

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

Departamento de Hidrocarburos

Inspección y Programas de Inspección de Unidades de Cracking Catalítico Fluido

T E S I S

Para adoptar el Grado de Ingeniero de Petróleo

Daniel Collazos de la Peña

Lima - Perú

1 9 7 2

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION

P A R T E I

CAPITULO I

- 1.0 RAZONES PARA UNA INSPECCION
- 1.1 Generalidades
- 1.2 Qué es inspección ?
- 1.3 Objetivos de inspección y su importancia económica

CAPITULO II

- 2.0 MEDIOS DE INSPECCION
- 2.1 Generalidades
- 2.2 Medios de Inspección Visual
 - 2.2.1 Inspección ocular - simple
 - 2.2.2 Inspección ocular - con elementos auxiliares
- 2.3 Medios mecánicos de inspección
 - 2.3.1 Calibradores de espesor
 - 2.3.2 Técnica de calibración al martillo

- 2.3.3 Pruebas de presión
- 2.3.4 Medidores de dureza
- 2.3.5 Probadores de Vacío
- 2.3.6 Termómetros y pirómetros

- 2.4 Medios electrónicos de inspección
 - 2.4.1 Aparatos ultrasónicos
 - 2.4.2 Radiografías
 - 2.4.3 Corrosómetros
 - 2.4.4 Determinadores de P.H.
- 2.5 Medios químicos
 - 2.5.1 Análisis cuantitativos y cualitativos
 - 2.5.2 Pruebas de gota

CAPITULO III

- 3.0 MEDIOS ESCRITOS DE INSPECCION
- 3.1 Generalidades
- 3.2 Información diseño
- 3.3 Dibujos isométricos
- 3.4 Representación esquemática de recipientes
- 3.5 Formas de inspección
- 3.6 Informes de inspección
- 3.7 Archivos
- 3.8 Guías de inspección

CAPITULO IV

- 4.0 MEDIOS DE CONTROL DE INSPECCION
- 4.1 Generalidades
- 4.2 Programas de inspección en operación normal
- 4.3 Programa de Parada de Planta
- 4.4 Programa de Control de Inspecciones

CAPITULO V

- 5.0 CAUSAS DE DETERIORO
- 5.1 Generalidades
- 5.2 Sumario de causas de deterioro
- 5.3 Corrosión
- 5.4 Erosión
- 5.5 Efectos de altas temperaturas
- 5.6 Presiones excesivas
- 5.7 Sobre cargas
- 5.8 Movimiento sísmicos

P A R T E I I PROGRAMA DE INSPECCION DE LA UNIDAD DE
CRACKING CATALITICO FLUIDO

CAPITULO I :

- 1.0 DESCRIPCION DEL PROCESO
- 1.1 Generalidades
- 1.2 Equipo de Proceso - Sección Catalítica

CAPITULO II

- 2.0 GUIAS DE INSPECCION - SECCION CATALITICA
- 2.1 Generalidades
- 2.2 Guía de Inspección del Regenerador
- 2.3 Guía de Inspección del Reactor
- 2.4 Guía de Inspección del calentador de aire

CAPITULO III

- 3.0 GUIAS DE INSPECCION -SECCION FRACCIONA-
MIENTO
- 3.1 Generalidades
- 3.2 Guías de inspección de torres de fraccionamiento
- 3.3 Guías de inspección de recipientes
- 3.4 Guías de inspección de intercambiadores de calor
- 3.5 Guías de inspección de líneas
- 3.6 Guías de inspección de válvulas de seguridad

CAPITULO IV :

- 4.0 MEDIOS DE CONTROL DE INSPECCION
- 4.1 Generalidades
- 4.2 Cuadro de inspecciones y frecuencias
- 4.3 Programa de Inspección

CAPITULO V CONCLUSIONES

BIBLIOGRAFIA

I N T R O D U C C I O N

Para que se pueda obtener la máxima rentabilidad de las industrias, donde los rendimientos y características, de los productos dependen en un alto grado de las condiciones operativas y éstas dependen esencialmente del estado en que se encuentren las instalaciones, existe la necesidad de la aplicación del programa de Inspección y Mantenimiento, que garantice una operación continua y segura de todos los equipos.

En el caso de una refinería de petróleo, que tiene la obligación de cubrir la parte que le corresponde del suministro de derivados, que en total representan el 85% del consumo energético del país, es imperativo garantizar la continuidad de este servicio, siendo necesario el desarrollo de una inspección eficiente con el fin de lograr un mantenimiento adecuado y por consiguiente una operación normal.

En el desarrollo de esta tesis se enfoca en forma general los procedimientos, normas y organización en que se basa la inspección para lograr sus objetivos, todos ellos tendientes a la disminución de costos. Estos criterios se desarrollan posteriormente un programa de inspección para la unidad de Craqueo Catalítico Fluido de la Refinería La Pampilla.

C A P I T U L O I

1.0 RAZONES PARA UNA INSPECCION:

1.1 Generalidades:

Una de las preocupaciones más serias en la vida de una refinería de petróleo es una parada de emergencia no programada, más aún si ésta viene acompañada de pérdida de equipos y prolongada interrupción de operación; obviando en este caso, que la mayor preocupación sería una parada de emergencia acompañada de pérdida de elemento humano ocasionado por un siniestro, situación que es probable que se presente, debido a que este tipo de industrias ocupan lugares relativamente elevados en la escala de riesgos, a causa de su propia naturaleza.

Las paradas de emergencia no programadas ocasionan incumplimiento en los programas de producción, creando aspectos negativos no considerados en la rentabilidad de estas industrias. Razón por la cual existe la necesidad de limitar los períodos operacionales permisibles y de esta manera establecer las frecuencias de las paradas de planta para inspección y mantenimiento con

el fin de determinar el tiempo óptimo de duración del período operativo en relación al real estado físico de los equipos, de tal manera que se logre una eficiente y segura operación.

1.2 ¿Qué es una Inspección ?

Si se analiza en que constituye la esencia de una inspección nos daremos cuenta de inmediato, de que representa una comparación entre dos clases de datos cuya naturaleza intrínseca es distinta, resultando este trabajo totalmente estéril y no podría arrojar resultados útiles si no se contara, además de las cifras que producen las mediciones realizadas en el campo y de las observaciones de carácter cualitativo; con el conocimiento de las características iniciales de la pieza o equipo que fueron sometidos al trabajo de inspección. Una medida que pueda representar el espesor de una tubería, el espesor de la pared de un recipiente, la profundidad de una cavidad causada por corrosión, etc. No tiene significado sino tenemos con que compararla. Pero en realidad, la interpretación y evaluación del valor numérico que representa esa medida, sólo es posible si se conoce algún otro dato previo o inicial, que representa las condiciones con respecto a las cuales comparamos el valor obtenido.

Por ejemplo, si se obtuvo en el campo los espesores de una tubería en una serie de puntos a lo largo de su trazo, con ese solo dato no se podrá decir, si la tubería está en buenas condiciones, o está próxima a su límite de retiro o si ya está operando en condiciones de seguridad inferiores o más pobres de lo que aconsejan las normas y por esto deba suspenderse de inmediato su operación, buscando otra forma de llevar a cabo la función asignada a la tubería o reemplazándola a la mayor brevedad posible.

Solamente cuando se cuenten con ciertos datos, que correspondan al estado de la tubería en fechas anteriores y a las especificaciones del material utilizado para su construcción, se podrá realizar la evaluación de un modo o de otro, de tal manera de determinar el esfuerzo mecánico máximo a que puede someterse el material de la tubería y por comparación al esfuerzo al que se encuentra sometido el material en las condiciones de trabajo; se podrá concluir cuál es la condición real de la tubería y escoger entre las posibilidades antes mencionadas, la solución al caso.

Es por esta razón que el trabajo de inspección no es útil, o no está todavía en condiciones de lograr sus "objetivos" hasta que no se lleve a cabo una comparación

entre dos clases de datos ; para lo cual la inspección se divide en tres campos que son:

- a) La ejecución del trabajo en campo, que viene a ser los datos obtenidos mediante diferentes métodos y medios de inspección como son : la inspección visual, inspección por medios mecánicos, por medios electrónicos , por medios químicos.
- b) La recopilación de datos en los archivos de la dependencia que lleva a cabo las inspecciones. Este medio de control debe ser llevado en forma ordenada y sistemática, de tal manera que permita realizar la comparación subsecuente de un modo rápido y sin correr el riesgo de cometer omisiones o sufrir equivocaciones de consecuencias.
- c) En conclusiones a las evaluaciones que se obtienen de comparar los datos, se establecen las frecuencias de inspección, la vida operativa de cada equipo y su política de reemplazos, dando origen a la elaboración de programas de inspección en operación y programas de Paradas de Planta para inspección y mantenimiento.

1.3 Objetivos de Inspección :

Los objetivos de cualquier actividad que se desarrolle dentro de una industria, están encaminados a la disminución de costos, con el fin de obtener un mayor grado de rentabilidad. El principal objetivo de la inspección en una refinería de petróleo se sintetiza en mantener la misma dentro de especificación de acuerdo a normas básicas de diseño y construcción, lográndose de esta manera la disminución de costos principalmente en los siguientes items.

1.3.1 Seguridad. -

Los daños físicos que no son controlados o detectados mediante inspecciones, pueden volverse críticos, ocasionando que los equipos tengan zonas o partes que no se encuentren dentro de especificación y puedan originar en muchos casos fugas incontrolables de hidrocarburos, creando situaciones de riesgo y/o siniestros de dimensiones imprevisibles que ponen en peligro la seguridad del personal e instalaciones, que originarían que existan daños de carácter irreparable en el aspecto personal y en el caso de la instalación, elevando enormemente la inver-

si3n del capital debido a la sustituci3n de equipos.

