01/1986	18	9,52	9,52	3,97	5,55	02/11/2003	6,74	2,8	157	66.397	0,5	100	100.000
009	02/01/1986	18	9,52	9,52	3,97	5,55	02/11/2003	6,89	2,6	146	80.400	1,0	255	46.033
010	02/01/1986	18	9,52	9,52	3,97	5,55	02/11/2003	7,65	1,9	106	100.000	1,0	182	100.000
011	02/01/1986	18	9,52	9,52	3,97	5,55	02/11/2005	7,80	1,7	86	100.000	0,1	50	100.000

Mediciones del punto 001

Fecha	Espe.	Mét.	Inspector	Observaciones	Inst.
02/11/2006	11,80	US		Niple	
02/11/2005	12,60	US			
02/11/2003	12,70	US			
02/04/2002	12,80				S
02/01/2001	6,86	US			
02/12/1999	7,30	US		Niple a 0.3m de brida	
02/11/1998	7,30	US			
02/05/1998	7,95	US			

Mediciones de la fecha 02/11/2006

Punto	Espe.	Mét.	Inspector	Observaciones	Inst.
001	11,80	US		Niple	
002	11,60	US		Centro de codo 90°	
003	11,90	US			
004	11,40	US			
005	12,00	US			
006	12,30	US			
007	7,56	US			
016	7,90	US			

CONCLUSIONES

1. Con las frecuencias de inspección que se mencionan en la Norma API 570, las que fueron tomadas como referencia para establecer categorías y frecuencias de inspección (parte 2.12. del Capítulo 4), se concluye que al tener definida las frecuencias y categorías para todo el universo de tuberías, se puede implementar un plan de inspección de tuberías integral y secuencial para las distintas Unidades de la Refinería.
2. Con el análisis de confiabilidad que se desarrolló en la metodología de inspección de tuberías en servicio parte 2.11. del Capítulo 4, se concluye que es factible aplicar confiabilidad en las tuberías de procesos tomando como mecanismo de falla la corrosión (pérdida de espesor en el tiempo Fig.4.12). Sin embargo, dado que esta es una herramienta estadística, debe ser corroborada contra el monitoreo en campo e ir actualizando los datos.
3. Con el registro histórico de mediciones de espesores en las tuberías de proceso (Tab.4.3 y Tab.4.4) podemos realizar los análisis del grado de confiabilidad con que se encuentran operando y hasta que tiempo se puede operar con la confiabilidad requerida por cada refinería (Fig.4.19).
4. Con el análisis de los resultados de la inspección se puede proyectar la vida útil de la tubería y prever las posibles reparaciones preventivas a efectuar durante próximas paradas de planta (Tab.4.2).
5. Del estudio realizado se concluye que es importante definir el nivel de confiabilidad con que se requiere que trabajen cada una de las tuberías (Fig.4.21.), para tener como referencia éste valor al efectuar el análisis de confiabilidad y determinar los tiempos en que se debe efectuar las reparaciones.

BIBLIOGRAFÍA

1. Piping Inspection Code API 570
SECOND EDITION, OCTOBER 1998
ADDENDUM 4, JUNE 2006
2. Cañerías y recipientes de presión
José Luis Otegui – Esteban Rubertis
3. Diplomado de Mantenimiento
Pontificia Universidad Católica del Perú
4. Handbook of Petroleum Refining Processes
Robert Meyers
5. <http://gustato.com/petroleo/>
Visita Febrero 2009.
6. www.imp.mx/petroleo
Visita Marzo 2009.
7. <http://lsn.curtin.edu.au/tlf/tlf2007/refereed/cameron.html>
Visita Marzo 2009.
8. <http://science.howstuffworks.com/oil-refining2.htm>
Visita Marzo 2009.
9. <http://home.comcast.net/~jjechura/CHEN409/>
Visita Enero 2009.
10. www.eia.doe.gov
Visita Enero 2009.