1. 3. 2 Continuidad de Operaci3n. -

Mediante la inspecci3n se conoce el verdadero estado ffsico de los equipos. Los daos que presentan y en relaci3n a las causas que originan estos daos, se establecen los regfmenes de deterioro, lo que permite establecer el perfdodo de tiempo dentro del cual, una unidad se encuentra con valores dentro de especificaci3n y pueda cumplir exitosamente con su perfdodo operacional, sin tener paradas de emergencia. Es por esta raz3n que una de las mayores justificaciones econ3micas de la inspecci3n es la garantfa de la continuidad de operaci3n, debido a que las paradas de emergencia traen consigo gastos imprevisibles que demandan las reparaciones y las p3rdidas que ocasionan las unidades de procesamiento al encontrarse fuera de servicio sin cumplir con sus programas de producci3n durante las reparaciones.

1.3.3 Disminución de costos de Mantenimiento. -

Al desarrollarse en forma programada los trabajos de inspección, se localizan los defectos que sufren los equipos en sus fases iniciales, lo que permite realizar reparaciones a un menor costo, que si la falla no fuese detectada en sus inicios alcanzando cierta magnitud de tal manera que la reparación sea más costosa y con la posibilidad que la magnitud del daño no permita una reparación, siendo necesario renovar el equipo a un costo aún mayor.

Cabe mencionar que en una unidad de proceso el mal funcionamiento de un equipo generalmente trae consigo que otros equipos de esta unidad trabajen a mayor severidad, lo que origina que se acelere el proceso normal de envejecimiento de la unidad, siendo necesario mayores gastos de mantenimiento de inspección para lograr un proceso normal de envejecimiento; situación que se debe evitar al detectar las fallas en equipo antes que comprometan el buen funcionamiento de otros, facilitando de esta forma los programas de man

tenimiento.

1.3.4 Suministro de Repuestos. -

Al conocer mediante la inspección las partes o equipos que sufren daños y la magnitud de los mismos, se conoce anticipadamente las necesidades de repuestos para futuras reparaciones o reemplazos, por consiguiente se puede estructurar programas de suministro de repuestos y equipos, muchos de ellos que por su naturaleza y especificaciones no se encuentran en el mercado nacional, siendo necesario adquirirlos de fuentes extranjeras; procedimiento que requiere cierta anticipación, limitando su disponibilidad para las reparaciones, lo que origina que se efectúen reparaciones provisionales con sus riesgos inherentes.

1.3.5 Información técnica. -

Provee información técnica a través de los informes de inspección y los archivos de los equipos, permitiendo conocer cada vez con mayor exactitud los regímenes de corrosión, erosión o cualquier tipo de deterioro, facilitando de es

ta forma la información técnica, que en combinación con las causas que originan los daños se establecen estudios a fin de minimizar estos desgastes, prolongando la vida operativa de los equipos, así mismo facilita los estudios de factibilidad económica para determinar la selección de materiales más costosos pero más duraderos, que sirven para reemplazar aquellas zonas que presentan altos regímenes de desgaste.

Toda la información técnica que se obtiene mediante las inspecciones es de vital importancia para establecer los programas de inspección y mantenimiento.

C A P I T U L O I I

2.0 MEDIOS DE INSPECCION:

2.1 Generalidades:

Se entiende por medios de inspección a todo instrumento o procedimiento de que se vale el inspector para obtener la información técnica de campo, con el fin de reunir en forma ordenada y sistemática los suficientes datos que le permitan realizar la evaluación de los mismos y determinar con la mayor exactitud posible el real estado físico de los equipos y predecir su futuro comportamiento de acuerdo a la función a que se encuentran asignados en el proceso en relación al tipo de deterioro detectado y sus causas que lo originan.

Para llevar acabo estas mediciones existen procedimientos que se pueden clasificar en cuatro grandes grupos que son medios de inspección visual, medios mecánicos, medios electrónicos y medios químicos.

2.2 Medios de Inspección Visual. -

2.2.1 Inspección ocular simple. -

Es el procedimiento más antiguo y más eficaz del que se vale la inspección, que consiste en la observación detenida de la superficie o equipo a inspeccionar para obtener conclusiones en base a su aspecto exterior, con el fin de determinar su condición o la presencia de cualquier tipo de discontinuidad que se pueda percibir en un examen ocular simple.

En todo procedimiento de inspección que se aplique a un equipo, por más complicado que sea, es necesario e imprescindible efectuar como primer paso la inspección ocular; es por esta razón que todos los métodos y procedimientos de inspección desarrollados hasta la fecha necesitan como fuente inicial de información técnica la inspección ocular.

- 2.1.2 Inspección ocular con elementos auxiliares. - La técnica de inspección ocular tiene sus limitaciones para ciertos tipos de defectos que se desean detectar, debido al grado de agudez de la vista, de ahí que se hayan desarrollado técnicas auxiliares como son los tintes penetrantes, partículas magnéticas, medios fluo-

rescentes y sistemas de lentes de aumento.

Tintes penetrantes. - Es un elemento auxiliar de la inspección ocular que se usa con el fin de detectar en la superficie a inspeccionarse la presencia de rajaduras, poros y en el caso de soldaduras, defectos en el último paso, que no son fácilmente detectados con la vista y en algunos casos, cuando se trata de superficies de gran magnitud o cordones de soldadura de gran longitud se procede a utilizar este método para evitar posibles omisiones en la inspección ocasionadas por el cansancio de la persona encargada del trabajo.

Este método consiste en la aplicación de una tinta de color rojo llamada penetrante, que tiene como principal característica la de introducirse en fisuras por pequeñas que sean; es necesario para que se introduzca dejar en contacto con la superficie el líquido durante 2 ó 3 minutos, después de este tiempo se aplica un tinte llamado limpiador, que como su nombre lo indica tiene por finalidad, el limpiar completamente la superficie para luego aplicarse otra tinta de color blanco, llamada revelador, que al secarse absorbe la tinta de

color rojo de los defectos, detectándolos de esta forma.

Si bien este método es completamente eficaz para localizar defectos que llegan a la superficie, no provee mayor información de la magnitud que tiene el defecto en su profundidad. Siendo necesario para su evolución la completación con métodos no destructivos como son los ultrasónicos.

Partículas magnéticas. - Este es otro medio auxiliar de la inspección ocular que se basa en hacer pasar una corriente continua a través de la pieza a inspeccionar, lo que origina que se cree un campo magnético entre los electrodos de prueba; a fin de visualizar las líneas magnéticas se espolvorea limaduras de hierro, las que deberán tener continuidad si la pieza probada carece de falla; en caso de encontrarse alguna rajadura las líneas magnéticas se desviarán por causa de la falla, este procedimiento es eficaz para la detección de discontinuidades siempre que las líneas magnéticas incidan en forma vertical a la falla.

La ventaja de este método con respecto a los penetrantes, es que permite localizar los defectos que no llegan a la superficie, encontrándose su única limitación en determinar la profundidad de las fallas, siendo necesario para su evaluación la colaboración de métodos ultrasonicos.

Ocular Fluorescentes. - Este medio de inspección visual se usa únicamente para zonas inaccesibles dentro de los equipos e interior de tuberías que no se puedan inspeccionar en forma ocular. Este procedimiento antiguamente constaba de una fuente de luz y juegos de espejos, que permite inspeccionar el interior de tuberías de diámetros mayor a 2"; esta limitación es debido a que el equipo consta de un tubo de 1.5" de diámetro. El factor limitante más importante es la rigidez del equipo o sea que sirve para inspeccionar trazos de tubería que sean rectos únicamente.

El equipo más moderno de este procedimiento de inspección, consiste en hacer pasar un haz de una fuente de luz fría por un conducto de fibra de vidrio hasta la zona a inspeccionar, donde la ilumina y su imagen es transmitida por otro conducto de fibra de vidrio hasta una

pantalla amplificadora, donde se observa la zona a inspeccionar; la ventaja de este sistema es que permite inspeccionar tuberías hasta de 0.75" de diámetro, además debido a la flexibilidad que poseen los conductos de fibra de vidrio, se pueden inspeccionar tuberías que no tengan un trazo recto.

Lentes de Aumento. - Este instrumento es un auxiliar de la inspección ocular, cuya finalidad es agrandar la imagen del defecto detectado a fin de facilitar una mejor observación de sus características.

2.3 Medios Mecánicos de Inspección:

2.3.1 Calibraciones de Espesor. -

Por la naturaleza de los fluidos que se manejan en la industria de petróleo, los equipos están sujetos a una serie de factores tales como la corrosión y erosión provocando desgastes. Los cuales desde el punto de inspección deben ser conocidos y controlados. Es por esta razón y como parte de la inspección que se requiere la determinación periódica de los espesores tanto de los circuitos

como de los equipos.

Para llevar a cabo estas mediciones existen procedimientos que se pueden clasificar en métodos destructivos que en la actualidad se ha limitado su uso, dado que para su determinación, se requiere practicar una perforación, para posteriormente hacer la medición directa; el otro grupo de clasificación son las pruebas no destructivas que involucran los medios de calibración mecánica y aparatos ultrasónicos; procedimientos que se caracterizan por no producir ningún tipo de daños en los equipos inspeccionados.

Los calibradores mecánicos más usados en la inspección de equipos y líneas son los siguientes:

Calibración Tipo C . - Es un instrumento de medición de espesores en forma directa, eso quiere decir que es necesario el acceso a ambas caras en forma simultánea del espesor a medir; este equipo consta de un arco metálico que tiene en un extremo un orificio por donde se desplaza la varilla metálica y en el otro extremo del arco, lleva colocada una punta

endurecida, que es donde se apoya una cara de la pieza, el extremo de varilla graduada que da al interior del arco, será el otro punto de apoyo para la otra cara de la pieza a calibrar; siendo la abertura determinada en la prueba, el espesor de la pieza. La limitación de este calibrador es el hecho de que se requiere un espacio para introducirlo, es por eso que para tuberías con bridas es el calibrador de menor uso.

Calibrador de Orificios. - Este equipo es en términos generales un calibrador tipo "C", pues consta de todos los elementos de éste; la diferencia está en la distancia entre los puntos de apoyo o puntos de calibración, que es aproximadamente de 0.25", lo que le permite penetrar en orificios pequeños.

Calibrador Federal. - Este instrumento se utiliza generalmente para medir diámetros exteriores de tuberías o puede también medir los espesores directamente; en este caso hay que tomar valor próximos a la brida de la tubería. Consta de dos brazos de aproximadamente 30 cms. que se asemejan a una pinza, cuyos puntos de apoyo se encuentran

para el lado interior del instrumento.

Calibrador de Tijera. - Este calibrador toma ese nombre por la semejanza que tiene a una tijera y en esencia es el mismo sistema que el anterior con la única diferencia que los brazos son más largos (aproximadamente un metro) y las puntas de calibración las tiene hacia el exterior, lo que permite tomar medidas de los diámetros interiores.

2.3.2 Técnica de Calibración de espesores al martillo. -

Este método es el más rápido para determinar el estado de una tubería, sin embargo requiere de bastante práctica para golpear debidamente el material y para interpretar adecuadamente la calibración.

Los martillos más empleados son de dos tipos, el de bola y el de punta; con el de bola se obtienen dos indicaciones, una visual que es la huella dejada en el material y la otra la audible que es el tipo de sonido producido por el golpe; cuando la huella dejada en el material corresponde únicamente a la dejada por la bola del martillo se considera que el material es

tá en condiciones de seguir operando, no así cuando además de la huella producida por la bola del martillo presenta una deformación que la circunda; en este caso se considera que el material no se encuentra en condiciones de operación. De la misma manera cuando el sonido producido por el golpe es agudo se considera el material en buenas condiciones, no así cuando el sonido es grave, lo que indica materiales adelgazados o fatigados.

El martillo de punta se usa para calibrar zonas de tuberías poco accesibles para el martillo de bola como son los niples y para calibrar planchas de tanques los cuales están fuera de especificación cuando se perforan al impacto.

La limitación más importante es el que se necesita suficiente experiencia para dar el golpe con el martillo en forma adecuada, de tal manera que permita una real evaluación, yaún con la experiencia necesaria no dá buenos resultados en tuberías que tengan un diámetro mayor a 8".

2.3.3 Pruebas de Presión. -

Este sistema de inspección consiste en someter al equipo a una presión de prueba igual a

1.5 veces la presión de diseño, en el caso que el elemento presionante es agua y a 1.1 veces la presión de diseño en el caso que el elemento presionante es aire; estas pruebas generalmente se realizan como certificación final en los trabajos de recepción en instalaciones nuevas o en el caso de equipos que han salido de servicio para inspección y mantenimiento, teniendo por finalidad el detectar posibles fugas durante la prueba.

2.3.4 Medidores de Dureza. -

Son instrumentos que sirven para conocer mediante la comparación de la dureza obtenida en el campo y la dureza especificada del material nuevo, el estado metalográfico de la pieza probada y deducir sus características en el sentido de si continúan o si han sido mermadas en el desempeño de su función.

Estos equipos consisten en un mango de extremos endurecidos para pruebas de impacto y una suspensión para fijar el resorte de inserción de la barra patrón en un extremo del mango; este extremo tiene una bola de prueba de 10 mm. de diámetro, que por una

cara limita con la barra patrón y la otra cara incide en forma vertical a la superficie de la pieza a probar. La comparación de la medida del diámetro de la impresión producida por la bola en la barra patrón y el diámetro de la impresión producida por la bola en la superficie del material a probar, después de haberse impactado en el otro extremo del instrumento con un golpe de martillo, con esta relación de diámetros y con ayuda de tablas de tabular en base a la dureza de la barra de prueba se obtiene la dureza del material.

2.3.5 Probadores al Vacío. -

Son equipos que se utilizan para probar soldaduras, en las que se tiene acceso por un solo lado, como en el caso de las soldaduras de las planchas que forman el fondo de los tanques; el sistema de prueba consiste en hacer vacío mediante una caja de paredes transparentes, abierta por un lado, el mismo que tiene en sus bordes un elemento de sello que generalmente es jebe o esponja; para el efecto del vacío tiene una conexión a un sis-

tema de succión; el procedimiento consiste en cubrir el área a probarse con una solución de jabón, para luego colocar la baja sobre ella, de tal manera que el lado abierto descansa sobre la superficie de la plancha, luego se efectúa el vacío, en el caso de detectarse paso de un lado a otro en el cordón de soldadura se presentarán burbujas en el jabón ocasionadas por el paso de aire succionado por el sistema de vacío.

La limitación de este sistema es que únicamente permite detectar las fallas en las soldaduras que atraviesan todo su espesor, siendo inoperante este método para detectar cualquier otro tipo de defecto.

2.3.6 Termómetros y Pirómetros. -

Son instrumentos usados para determinar la temperatura a la cual se encuentran trabajando los equipos, esta información es importante debido a que los materiales con que están fabricados los equipos tienen limitaciones de su comportamiento mecánico de acuerdo a la temperatura y permite efectuar un control de rango de esfuerzos permitidos (allowable stress) especificado para cada material.

tema de succión; el procedimiento consiste en cubrir el área a probarse con una solución de jabón, para luego colocar la baja sobre ella, de tal manera que el lado abierto descansa sobre la superficie de la plancha, luego se efectúa el vacío, en el caso de detectarse paso de un lado a otro en el cordón de soldadura se presentarán burbujas en el jabón ocasionadas por el paso de aire sucionado por el sistema de vacío.

La limitación de este sistema es que únicamente permite detectar las fallas en las soldaduras que atraviesan todo su espesor, siendo inoperante este método para detectar cualquier otro tipo de defecto.

2.3.6 Termómetros y Pirómetros. -

Son instrumentos usados para determinar la temperatura a la cual se encuentran trabajando los equipos, esta información es importante debido a que los materiales con que están fabricados los equipos tienen limitaciones de su comportamiento mecánico de acuerdo a la temperatura y permite efectuar un control de rango de esfuerzos permitidos (allowable stress) especificado para cada material.

2.4 Medios Electrónicos:

2.4.1 Calibradores y detectores de fallas por ultrasonido.-

Dentro de los métodos de calibración no destructivos más importantes se encuentran los aparatos ultrasónicos, debido a que es posible hacer la determinación de espesores aún sin necesidad de abrir el equipo, empleando como principio el ultrasonido producido por efecto de una vibración mecánica que sobrepasa las frecuencias audibles. Para los propósitos de medición de espesores se aprovecha la propiedad que tienen las ondas de ultrasonido de transmitirse a la velocidad del sonido en líquidos y materiales sólidos, no así en el aire.

Un aparato ultrasónico está constituido fundamentalmente de un oscilador, un cristal pieza eléctrica-transmisor-receptor, y un sistema amplificador receptor que puede ser audible o visual; el oscilador es la parte del aparato que se encarga de producir una corriente alterna de alta frecuencia, la cual posteriormente es convertida en vibraciones

mecánicas también de alta frecuencia aprovechando la propiedad que tienen los materiales de deformarse con la aplicación de una corriente alterna y especialmente los de mayor sensibilidad como el cuarzo y el titanato de bario.

El cristal piezo eléctrico o más bien conocido como transductor es la parte del aparato que a la vez que recibe la corriente de alta frecuencia convierte ésta en vibración de alta frecuencia y la transmite directamente al material del cual se desea conocer su espesor, por lo tanto se requiere un acoplamiento entre la plancha y el transductor en tal forma que no se dé lugar a la existencia de burbujas de aire y se proporcione una firme adherencia. En esta forma el aparato podrá emitir las ondas de ultrasonido sobre el material, las cuales se pueden variar mediante un condensador variable hasta que la frecuencia coincida con la frecuencia natural de vibración del material a medir, momento en el cual entra en función el amplificador captándose la variación de la corriente ya sea en forma audible o visual.

Bajo el principio de la aplicación del ultrasonido para calibrar espesor existen una variedad de equipos basados en los métodos de resonancia, método pulsación (eco-pulso), método inmersión total, métodos de haces de ultrasonidos angulares; todo equipo para efecto de la medición de espesores, detectan cualquier tipo de discontinuidad como son las fallas por fusión en las soldaduras, corrosión intergranular, y exfoliación, se basan en el principio que el haz sonido no pasa a través de las discontinuidades originando de acuerdo al equipo una señal que puede ser audible o visual, llamados eco inicial y eco final, que de acuerdo a patrones nos dan directamente el espesor que recorren las ondas ultrasónicas de un extremo a otro en el material que no presenta discontinuidades.

2.4.2 Radiografías. -

Entre los ensayos no destructivos para inspección en soldaduras son los Rayos X, Rayos Gamma, los que más aplicación tienen para este fin, debido a que permiten detec-

tar defectos del orden 2% del espesor de la soldadura, siendo muy eficiente en soldaduras al tope y son obligatorias para soldaduras de recipiente a presión clase I, donde es necesario una eficiencia de junta del 100%, como es el caso de recipientes a presión utilizados en los procesos de refinación de petróleo. Otra de las ventajas importantes de este método es que permite el control de soldaduras en gran escala con gran rapidez y una eficiencia en los resultados muy confiable; es por este motivo que en construcciones mayores esta calificación de soldaduras se encuentra normalizada dentro de los Códigos de diseño y construcción.