ANEXOS

ANEXO 1

CALIBRACIÓN DE PATRONES PARA EQUIPOS DE MEDICIÓN DE ESPEORES

A. Objetivo

Establecer el procedimiento de calibración de patrones metálicos tipo escalera para equipos de medición de espesores.

B. Alcance

Se aplica a los patrones metálicos tipo escalera para equipos de medición de espesores, los que deberán ser declarados con su N° de serie para realizar su seguimiento por ejemplo:

SN 986433

SN 986435

SN 977735

C. Definiciones

Ninguna.

D. Responsabilidades

No aplica.

E. Procedimiento

(1) Características de los patrones

a) Material del patrón:

Acero AISI 4340

b) Cantidad de pasos por patrón:

Cinco (05) pasos (tipo escalera).

c) Sistema de medición:

Métrica

d) Medida de cada paso de la escalera:

12.5 mm.

10.0 mm.

7.5 mm.

5.0 mm

2.5 mm.

e) Rango de precisión

+/- 0.1 mm.

(2) Procedimiento

- a) La calibración se realizará en un Laboratorio de Calibración externo, que cumpla con los requisitos señalados por cada empresa.
- b) La solicitud de calibración se gestionará al área de Control y Contratos, indicando el rango de calibración requerido y las unidades de expresión de resultados, que para nuestro caso serán mm (milímetros).
- c) La calibración se realizará en el rango de 2.5 a 12.5 mm.
- d) Para determinar el error de la medición, se tomarán lecturas sucesivas en cada uno de los pasos de la escalera del patrón.
- e) El laboratorio de calibración emitirá un certificado individual de calibración de cada uno de los patrones metálicos tipo escalera.
- f) Los registros de calibración externa de los patrones para equipos de medición de espesores serán archivados de acuerdo al sistema de gestión de calidad de cada empresa.

(3) Criterio de aceptación

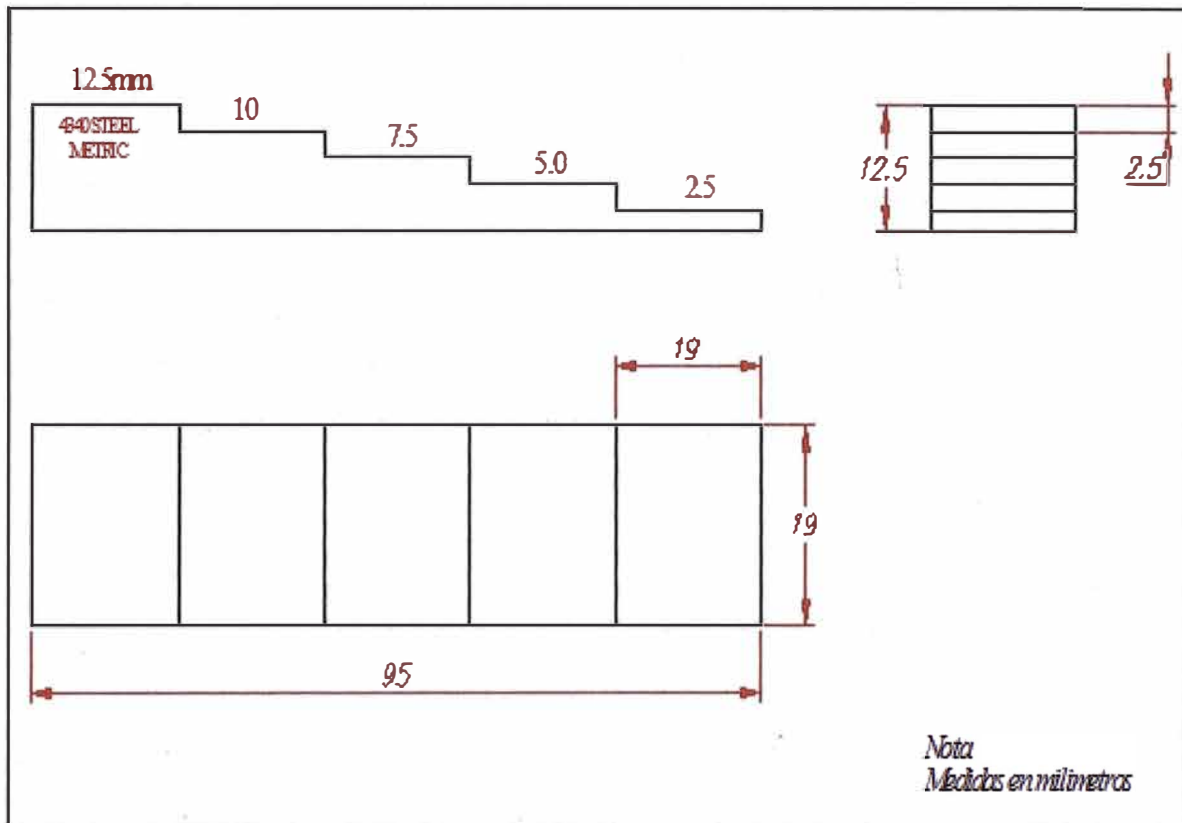
El criterio de aceptación de la calibración realizada es de ± 0.1 mm.