Los Rayos X, son radiaciones electromagnéticas, de la misma naturaleza de la luz ordinaria, pero de longitudes más pequeñas. En el espectro de las radiaciones electromagnéticas ocupan una región situada entre los rayos gamma y los rayos ultravioleta, siendo la propiedad más importante de los rayos X, desde el punto de vista de radiografía, la de penetrar sustancias o cuerpos opacos a la luz ordinaria. Sin embargo existe interacción entre los átomos de un mate-

rial y los rayos X que llegan a ellos, debido a esto, parte de los rayos atraviesan el material y parte son absorbidos o debilitados, lo que permite que una película colocada en el lado opuesto a la cara de incidencia de estos rayos, al recibirlos tome diferentes tonalidades, de tal manera que se forma la radiografía que viene a ser como una fotografía de un objeto, es decir, debe presentar definición y el contraste adecuado para que ante un visor puedan apreciarse con facilidad todos los posibles defectos.

Estos equipos esencialmente constan de un tubo protector de Rayos, equipo transformador o generador de alta tensión y unidad de control de mandos.

Las limitaciones de este método se encuentran en los casos de las fisuras muy finas que estén desfavorablemente orientadas a la incidencia de los rayos, que no podrán ser detectados. Otro aspecto importante a considerar en el uso de estos equipos son las medidas de seguridad y controles médicos periódicos a los que debe someterse los Operadores de estos instrumentos.

2.4.3 Corrosómetros:

Son aparatos que sirven para medir el avance de la corrosión y determinar en base al régimen medido de la pérdida de espesor en milésimos de pulgada/año el pronóstico de vida del equipo en estudio, siendo también de vital importancia en el control de la corrosión o sea se puede evaluar el rendimiento de los inhibidores o retardadores de corrosión en una forma rápida y sencilla de tal manera de efectuar la mejor selección del inhibidor para cierto circuito o equipo, consiguiendo de esta manera prolongar la vida operativa de las unidades.

La operación de los corrosómetros está basada sobre el principio de resistencia eléctrica, de un elemento como un tubo, un acumulador de metal o alambre, que se monta en una probeta y se expone a la corrosión o erosión del medio ambiente; como el desgaste ocurre en el área de su sección transversal, el elemento a medir es reducido, causando un incremento en su resistencia. Por comparación con un elemento de referencia interno, el cual está cubierto para ser protegido de la corrosión del medio ambiente; desde que el elemento de medida y el de referencia son del mismo metal, se establece la diferencia de resistencia de ambos, lo que es transmitido a una

lectura en el instrumento lo que es fácilmente convertida en pérdida de metal, expresado en milésimos de pulgada. Una consideración importante para lograr obtener resultados satisfactorios es la adecuada selección de la probeta, debiendo ser del mismo material del equipo sometido a control de corrosión.

2.4.4 Determinador de P. H.

Ya que el P. H. del medio corrosivo influye considerablemente sobre la corrosión, es muy importante determinar este valor, lo que se puede hacer a base de pa pel indicador, que tiene la ventaja de su sencillez y por lo mismo es posible efectuarla en la planta, o por medio de un medidor de P. H. que permite obtener resultados más precisos. La frecuencia de esta determinación del P. H. depende esencialmente de las condiciones de operación.

2.5 Medios Químicos:

Este medio de inspección está encaminado esencialmente al control de corrosión, mediante pruebas de laboratorio, como son la determinación del contenido de Fe en los flúidos ligados al proceso. Determinación de cloruros, determinación de oxígeno, y análisis cualitativos-

cuantitativos de los depósitos o sedimentos sólidos encontrados en los equipos cuando son abiertos para inspección.

Independiente al control de corrosión los medios químicos son usados para la identificación de materiales mediante procedimientos sencillos para ser efectuados en el campo, llamados "pruebas de gota".

2. 5. 1 Análisis Cuantitativos y Cualitativos. -

Determinación del Contenido de Fe. - Como el resultado de la corrosión es la disolución del Hierro, la forma más directa para conocer el grado de corrosión consiste en determinar el contenido de hierro en las aguas o fluidos ligados en el proceso. Hay que tener presente sin embargo, que el contenido de hierro sólo sirve de indicio en pruebas comparativas, ya que puede suceder que en ciertas condiciones el contenido de Fe en el agua sea muy bajo, pero que provenga de un punto de fuerte acción local, la información proporcionada por estos análisis esencialmente sirve para evaluar los diferentes inhibidores de corrosión para un sistema mediante comparaciones del contenido de hierro.

Determinación de Cloruros. - Su determina

ción es muy importante debido a que los iones de cloruro favorecen esencialmente la corrosión y su determinación, por lo mismo es muy importante, especialmente en aquellas plantas que por su naturaleza se puede esperar la presencia de estos iones, tal es el caso de las plantas primarias, en que, el cloruro de magnesio contenido en el crudo, se descompone en ácido clorhídrico, que origina una corrosión severa, si no se controla el circuito del tope de la torre, si bien es cierto que este efecto se encuentra parcialmente controlado en las refinerías modernas, mediante la instalación de desaladoras, aún es necesario efectuar estos controles por la agresividad del elemento corrosivo.

Determinación del Oxígeno. - Por ser el oxígeno un factor tan importante en el fenómeno de la corrosión es evidente que su determinación sea indispensable, sobre todo para el control del proceso de aereación en las aguas que se emplean para la generación de vapor.

2.5.2 Pruebas de Gota. -

Es un método químico de identificación rápida

de materiales, también conocido como spot test; estos métodos esencialmente se usan durante las reparaciones de las unidades de proceso, donde es frecuente la necesidad de conocer si una aleación es de la especificación indicada, y para ello es indispensable contar con un método rápido de análisis de campo, como son las pruebas de gota, que consisten esencialmente de un juego de reactivos químicos que son aplicados sobre el mismo material que se va a probar, para ello se limpia la superficie mediante una lima, la cual es atacada mediante un ácido, una vez que reacciona se toma un poco de la muestra con una varilla de vidrio, que se coloca en papel de filtro o en una porcelana, donde se agregan los reactivos químicos adecuados, desarrollándose un color, por medio del cual se identifica la presencia o ausencia del elemento que se trata de investigar.

C A P I T U L O I I I

3.0 MEDIOS ESCRITOS DE INSPECCION:

3.1 Generalidades. -

Del más minucioso análisis de los resultados de los trabajos de inspección desarrollados en el campo, no se obtendrá ninguna conclusión, si no se cuenta con un sistema de archivo, sistema de registro de datos y bibliografía, que permita comparar estos resultados con valores iniciales y valores obtenidos en inspecciones anteriores, de tal manera que se pueda establecer la diferencia entre estos valores y deducir el estado de los equipos en relación a la función en que se encuentran asignados dentro del proceso.

Es por esta razón que los medios escritos de inspección forman el segundo campo de acción, debido a la importancia que tienen para lograr los objetivos de la inspección. Esencialmente estos medios de inspección están constituidos por información de orden tecnológico, experiencias y facilidades que se describen brevemente en los siguientes items:

3.2 Información de Diseño y Construcción. -

Dentro de los medios de inspección con que se cuentan, éste es el más importante, debido a que en ausencia de esta información, no se podría efectuar la inspección de la unidad, porque no se conocerían las especificaciones básicas o de otra manera no se sabría cual es la función y grado de severidad a que pueden ser sometidos los equipos durante operación.

El diseño de las plantas de proceso generalmente procede de sistemas ya establecidos por los licenciadores de procesos, que proporcionan generalmente la información necesaria para desarrollar la ingeniería de proceso; esta información está constituida por diagramas de flujo, condiciones de operación, flujos, rendimientos y calidad de productos, diagramas de control de procesos, especificaciones que incluyen presiones y temperaturas, capacidad del equipo principal y sugerencias de materiales. Dentro del desarrollo de la ingeniería del proceso está incluido el aspecto de proveedores de maquinaria, equipo y materiales, los que suministran información abundante y detallada, que varía enormemente según los fabricantes y según el tipo de maquinaria, equipo y materiales de que se trate; sin embargo puede generalizarse de la siguiente manera:

- Hojas de dibujo mecánico
- Dibujos de fabricación de recipientes
- Hojas de datos de bombas
- Hojas de datos de compresores
- Hojas de datos de instrumentos
- Hojas de datos de cambiadores de calor
- Especificaciones de inspección y pruebas
- Lista de partes y especificaciones
- Lista de repuestos
- Instrucciones sobre instalaciones
- Certificaciones de material
- Instrucciones sobre operación
- Informes de datos del proveedor, etc.

Para el requisito de la maquinaria, equipo y materiales, la compañía que desarrolla la ingeniería del proceso en base de las sugerencias del licenciador, realiza la selección adecuada de los materiales y equipos, los mismos que se encuentran generalmente bajo las siguientes normalizaciones:

3.2.1 Planchas, bridas, tuberías y conexiones. -

La Sociedad Americana para la prueba de materiales (The American Society for Testing Materials - ASTM) ha emitido aproximadamente 300 diferentes especificaciones para productos metálicos. Cada una de estas especificaciones indica en detalle preciso el proceso de ma-

nufactura, las propiedades químicas y/o físicas, indica los procedimientos de tratamientos térmicos cuando son necesarios, las tolerancias dimensionales, así como el uso recomendado de los productos con las limitaciones de su servicio y los procedimientos de prueba.

De la misma manera existen otras normalidades como son la alemana DIN, la americana AISI, la japonesa JIS. Teniendo todas ellas como finalidad el control de calidad y establecer las limitaciones de su servicio de los diferentes productos comerciales en la industria.

3.2.2 Válvulas. -

Los fabricantes de válvulas seleccionan o elaboran materiales que estén de acuerdo a especificaciones ASTM, para ser utilizados en las válvulas. Habiéndose adoptado casi en forma general la norma de la American Standard Association (ASA B-16.10) por parte de los fabricantes de válvulas para uniformizar especificaciones. Lo que permite al usuario escoger válvulas de numerosos fabricantes con la seguridad de tener válvulas bajo un mismo sis

tema de control de calidad y limitaciones de servicio.

3.2.3 Cambiadores de Calor. -

Para la fabricación, diseño y prueba de intercambiadores de calor se ha adoptado casi en forma general las reglas y especificaciones contenidas en las "Normas de la Asociación de Manufactureros de Cambiadores de Calor Tubulares" (Tubular Exchangers Manufacturers Association- TEMA); norma que adopta y hace obligatorias todas las partes aplicables de la norma ASME (American Society of Mechanical Engineers) para recipientes en su Sección VIII.

La norma TEMA para la selección de materiales y certificaciones se refiere a la especificación ASTM.

3.2.4 Recipientes a presión. -

Los recipientes a presión son diseñados, fabricados y probados de acuerdo con las reglas y especificaciones contenidas en las normas ASME para calderas y recipientes a presión, sección VIII. Esta norma para la selección de materiales está referida al libro de normas y especificaciones del ASTM.

Esta norma incluye como procedimiento de recepción del equipo una prueba hidrostática final con presencia del inspector representante del fabricante y el inspector autorizado del usuario, para ser entregado junto con sus documentos de Certificación de Material.

3.3 Dibujos isométricos. -

Este sistema de representación que esencialmente se usa para circuitos de tuberías, tiene objeto fundamental, el facilitar la localización de líneas sin necesidad de recurrir a planos de construcción; viene a ser en forma sencilla la representación orientada del circuito de acuerdo como se encuentra en la planta, definido mediante cuatro ejes; aún cuando la palabra isométrico implica igualdad medida, por regla general la tubería se representa atendiendo más a la proporción que a la medida exacta debiendo inclusive exagerarse en algunos casos.

Generalmente se acostumbra representar líneas con circuitos definidos; de una bomba a un recipiente, de un recipiente a un cambiador de calor; debiendo incluirse en el trazo de la línea el sentido del flujo por medio de flechas, también es importante considerar en la hoja del dibujo las especificaciones de la tubería.

Para desarrollar los programas de control de espesores , por medios ultrasónicos, es necesario hacerlo en un dibujo isométrico, debido a que la técnica de este sistema recomienda que las mediciones periódicas se efectúen en la misma ubicación, es por eso que se debe levantar dibujos isométricos de todas las líneas que van a ser sometidas a este sistema de inspección.

3.4 Representación esquemática de recipientes e intercambiadores.

Estos dibujos también mal llamados isométricos de recipientes son una representación sencilla que se caracteriza por no ser dimensionados, sino más bien hechos en proporción a sus medidas, incluyendo un cuadro con sus especificaciones de material, de diseño y las conexiones de tuberías con sus especificaciones.

Estos dibujos son una herramienta de trabajo del inspector, debido a que permiten visualizar en forma sencilla todas las características del equipo, si necesidad de recurrir a planos más complicados. Siendo de gran utilidad para la ubicación de puntos de calibración y para la inspección ocular durante paradas de planta.

3.5 Formas de Inspección. -

Con el fin de llevar el registro sistemático de los resultados de los trabajos de inspección y que puedan ser fácilmente interpretados, se han creado estas formas

de registro, que vienen a ser unos cuadros especialmente diseñados de acuerdo a las necesidades y los diferentes tipos de inspecciones que se realicen, como por ejemplo; existe una forma de registro de datos obtenidos en la calibración de tuberías, que incluye varias columnas como son N° de punto, diámetro, espesor original, espesor mínimo medido, límite de retiro, régimen de desgaste, pronóstico de vida y fecha de próxima calibración; como podemos deducir de este ejemplo generalmente las formas de inspección consideran espacios para los registros de datos tomados directamente de los equipos, pero a su vez reservan espacios ordenados de tal manera que permiten realizar los estudios complementarios de evaluación.

Otra de las importantes ventajas de utilizar estas formas de inspección, es la normalización de registros; eso quiere decir que todas las informaciones serán igualmente registradas y evaluadas, lo que simplifica y metodiza los sistemas de trabajo.

3.6 Informes de Inspección. -

Las conclusiones y recomendaciones obtenidas por el Departamento encargado de la inspección en base a la evaluación de resultados logrados en el campo deben ser comunicados a la Gerencia y a los otros departamentos, con la finalidad de que se conozca el real es-

tado físico de los equipos, que en el caso de ser satisfactorios trae consigo la confianza y seguridad de la operación y en el caso de no ser satisfactorios lleva consigo las recomendaciones necesarias para una acción inmediata orientada a corregir los daños detectados.

Los informes de inspección esencialmente deben ser los más claros, concretos y completos para lograr una buena interpretación; están constituidos de tres partes que son : antecedentes, conclusiones y recomendaciones y de un resumen de los trabajos de inspección.

3.7 Archivos. -

Durante el desarrollo de un programa de inspección en el campo, se acumulan una serie de datos, anotaciones, planos, especificaciones, informes, etc; que son analizados cuidadosamente antes de pasar a los archivos, procurando que la información sea de verdadera utilidad para el futuro, permitiendo que las consultas que se hagan a los archivos tengan asimismo utilidad para programaciones, recomendaciones, etc.

Dentro de los múltiples sistemas de organización de archivos, es recomendable que exista uno para cada

equipo de tal manera que viene a ser como la hoja clínica de un paciente, que contiene toda la información desde diseño, construcción, inspecciones, mantenimiento y pronósticos.

Los archivos deben tener 2 características especiales:

1. Ser de fácil consulta
2. Servir de memoria al inspector, marcando las fechas límites en que deben nuevamente programarse las inspecciones; en otras palabras los archivos deben ser funcionales, de tal manera que recuerden con anticipación las cosas pendientes de ejecución.

3.8 Guías de Inspección. -

Es la recopilación de experiencias y conocimientos en forma de un manual, el mismo que tiene por objeto resumir los diferentes tipos de inspección a que deben ser sometidos los equipos para determinar las fallas; de igual manera aclara las diferentes fases de la inspección para la variedad de equipos que existen en una refinería. Como su nombre lo indica su principal función es de servir como una guía de inspección de tal manera que el Inspector no deje alguna parte esencial del equipo sin inspeccionarse o probarse.

Estas guías de inspección, no son un manual definitivo, sino más bien son una base para desarrollar debido a que siempre quedan sujeto a completaciones con nuevas experiencias logradas de las propias inspecciones y del comportamiento de las unidades en operación normal.

Dentro del desarrollo de un programa de inspección es ideal contar con la norma o guías de inspección de todos los equipos, debido a que simplificará la labor de los inspectores, especialmente en paradas de planta donde el factor tiempo es muy importante.

C A P I T U L O I V

4.0 MEDIOS DE CONTROL DE INSPECCION:

4.1 Generalidades. -

La corrida operativa de una refinería es planeada conociendo una anticipada demanda de específicos productos, sin embargo una refinería o una unidad de operación no puede permanecer en servicio continuo, aún estando en óptima operación y eficiente comportamiento mecánico, debido a que algunos equipos cesarían para un trabajo satisfactorio, como un resultado de fallas, acumulaciones de basura, coque, lodo, etc., lo que originaría una discontinuidad en el servicio.

Con la finalidad de asegurarse una máxima eficiencia es deseable se predetermine los períodos de limpieza y reparaciones, teniendo como base los resultados de inspección, obtenidos durante operación normal y paradas de planta; es por esta razón que las inspecciones deban ser bien planeadas, que las fuerzas de inspección sean propiamente organizadas, que estén versados en métodos de inspección y se cuente con el equipo y herramientas apropiadas.

La consideración global de todos estos factores dan origen a los programas de inspección en operación normal, en paradas de planta y el desarrollo de medios de control de inspecciones.

4.2 Ventajas de los programas de inspección:

4.2.1 Inspección adecuada de todos los equipos. -

Mediante el desarrollo de programas existe la certeza que ningún equipo o circuito por pequeño que fuere haya quedado excluido de los trabajos de inspección, dando de esta manera la seguridad de un control efectivo sobre el estado físico de todas las instalaciones; eliminando las posibilidades de paradas de emergencia por fallas no controladas.

4.2.2 Disminución del tiempo de receso de las Unidades.

Con este fin al estructurar los programas se recopila la suficiente información técnica, que nos permite una selección adecuada de los equipos que por su servicio ó métodos de inspección, se puedan inspeccionar con la planta en operación normal, disminuyendo de esta manera el volumen de trabajos a efectuarse durante la parada de planta, dejando únicamente para este efecto aquellos equipos que no se puedan rea-

lizar en operación, con la consiguiente disminución del tiempo de receso de las unidades.

4.2.3 Frecuencia de inspección. -

Al desarrollarse un programa de inspección se va estableciendo cada vez en forma más exacta las frecuencias de las inspecciones que son necesarias para ejercer un adecuado control del proceso de envejecimiento de los equipos, lo que permite realizar una buena organización de las fuerzas de inspección y en muchos casos conocer anticipadamente las necesidades del potencial humano y equipos de inspección para lograr llevar a cabo el control adecuado de las instalaciones en los próximos años.

4.3 Formulación de los Programas de Inspección:

Formular un programa de inspección requiere de una serie de elementos básicos , que permiten elegir el equipo o parte del equipo que deben incluirse en él ;ya que como debe suponerse no es posible inspeccionar todas y cada una de las partes que integran una unidad, aunque esto sea el ideal teórico. Entre estos elementos básicos se encuentran los siguientes:

4. 3. 1 Datos de diseño del equipo. -

El conocimiento del proceso, la presión, la temperatura, el material que se maneja, la velocidad del flujo del mismo, el material de que está hecho el equipo, su espesor, su margen de corrosión, las pruebas a que se sometió el equipo antes de entrar en operación, sus normas de construcción, etc., son un importante auxiliar para la formulación de un buen programa de inspección. En base al estudio de estos datos, se seleccionan los equipos, que deben ser preferidos para ser programados.