(4) Frecuencia de calibración

La frecuencia de calibración es cada cinco (05) años.

F. Registros

Ninguno.

G. Esquema del Patrón de Calibración

ANEXO 2**PROCEDIMIENTO DE MEDICIÓN DE ESPESORES****A. Objetivo**

Establecer un procedimiento de medición de espesores para tuberías, utilizando equipos de ultrasonido.

B. Alcance

Se aplica a la medición de espesores de tuberías. Sin carácter limitativo, accesorios y tuberías.

C. Definiciones

- a) **Ultrasonido**: Sonido cuya frecuencia de vibraciones es superior al límite audible para los seres humanos. Las frecuencias de las ondas ultrasónicas son superiores a 500Khz.
- b) **Calibración**: Procedimiento de comparación entre lo que indica el instrumento de medición y lo que debe indicar de acuerdo a un patrón de referencia.
- c) **Patrón de calibración**: Bloque metálico de acero AISI 4340 construido de forma de escalera con espesores de 2.5 mm, 5.0 mm, 7.5 mm, 4.0 mm y 12.5 mm.
- d) **Medición de espesores por ultrasonido**: Acto de medir los espesores de los elementos metálicos o no metálicos utilizando equipos de ultrasonido.
- e) **Punto de medición de espesor**: Áreas previamente designadas en sistemas de tuberías o equipos donde se efectúan inspecciones periódicas y mediciones de espesores.

- f) Palpador: Transductor piezoeléctrico que convierte las señales eléctricas en señales sonoras, y viceversa; esto es, como emisor e inversamente como receptor.
- g) Acoplante: Medio utilizado para conseguir una óptima transmisión de las ondas ultrasónicas desde el palpador hacia el objeto de prueba.

D. Procedimiento

a) Equipos de calibración de espesores involucrados

Los equipos de medición de espesores con los que cuenta la empresa, se deberán listar de la siguiente forma por ejemplo:

CODIGO	MARCA	MODELO	N° DE SERIE	Observaciones
INSP-ESP-001	Krautkramer Branson	DM-2	123626	Fuera de servicio
INSP-ESP-002	Krautkramer Branson	DME DL	504787	—
INSP-ESP-003	Krautkramer Branson	DMS	006892	—
INSP-ESP-004	Krautkramer Branson	DMS	008JBJ	Fuera de servicio
INSP-ESP-005	Krautkramer	DM4-DL	16856-012RXM	—
INSP-ESP-006	Krautkramer	DMS2	00NBNN	—

Nota: Durante los trabajos de inspección se pueden utilizar otros equipos de medición de espesores, los mismos que deberán contar con los correspondientes registros de calibración debidamente actualizados.