4. 3. 2 Datos de Operación. -

Tan importante como los datos de diseño son los datos que el personal que opera el equipo pueda proporcionar, basados en la historia de trabajo de la unidad, ya que ahí se registran los cambios en las condiciones de operación, principalmente en la presión, temperatura, flujo y características del producto que maneja; estos datos de operación constituyen una información de incalculable valor para selección de equipo a incluirse en el programa, debido a que de acuerdo a las exigencias operativas, a

que se encuentran sometidas se determinan sus posibles deterioros.

4.2.3 Datos proporcionados por los medios escritos de inspección. -

Si se analiza casi todos los datos de diseño y operación deben estar considerados en los archivos de inspección de los equipos, de ahí que sean la mayor fuente de información para estructurar estos programas, teniendo en cuenta que en ellos se tienen los isométricos, los resultados de inspecciones anteriores programadas o no programadas, las guías de inspección, que determinan aproximadamente el listado de trabajos que deben efectuarse con el equipo en operación y con el equipo fuera de servicio, indicando además las frecuencias y prioridades de estos trabajos; es por esto que se resume que los programas de inspección son un ordenamiento de la secuencia de los trabajos, de acuerdo a sus antecedentes que figuran en sus archivos.

4.4 Programas de Inspección en Operación Normal:

Dentro de una unidad de trabajo, existe equipo con la posibilidad de dejarse fuera de operación por un tiem-

po determinado que permite efectuar su inspección total en forma programada, sin necesidad de descontinuar la operación de la unidad, pero independientemente a este tipo de equipos, existen una serie de trabajos de inspección que requieren realizar en todos los equipos durante operación, trabajos que generalmente están considerados dentro de las guías de inspección y deben desarrollarse en forma programada, debido a que estos proporcionan la información básica que en ayuda a la información de los archivos, determinan la selectividad de equipos a intervenir en la próxima parada de planta, ya que en una parada de planta no se pueden intervenir todos los equipos por el factor tiempo, si no que es necesario la adecuada selección con inspecciones durante operación de los equipos que manifiesten necesidad concreta de inspeccionarse.

En el programa en operación se consideran estas dos clases de trabajos de inspección y de acuerdo a los resultados obtenidos en inspecciones anteriores se determinan las frecuencias de inspecciones; haciéndose una distribución de los trabajos por meses de acuerdo a sus prioridades y al potencial humano con que se cuente; es interesante subrayar que cuando se establece el primer programa de inspección con la planta en marcha, de sus resultados, se

establece el próximo programa y así sucesivamente, considerando que los programas generalmente están referidos a un año de labor y que pueden ser fácilmente proyectados hasta próximos años, debido a que se establecen los pronósticos de vida de los equipos y regímenes de desgaste.

4.5 Programas de Inspección en Paradas de Planta. -

Estos programas son una consecuencia de la necesidad de inspeccionar y reparar equipos, que por su naturaleza y servicio, no se pueden inspeccionar en operación normal; generalmente una parada de planta está programada por el Dpto. encargado del mantenimiento, debido a que éste recibe, los listados de trabajos de inspección, las recomendaciones de futuras reparaciones, modificaciones de orden técnico y cualquier trabajo pendiente a obtener mejoras en el proceso; es por esta razón que las paradas de planta son anticipadamente planeadas y organizadas, considerando principalmente el aspecto de suministro de derivados, los repuestos, el potencial humano necesario, los horarios de trabajo, las herramientas, facilidades, secuencia y orden de los trabajos. Todos estos aspectos tienen como finalidad el reducir al menor tiempo la duración del receso de las unidades.

C A P I T U L O V

5.0 CA USA DE DETERIOROS:

5.1 Generalidades:

Prácticamente todo equipo de refinería sufre deterioro como consecuencia de las condiciones a las cuales es sometido. Bajo condiciones normales de operación este deterioro es general, pero no siempre es gradual. Por lo general se presenta una pérdida de metal y ocasionalmente un cambio en la estructura del metal, lo que produce un debilitamiento sin pérdida de metal, cuando son sometidos a condiciones normales este deterioro es mucho más rápido.

Las condiciones anormales pueden resultar de fallas en el diseño, de fallas operacionales, fallas de instrumentos, agua en lugares secos, incendios, terremotos, falta de servicios auxiliares, como el suministro de energía eléctrica, etc.

La función primordial de una inspección organizada es asegurar que el equipo esté dentro de especificación para entrar en operación, por lo tanto es de suma importancia que las condiciones causantes de deterioros y fallas deban ser reconocidas y entendidas.

5.2 Sumario de causas de deterioro:

Muchos de los productos y reactivos usados en unidades de proceso reaccionan con los metales de tal manera que causan corrosión; algunos de ellos son abrasivos y causan erosión, disminuyendo en ambos casos el espesor del metal y en algunos casos se presenta corrusión y erosión, cuando esto ocurre la pérdida de metal es a menudo grande, pudiendo apreciarse por separado cual se debe a la corrosión y cual se debe a la erosión. En general, la pérdida de metal se toma sobre un periodo de tiempo, por lo que es necesario llevar el control mediante registros, lo cual es muy importante porque sirviéndose de ellos se realizan inspecciones periódicas y se determina la vida del equipo. La pérdida de metales no es constante pero es una función variable del contenido de sal y azufre en el crudo y de las condiciones de operación.

Las fuerzas de reacción en parte del equipo son bastante comunes particularmente en partes recíprocas; si estas fuerzas son altas y frecuentes, las fallas se producen por fatiga. Menos frecuente pero generalmente más serias son las fallas por fatiga térmica en tuberías y recipientes a presión, como resultados de los cambios de temperatura. Las fallas por fatiga comienzan como una rajadura en la superficie de metal y va progresando con cada cambio de esfuerzo, al comienzo lentamente y después de forma rápida. Inspecciones periódicas de las partes que

se encuentran sometidos a estos esfuerzos permite determinar estas rajaduras por fatiga antes que se produzca la falla.

Los lugares donde se tienen metales de diferentes coeficiente de expansión térmica unidos por soldadura son a menudo susceptibles a la fatiga térmica y a veces la rajadura comienza cuando el equipo está parado y vacío.

Donde el equipo es sometido a temperaturas por encima de aquella, para las que ha sido diseñado, se producen fallas debido a que los metales a altas temperaturas llegan a debilitarse por haber experimentado cambios químicos y estructurales; estos cambios pueden originar fallas especialmente en los puntos de mayor concentración de esfuerzos.

La presión excesiva rara vez contribuye a fallas bajo condiciones normales, debido a que las válvulas de seguridad o alivio protegen los equipos contra estos; fallas bajo estas condiciones pueden producirse, si se tiene lugares que tengan pérdida de metal o rajaduras o zonas debilitadas que no hayan sido detectadas, la mayoría de las fallas por sobrepresión han resultado de temperaturas excesivas, alcanzadas bajo condiciones no comunes como son los incendios. En estos casos aún a pesar de la protección de las válvulas de seguridad, el metal puede llegar a debilitarse y producirse la falla, aunque no se pase el límite de presión especificado.

Daños por sobre cargas en los equipos es un problema de inspección muy raro, porque los diseños son generalmente adecuados para soportar las cargas. Antes de aplicar pruebas hidrostáticas al equipo o añadir cualquier otra carga se debe asegurar que los recipientes, estructuras y la cimentación hayan sido diseñados para tales cargas.

Los terremotos, temblores y tormentas muy rara vez contribuyen a deterioros o fallas, debido a que estas causales son considerados también para el diseño de una refinería, sin embargo estos muchas ocasiones originan descontrol en la operación y/o paradas de planta, lo que puede llevar consigo condiciones severas para los equipos. Como resultado de estos fenómenos generalmente se presentan daños en los cimientos y las estructuras.

La mayoría de los equipos, tales como torres, recipientes, intercambiadores, hornos, bombas y otros, son inspeccionados y probados por los fabricantes y usuarios antes que se pongan en servicio y se sabe definitivamente si se encuentran dentro de especificación, lo que no ocurre con piezas pequeñas como son válvulas empaquetaduras, etc. que no son controlados. Este equipo pequeño es una fuente de problemas y pueden al final producir una falla.

5.3 Corrosión:

La corrosión ha sido siempre el mayor problema en la industria de refinación. A medida que la industria ha progresado y utiliza modernos procesos el problema de la corrosión ha aumentado en cantidad y complejidad teniendo actualmente una gran significación económica, como lo exponen los resultados de investigaciones efectuadas en el campo y que fueron presentados en la reunión del Instituto Americano de Petróleo en su Sub-Comité de Corrosión (1954), que estimó que el costo de la corrosión en operaciones de refinación es aproximadamente 0.1125 dólar/barril de crudo procesado, por este motivo se han desarrollado departamentos encargados del control y combate de corrosión en la Industria de Petróleo.

La Inspección puede hacer mucho por ayudar a controlar el costo de corrosión, detectando deterioros antes de que resulte en pérdida de producción ó se extienda el daño al equipo.

Los problemas de corrosión en operaciones de refinería pueden ser divididos en 3 grupos.