b) Patrones para calibración de equipos de medición de espesores

Se utilizarán patrones metálicos (acero al carbono) tipo escalera para equipos de medición de espesores, estos deberán ser listados por N° de serie como por ejemplo:

CODIGO	N° DE SERIE	Observaciones
INSP-PESP-001	977735	—
INSP-PESP-002	986433	Fuera de servicio
INSP-PESP-003	986435	Fuera de servicio

c) Calibración de patrones para calibración de equipos de medición de

espesores

Solamente se utilizarán los patrones de calibración para los equipos de medición de espesores declarados.

Los patrones para equipos de medición de espesores serán calibrados cada cinco (05) años siguiendo los pasos indicados en la instrucción.

Los registros de calibración de los patrones serán archivados de acuerdo a sistema de gestión de calidad de cada empresa.

d) calibración de equipos de medición de espesores

➤ Calibración interna:

La calibración será realizada por personal de Inspección antes de llevar a cabo cualquier actividad de medición de espesores, utilizando los patrones calibrados que se encuentran registrados y en buenas condiciones.

Los registros de calibración interna de los equipos de medición de espesores serán registrados y serán archivados de acuerdo a sistema de gestión de calidad de cada empresa.

➤ Calibración externa:

Cuando luego de efectuar la calibración rutinaria, la lectura del equipo se encuentre fuera de rango de calibración, el equipo deberá ser remitido para reparación y/o calibración a laboratorio externo.

La calibración externa será realizada por un Laboratorio externo de preferencia en laboratorios de la empresa que fabricó el equipo.

Los registros de calibración externa de los equipos de medición de espesores serán archivados de acuerdo a sistema de gestión de calidad de cada empresa.

e) Procedimiento de medición de espesores

Los trabajos de medición de espesores deben seguir la siguiente secuencia:

(1) Análisis de las tuberías a ser inspeccionadas

Se deberá efectuar lo siguiente:

- Obtener copia de los isométricos de los archivos de Inspección, o de lo contrario prepararlos en el caso de que no existan.
- Verificar los diámetros, espesores originales, últimas mediciones y si tiene aislamiento térmico. Se deberá asimismo, verificar las condiciones de operación, principalmente temperaturas.
- Verificar la calidad metalúrgica de los materiales a inspeccionar (por ejemplo: acero al carbono, acero 5Cr-1/2Mo, 9Cr-1Mo, aceros inoxidables 410, 304 ó 316, etc.).
- Verificar los espesores nominales originales y los últimos valores registrados en las inspecciones previas, así como los espesores de retiro.
- Verificar que los puntos seleccionados para la medición de espesores cuentan con ventanas en el calorifugado (si existe), realizar una orden de trabajo para su apertura.
- Seleccionar el palpador y acoplante más adecuados para la ejecución del trabajo. Esto estará en función del diámetro, espesor y temperatura del objeto de prueba de acuerdo a la tabla mostrada en el Anexo N° 2.1.

(2) Verificación de los implementos de seguridad personal

El personal que va a efectuar trabajos de medición de espesores debe contar con los implementos de seguridad definidos como EPP

categoría 1:

- Ropa de trabajo
- Zapatos de seguridad
- Casco
- Guantes
- Lentes

En adición considerar el uso de lo siguiente:

- Protección respiratoria contra polvos durante la preparación de los puntos de medición de espesores.
- Arnés y línea de vida para actividades en altura
- Protección auditiva cuando se efectúe el trabajo en lugares cercanos con fuertes emisiones de ruido (por ejemplo: turbosoplador y hornos con tiro natural).
- Detector portátil de H₂S y gases nocivos para la salud del trabajador.

(3) Verificación de las facilidades necesarias para efectuar el trabajo

Antes de efectuar los trabajos de medición de espesores el inspector debe asegurar que cuenta con el diagrama de la tubería a inspeccionar con los puntos de calibración previamente definidos.

Los equipos y/o herramientas a verificar son, entre otras las siguientes:

- Calibrador de espesores
- Lija
- Rasqueta de bronce
- Grasa

- Trapo
- Marcador de metal
- Tablero (con el diagrama o esquema de la tubería a inspeccionar).

(4) Calibración interna del equipo de medición de espesores

El personal que va a efectuar trabajos de medición de espesores debe efectuar la calibración interna del equipo de medición de espesores como requisito indispensable antes de efectuar el trabajo de inspección.

El instrumento deberá ser calibrado con el mismo palpador y acoplante que se utilizará en la posterior medición de espesores sobre el objeto de prueba. Para el DMS2, se deberá seleccionar desde el menú el palpador a utilizar, y si se trata de temperaturas mayores a 100°C, se requiere el concurso de los palpadores Krautkramer HT400/400A. Inicialmente, se deberá efectuar el reconocimiento del punto CERO en el bloque patrón del instrumento¹. Posteriormente, para calibrar el instrumento se tiene las siguientes posibilidades:

- Si se conoce la velocidad del sonido, automáticamente se ejecuta la calibración 1-punto.
- Si se desconoce la velocidad del sonido, calibración de 1-punto con el patrón de calibración.
- Calibración 2-puntos con mediciones de precisión dentro de un amplio rango de espesores utilizando el patrón de calibración.²

¹ El reconocimiento del CERO sólo se debe efectuar con los instrumentos Krautkramer DMS, DMS2 y DME-DL. En el caso del Krautkramer DM4, no se necesita ajustar el punto CERO para el palpador conectado porque el instrumento automáticamente ejecuta el CERO cuando el palpador es conectado.

² Sólo para el instrumento Krautkramer DM4-DL.

El inspector debe registrar los resultados de la calibración interna efectuada en la Hoja de "registro de calibración interna de equipos de medición de espesores".

(5) Permiso de trabajo

Antes del inicio de los trabajos se debe tramitar el Permiso de Trabajo en caliente correspondiente, debiendo asegurarse que se efectúen todos los controles ambientales del caso.

(6) Preparación de la superficie

El personal debe efectuar la preparación de la superficie del área a inspeccionar por medios manuales o mecánicos. En ambos casos se deben utilizar rasquetas de bronce o fierro y lijas. La superficie preparada para la medición de espesores debe estar lo más uniforme posible con la finalidad de evitar errores en la lectura por mal contacto con el palpador.

(7) Medición de espesores

El personal debe efectuar la medición de espesores utilizando equipos de calibración registrados y previamente calibrados internamente.

De NO contarse con equipos de medición de espesores registrados podrá utilizarse otro equipo de medición de espesores previa calibración interna con patrón registrado y calibrado.

Se debe efectuar lo siguiente:

- En frío (temperaturas de metal $\leq 100^{\circ}\text{C}$)

- ✓ Preparar los puntos de acuerdo a lo indicado en (6)
- ✓ Aplicar el acoplante Krautkramer 54-558 o grasa sobre los

puntos seleccionados.

- ✓ Determinar el palpador con el que se efectuará el trabajo y conectarlo al equipo de medición de espesores. Los palpadores a utilizar serán los recomendados por el fabricante del equipo (Ver los manuales de los modelos correspondientes).
- ✓ Encender el equipo.
- ✓ En el menú de los equipos Krautkramer DMS o DMS2, seleccionar el palpador previamente escogido. Para el equipo DM4 el palpador es reconocido automáticamente.
- ✓ Colocar el palpador cuidadosa pero firmemente sobre la superficie a medir. Aplicar presión constante a fin de obtener un valor estable de medición. En superficies curvadas como las de tuberías, asegurarse que la posición de la barrera de interferencia del palpador dual esté a 90° del eje longitudinal de la tubería (ver figura 1).
- ✓ Si existe un buen acoplamiento sobre la superficie de medición, se mostrará el espesor capturado en la pantalla del equipo.