- Corrosión proveniente de elementos presentes en el crudo
- Corrosión proveniente de productos químicos en procesos
- Corrosión atmosférica

5.3.1 Elementos corrosivos en el crudo. -

Los problemas de corrosión atribuidos a los componentes presentes en el crudo son generalmente causados por uno ó más de los siguientes componentes:

- Acido Clorhídrico. -

Debido a que una solución saturada de sal (brine) producido junto con el crudo y la separación de ambos no es perfecta, todos los crudos utilizados en los procesos de refinación tienen sal; aunque en la práctica es general analizar en las pruebas de crudo los cloruros y reportarlos como cloruro de sodio en libras por mil barriles de crudo. El análisis del brine es aproximadamente igual que el análisis de agua de mar. Un típico análisis de agua de mar es dado en la siguiente tabulación:

<u>Sal</u>	<u>Porcentaje en peso de las sales totales</u>
Cloruro de Sodio	68.1
Cloruro de Magnesio	14.4
Sulfato de Sodio	11.4
Cloruro de Calcio	3.2
Cloruro de Potasio	1.9
Otras sales	1.0
TOTAL	100.0 %

Los cloruros magnesio y calcio, cuando son disueltos en agua y calentados forman ácido clorhídrico, el cual es muy corrosivo. Esta reacción llamada hidrólisis tiene lugar a temperaturas bajas (300°F a 400°F). Los cloruros de sodio y potasio son elementos corrosivos despreciables debido a que no producen ácido clorhídrico.

Como para la formación del ácido clorhídrico es necesario la presencia de agua, el fenómeno de corrosión severo generalmente se localiza en los condensadores, tuberías y en el recipiente donde se separa el agua del productos destilado de los circuitos de tope de las torres de destilación primaria, variando esta corrosión considerablemente de acuerdo al tipo de crudo procesado, del contenido de sal, del contenido de azufre, del contenido de sulfuro de hidrógeno (H_2S) y del pH. del condensado.

El ácido clorhídrico producido en los procesos de destilación de crudo puede causar severa corrosión, así mismo esta corrosión es más severa en los Sour Crude (crudos que contienen sulfuro hidrógeno disuelto) debido a que originan la

siguiente reacción cíclica, que generalmente alcanza proporciones serias.



Del análisis de estas reacciones químicas, se observa que la reacción de corrosión puede ir en ambas direcciones.

El principal método para disminuir la corrosión por ácido clorhídrico, es la eliminación del brine del crudo; en la mayoría de los campos de producción de petróleo tratan de hacerlo por sedimentación, este procedimiento otorga resultados relativos, debido a que los crudos aún llevan considerable cantidad de sales y en las refinerías generalmente operan equipos de desalinización con el fin de reducir estos contenidos hasta aproximadamente 10 lbs/1000 bls; considerándose en estos casos aún la corrosión como un problema serio; como por ejemplo, una unidad de destilación que alcanza 60,000 bls/día, tiene su crudo desalado con 10 libras por 1,000 bls, puede producir un total de 90 libras de ácido clorhídrico por hidrólisis del cloruro de magnesio y calcio, si se supone que la unidad es su totalidad de fierro, 70 libras de metal serán consumidos diariamente.

Es por esta razón que existen investigaciones sobre procesos de desalinización cuyo objetivo es llegar a un contenido de una libra por mil barriles (norma actual en compañías de refinación de EE. UU.)

Existen otros métodos para el control de corrosión mediante la inyección de productos alcalinos como son el hidróxido de sodio, hidróxido de calcio, amoníaco, siendo este último el más usado; es frecuente también uso de inhibidores de corrosión.

Es importante aclarar que estos sistemas de desalado e inyecciones químicas, no eliminan la corrosión, sólo se reduce, lo que permite ser controlado.

- Sulfuro de Hidrógeno (H_2S)

Por lo general existe la certeza de que el sulfuro de hidrógeno es el más activo de los componentes del azufre en causas de corrosión; se encuentra presente en el crudo tal como es y en otros casos se produce del azufre a temperaturas de proceso. El tipo de ataque corrosivo y su grado de severidad depende esencialmente de la temperatura a la cual se desarrolla este fenómeno y a la calidad de crudo.

La corrosión por azufre a baja y mediana temperatura, se presenta generalmente en tanques de almacenamiento de crudo con alto porcentaje de azufre, este tipo de corrosión se localiza en presencia de humedad y oxígeno; el sulfuro de hidrógeno también causa corrosión en los sistemas húmedos de los procesos de destilación, alcanzando un alto grado de severidad en una reacción combinada con ácido clorhídrico; otro tipo de corrosión del sulfuro de hidrógeno son las ampollas de hidrógeno, este ataque es severo y se presenta generalmente en los equipos de la sección gases y fraccionamiento de las unidades de cracking catalítico fluido y unidades de gasolinas naturales, este fenómeno de corrosión tiene lugar en soluciones alcalinas ó ácidas, cuando el acero es corroído lentamente por ácidos debilitados, algunos átomos de hidrógeno (H_1) formados como un producto de la corrosión penetran al metal, ocupando sitios vacíos, como inclusiones no metálicas y laminaciones para agruparse y formar de esta manera el hidrógeno molecular, el mismo que no puede pasar a través del metal quedando entampado, originando disloques, en la estructura del metal conocidos como ampollas de hidrógeno.

La temperatura juega importante papel en la corrosión por sulfuro de hidrógeno, en ausen cia de agua la corrosión no es severa a baja temperatura, se considera de un régimen muy acelerado cuando la temperatura del metal es mayor a 500° F, en refinerías que procesan crudos tipo sweet, se producirán únicamente corrosiones cuando se exceda los 500° F; sola- mente se presentará en el acero al carbón y la utilización de aceros al 12% de cromo mini mizará este ataque, no así en las refinerías que utilizan crudos tipo Sour, presentarán se- veras corrosiones cuando la temperatura exceda los 500° F debido a que, esta temperatura el azufre se transforma en sulfuro de hidrógeno, este tipo de ataque en las unidades de destila- ción atmosférica y vacío se presenta en los tu- bos de los hornos y en la parte inferior de las torres de fraccionamiento. En las unidades de craqueo se localiza en las zonas de los equi- pos cuya temperatura de operación está com- prendida entre 500-900° F y se presenta con mayor severidad en los puntos de mayor velo- cidad y turbulencia; el uso de materiales aus- tenicos contribuye a retardar estos ataques.

- * Sour Crude - aquellos que tienen H_2S , disuelto y producen este elemento con la temperatura del proceso a partir del azufre
- * Sweet Crude - aquellos que no contienen disuelto H_2S y contiene pequeñas cantidades de mercaptanos y azufre.

Dióxido de Carbono. -

Este elemento combinado con agua causa corrosión en los procesos de refinación, esta corrosión es muy pobre y se ha medido aproximadamente en 0.03 pulgadas/por año, en sistemas de condensado de vapor que operan a $350^{\circ}F$, esta corrosión no se reconoce fácilmente y no es importante.

Es importante anotar que el P. H. de la corriente no da una pauta para anticiparse a la corrosión, cuando hay un ácido débil corrosivo como es el ácido carbónico, se ha determinado que existe corrosión apreciable en soluciones de ácido carbónico con un P. H. de 6.0, lo que difiere, que en los ataques corrosivos con ácidos fuertes como el ácido clorhídrico, que con un P. H. mayor a 4.5 son lentos y en cambio produce corrosión severa en presencia de oxígeno y P. H. menores a 4.5; esto se explica sobre la base de que una acidez total, más que el P. H. determina la extensión hasta la cual corroe el

Agua y Oxígeno. -

Mientras que la humedad y oxígeno disueltos pueden ser introducidos en un tanque junto con el crudo, también son originados durante los cambios de temperatura y bombeos. Por lo tanto la cantidad de humedad y oxígeno y consecuentemente el grado de corrosión es proporcional al número de cambios de temperatura y bombeos, la humedad se condensa en las superficies y la corrosión se localiza en estas zonas. Este tipo de corrosión por lo general se presenta en los tanques, en el caso de tanques que reciben productos ligeros no es severa a menos que se haga presente el agua.

La corrosión en tanques tiene la forma de cavidades y se cree que sean resultado de las gotas de agua que se forman encima del metal y de la corrosión y ocurre bajo cada gota en forma de cavidad, las mismas que son porosas. Se cree que el proceso de corrosión se debe a la conversión inicial del metal en hidróxido de hierro, presentando un residuo final de óxido de hierro color rojizo.

Ácidos Orgánicos. -

Estos ácidos no son muy corrosivos a temperaturas bajas. En cambio en sus temperaturas de

ebullición son muy corrosivas, quizás la corrosión más severa tiene lugar en el proceso de condensación, el porcentaje de corrosión es tan alto, como de 0.35 pulgadas/año en el acero al carbón; el regimen de corrosión decrece rápidamente con la temperatura y es de aproximadamente de 0.025 pulgadas /año a 20° F debajo de su punto de ebullición.

La superficie corroída en el acero al carbón es muy suave y la pérdida de metal no es visible a la simple inspección. Se ha comprobado que el acero inoxidable tipo 316, tiene buena resistencia a la corrosión por ácido nafténico.

Los ácidos orgánicos, tales como acético, palmítico, stearico, oleico, reaccionan con aluminio a un bajo régimen de corrosión a temperaturas de 200° F, pero a 570° F la reacción es muy rápida, independiente a la presencia de oxígeno, pero si es influyente la presencia de agua (0.05%) debido a que prácticamente inhibe toda la corrosión como resultado de la formación de una película de óxido.

- 5.3.2 Elementos corrosivos adicionados al proceso. -
A pesar de que el costo de corrosión provenien

te de los corrosivos naturales presentes en el crudo, presentan una mayor proporción del costo total, los ácidos y otros productos químicos adicionados en los procesos de refinación, probablemente ante la falta de control de éstos, determine deterioros de gran velocidad.

El ácido sulfúrico es usado en unidades de alquilación en concentraciones del 85 al 95% en peso como catalizador, los residuos del material ácido en el producto son eliminados por medio de agua o neutralizados por medio de caústicos o de ambos a la vez. Esta limpieza no es completa de manera que es posible encontrar para concentraciones débiles, corrosión en forma de cavidades; este tipo de ataque generalmente se localiza debajo del nivel de líquido en el fondo de torres, recipientes y tuberías; el régimen de corrosión es afectado por la temperatura, siendo el ataque más severo a temperaturas altas.