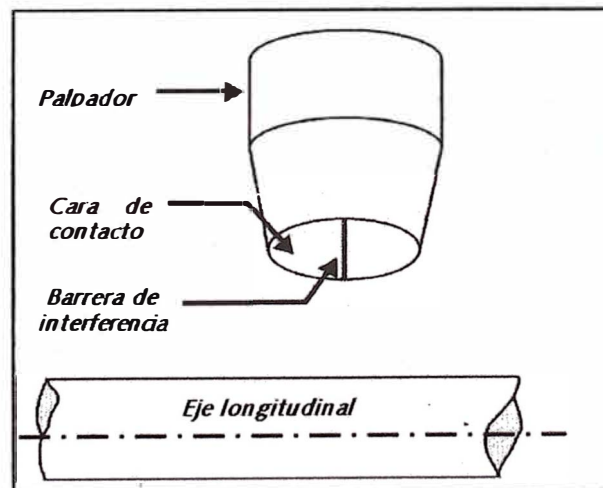


Fig. 1

La barrera de interferencia del palpador debe orientarse a 90° con relación al eje longitudinal del tubo

- En caliente ($100^{\circ}\text{C} < \text{Temperaturas de metal} \leq 400^{\circ}\text{C}$)
 - ✓ Utilizar sólo el equipo Krautkramer DMS o DMS2.
 - ✓ Abrir las ventanas en el calorifugado.
 - ✓ Preparación de los puntos, de acuerdo a lo indicado en f).
 - ✓ Asegurarse que el palpador utilizado es el Krautkramer HT400/HT400A y que el acoplante sea el Krautkramer ZGM u otro previamente aprobado por Inspección; y conectarlo al equipo.
 - ✓ Encender el equipo.
 - ✓ En el menú del equipo DMS o DMS2, seleccionar el palpador HT400 o HT400A.
 - ✓ “Suavizar” (amasar) el tubo o chisguete que contiene el acoplante Krautkramer ZGM, con la finalidad de homogenizarlo.
 - ✓ Colocar una gota del acoplante ZGM sobre la cara de contacto del palpador, no sobre la superficie de medición.
 - ✓ Acoplar cuidadosamente el palpador a la superficie bajo prueba. No girar el palpador mientras esté en contacto con la superficie de prueba. En superficies curvadas, como de tuberías, orientar la barrera de interferencia del palpador perpendicularmente al eje longitudinal de la tubería (ver figura 1). Dejar transcurrir 2 a 3 segundos para que el acoplante ZGM se derrita y se obtenga un buen acoplamiento.
 - ✓ Evitar que el palpador esté acoplado por más de 5 segundos, retirar el palpador y enfriarlo al aire. En superficies curvadas, para ayudar a obtener un buen acoplamiento, se puede

balancear el palpador con mucho cuidado.

- ✓ El palpador se calienta mientras esté acoplado a la superficie de prueba, y las lecturas tienden a incrementarse. Para minimizar el problema se debe activar el modo FREEZE (CONGELAR) y/o MINCAP (Captura el menor espesor de una serie de mediciones).
- ✓ Dependiendo de la temperatura de trabajo, el palpador deberá enfriarse al aire, por un lapso de hasta 2 minutos, antes de proceder a nueva medición.
- ✓ Antes de tomar otra lectura, remover cuidadosamente los residuos de acoplante presentes en el palpador.
- ✓ Dado que la velocidad del sonido en el material cambia por efecto de la temperatura, los valores obtenidos deberán corregirse. El factor de corrección a utilizar es de aproximadamente -1% por cada 100°C .

(8) Registro de datos

El personal debe efectuar el registro de datos en el formato (diagrama del equipo ó tubería a inspeccionar), para luego ser ingresados al MAXIMO.

(9) Análisis de Resultados

El personal de Inspección efectuará luego el análisis de los datos registrados durante la inspección. Se emitirá reporte de inspección con las recomendaciones pertinentes cuando el caso lo amerite.

E. Registros

Ninguno.

F. Referencias

Ninguno.

G. Anexos


Anexo N° 2.1.- Palpadores y cables para equipos de medición de espesores por ultrasonido.

Anexo N° 2.1

PALPADORES Y CABLES PARA EQUIPOS DE MEDICION DE ESPESORES POR ULTRASONIDO

Marca	Palpador	Cable	Rango de medición (en el acero)	Rango de temperatura	Acoplante
Krautkramer	HT400	KBA535 KBA 536	1.0 a 250 mm	100°C ≤ T < 538°C	Krautkramer ZGM
	HT400A	KBA535 KBA 536	1.0 a 250 mm		
	KBA560	KBA531	1.5 a 200 mm	< 100°C	Grasa o Krautkramer ZG-F
	DA312	KBA532	0.64 a 50 mm	< 54°C	
	KB550BTH	C-BTH	1.5 a 50 mm	< 54°C	
	KB550FH	Empacado con el palpador	1.5 a 50 mm	< 54°C	
	FH2E	Empacado con el palpador	0.76 a 50 mm	< 54°C	

2) Reporte de inspección visual

	N° Línea: <input style="width: 100%;" type="text"/> De : <input style="width: 50%;" type="text"/> Hacia : <input style="width: 50%;" type="text"/> Unidad: _____
-----------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

INFORMACION GENERAL					
Longitud	<input style="width: 80%;" type="text"/>	m	Diámetro	<input style="width: 80%;" type="text"/>	Pulg.
				SCH	<input style="width: 80%;" type="text"/>
					Rating
Materiales:		Servicio		Fecha de Instalación	
Presión de Diseño		<input style="width: 100%;" type="text"/>		<input style="width: 100%;" type="text"/>	
Presión de Operación		<input style="width: 100%;" type="text"/>		Temp. Diseño	
				<input style="width: 100%;" type="text"/>	
				Temp. Operación	
				<input style="width: 100%;" type="text"/>	

	Tubería	Observaciones
1	Estado general <input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal	
2	Pintura <input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input type="checkbox"/> N.A.	
3	Aislamiento térmico <input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input type="checkbox"/> N.A.	
4	Linealidad <input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal	
5	Nivelación <input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal	
6	Otros	

	Accesorios	Observaciones
1	Juntas de expansión <input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input type="checkbox"/> N.A.	
2	Válvulas de Seguridad <input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input type="checkbox"/> N.A.	
3	Válvulas Automáticas <input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input type="checkbox"/> N.A.	
4	Válvulas Check <input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input type="checkbox"/> N.A.	
5	Otro Tipos de válvulas <input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input type="checkbox"/> N.A.	
6	Bridas <input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input type="checkbox"/> N.A.	
7	Instrumentos <input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input type="checkbox"/> N.A.	
8	Spitch <input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input type="checkbox"/> N.A.	
9	Otros	

	Soportes	Cantidad:	Observaciones
1	Tipo	<input type="checkbox"/> Fijo <input type="checkbox"/> Variable <input type="checkbox"/> Otros	
2	Estado general	<input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal	
3	Planchas de refuerzo	<input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input type="checkbox"/> N.A.	
4	Patines	<input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input type="checkbox"/> N.A.	
5	Restricciones	<input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input type="checkbox"/> N.A.	
6	Vigas (soporte)	<input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input type="checkbox"/> N.A.	
7	Abrazaderas	<input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input type="checkbox"/> N.A.	
8	Tirantes	<input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input type="checkbox"/> N.A.	
9	Tambores	<input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input type="checkbox"/> N.A.	
10	Resortes	<input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal <input type="checkbox"/> N.A.	
11	Nivelación	<input type="checkbox"/> Bien <input type="checkbox"/> Mal	
12	Otros		

Inspector: _____

Fecha: _____

Firma: _____

3) Isométrico patrón