El ácido sulfúrico es también usado en las unidades de extracción de olefinas en concentraciones de 45 a 98% en peso, la temperatura varía de la atmosférica a 250° F debido al alto rango de concentración y temperaturas, la co-

rrosión en estas unidades son severas, presentando generalmente cavidades y fisuras ; los aceros inoxidable tipo 304 y 316 son usados en estos procesos.

El Fenol es usado en operaciones de refinera para la preparación de lubricantes e hidrocarburos aromáticos, la corrosión del acero al carbón en estas unidades es generalmente ligera y muy irregular , pero por encima de los 400°F se convierte en severa y puede presentarse en la fase líquida y vapor.

El ácido fosfórico es usado como catalizador en unidades de polimerización, en su forma líquida o como pentaóxido depositado en bolitas de arcilla. Cuando el ácido se pone en contacto con el agua, origina corrosión severa en el acero al carbón, ya sea en forma de ataque generalizado o de cavidades; el regimen del ataque se incrementa con el aumento de temperatura.

El hidróxido de sodio es comunmente usado en operaciones de refinera para la neutralización de los componentes ácidos y para la fabricación de grasa o lubricantes; este elemento a temperaturas atmosféricas no es corrosivo y puede ser satisfactoriamente manejado en equipos de

acero al carbón, cuando se encuentra a temperaturas mayores de 300°F, produce corrosión severa en el acero al carbón, siendo recomendable el uso del acero tipo 304 para minimizar este ataque.

5.3.3 Corrosión Atmosférica. -

El acero al carbón es el material de construcción más común en equipos de refinería; este material cuando es expuesto a la atmósfera, se corroerá debido a la presencia de agua y oxígeno. La corrosión atmosférica es principalmente galvánica, el metal base actúa como ánodo (proveedor de electrones) y el óxido actúa como cátodo (receptor de electrones). Por lo tanto el único factor necesario es el agua, el cual provee el electrolito. Si en el agua están presentes impurezas, se producirá una mejor electrólisis y el régimen de corrosión aumenta. Por lo tanto, para prevenir este ataque, es necesario solamente eliminar el agua de la superficie del metal por medio de una capa protectora de pintura.

El régimen de corrosión atmosférica del acero no pintado en atmósferas de refinería es de aproximadamente de 0.05 pulgadas/año. En el caso de superficies protegidas si existe cualquier

ruptura o rajadura en la capa protectora, el regimen de corrosión será grandemente acelerado debido a la formación de una celda galvánica.

Dentro de las refinerías, hay generalmente ciertas áreas las cuales están sujetas a corrosión acelerada, debido a que están presentes en la atmosfera, desperdicios químicos, vapor, gases de combustión y gases corrosivos, los que actúan como aceleradores de corrosión, porque pasan a formar el rocío, la lluvia o neblina de la zona.

5.4 Erosión :

Es una forma común de deterioración de equipo de refinería, originando un desgaste físico de recipientes, tuberías y otros equipos causados por flujos de líquidos o gases en movimiento y es particularmente severo si hay sólidos presentes en el flujo. La erosión se encuentra generalmente en lugares donde un flujo de gas está restringido o su dirección cambia, donde un flujo de gas contiene una pequeña cantidad de líquido o donde existe excesiva turbulencia. Casos típicos son forros de bomba, asientos de válvulas, condensadores, tubos hornos, tuberías, etc. En donde se presenta un corrosivo suave, una ligera tendencia erosiva, puede causar severa pérdida de metal debido a que la película

del óxido metálico protector se erosiona, exponiendo el metal fresco al elemento corrosivo. Generalmente, la erosión no causa rápida deterioración en equipos a menos que haya sólidos presentes en el flujo en movimiento.

5.4.1 Sólidos en flujos en movimiento. -

La erosión es frecuentemente un problema en equipos que utilizan flujos con sólidos. Si un flujo de gas a suficiente velocidad atraviesa una masa de sólidos finamente divididos, tal como un polvo, la masa de partículas se comportará mucho mejor que si fuera un líquido verdadero. Esto es el principio de sólidos fluidizados. Un ejemplo común de su aplicación se ve en las unidades de cracking catalítico fluido en el cual el catalizador finamente dividido se trata como un líquido. Varias lánas son empleadas para proteger el equipo de la erosión. Un tipo de estas lánas, consiste en planchas de acero al carbón colocadas directamente sobre la superficie interna del equipo. Este tipo de protección puede llegar a erosionarse severamente y es generalmente usado en zonas de ataque conocido y como solución temporal al problema.

Las cubiertas protectoras de concretos antico-

rrosivos reforzados son ampliamente más usados que las lanas de metal. Estos cementos anticorrosivos son considerados superiores por que con ellos, la lana es más uniforme, que con los metales y como resultado se obtiene una vida más larga.

Estas capas protectoras de cemento, son generalmente anclados a la pared del recipiente mediante mallas de aleación de 3/4" de espesor, que tienen forma hexagonal y van soldadas a la superficie a proteger. Se han encontrado que los siguientes factores, por lo general controlan el regimen de erosión.

- El regimen de erosión aumenta con el de la velocidad del lecho fluidizado
- Se ha probado que los ángulos de incidencia de 20° a 30° son los más destructivos.
- Cuando las concentraciones sólidas en un flujo de catalizador aumenta, el regimen de erosión se acelera.
- La resistencia a la erosión del acero decrece a medida que la temperatura de operación aumenta.

La erosión es generalmente localizada, pero a veces es general y esto hace difícil detectarlo

visualmente a menos que presente zonas extensas con una apariencia brillante y con irregularidades. En las unidades de cracking catalítico fluído generalmente este ataque se presenta con un alto regimen en la cámara plena, ciclones del regenerador y reactor y ductos de transferencia del lecho fluidizado.

5. 5 Efectos de Altas temperaturas:

5. 5. 1 Esfuerzos de alta temperatura. -

Las propiedades físicas usadas frecuentemente en diseños de ingeniería son basdas en las propiedades elásticas de los metales y aleaciones. Tales diseños se basan generalmente en la fuerza a la tensión (tensile strength), fuerza de cendencia (yield point) o límite de elasticidad, que son determinados para temperaturas ambientales o de servicio, a temperaturas de servicio ordinarias, los esfuerzos son normales dentro del rango elástico del material; por lo tanto no resulta deformación permanente cuando el material es sometido a estos esfuerzos.

Cuando la temperatura ecede a ciertos rangos, las propiedades no dan más un cuadro de su comportamiento elástico, más bien las propie-

formación; en estos casos los datos de esfuerzo a la ruptura son más valiosos que los informes de un creep. La ruptura por esfuerzos relaciona el tiempo para fallar con relación a la temperatura de servicio. Estos datos son generalmente expresados en horas de servicio a diferentes temperaturas del metal y son generalmente usados para la selección del material de tubos de hornos. En esta aplicación el modo de presentarse fallas es de particular interés, debido a que hay muy poca deformación, casi insignificante, antes de presentarse la falla. Una inspección visual normal no revela anticipadamente este tipo de fallas. Afortunadamente los tubos de los hornos antes de llegar a presentar este tipo de fallas, presentan generalmente fallas por sobrecalentamiento localizado, lo que si es factible detectar con inspecciones visuales.

5.5.2 Cambios en la estructura metalúrgica. -

Todos los metales y aleaciones presentan cambios cuando son calentados a cierta temperatura. Estos cambios pueden ser clasificados en dos clases: cambios estructurales y cambios químicos. Metales y aleaciones son compuestos de uno ó más tipos de cristales muy pequeños,

llamados a menudo granos. Cambios estructurales se refieren a cualquier cambio que ocurra en los cristales, siendo los casos más importantes los siguientes:

- Crecimiento de granos. -

En general cuanto más pequeño sea el tamaño de un grano en el metal o aleación, más alta será la resistencia a la tensión, más baja la fuerza de la ruptura y los ceeps. Por esta razón los metales son producidos y seleccionados con un tamaño definido de grano para las condiciones de operación, bajo el cual cada metal va a ser usado y ningún cambio en el tamaño de grano se va a experimentar, salvo condiciones anormales.

Cuando los aceros ferríticos son calentados a ciertas temperaturas (aproximadamente 1350°F) el crecimiento de los granos seproduce y lleva un disminución general de la resistencia a la tensión y el factor general de seguridad se reduce; la cantidad de la deterioración depende del máximo de la temperatura alcanzada y la duración.

Los aceros austeníticos experimentan el crecimiento de los granos cuando la temperatu-

ra es aproximadamente de 1,600°F

- Fundición incipiente. -

Si los aceros ferríticos son calentados aproximadamente a 2,600°F, la fundición comenzará en los bordes de grano. El acero en estas condiciones es llamado quemado o tostado y es muy posible que se quiebre integranularmente bajo su propio peso. La falla no se presenta a altas temperaturas, pero el acero se volvería débil y quebradizo a medida que disminuye la temperatura.

Una condición similar ocurriría con los aceros austeníticos cuando son calentados a temperaturas de 2,500°F.

- Grafitización. -

Ciertos aceros ferríticos cuando operan por largos períodos de tiempo en el rango de 825°F a 1,400°F, pueden sufrir un cambio, que es el desorden de la estructura molecular, para agruparse el metal en forma de cristales y carbón en forma de nódulos de grafito.

Algunos aceros son mucho más susceptibles que otros a la grafitización y este tipo de deterioro parece limitarse, para propósitos prácticos al

acero al carbón.

Hay dos tipos generales de grafitización ; el primero es la que en los nódulos de grafito están distribuidos uniformemente a través del acero, lo que ocasiona una disminución de la resistencia a la tensión; el segundo tipo de grafitización es aquel que presenta fuertes concentraciones de formaciones de nódulos de grafitos en zonas localizadas, en este caso, es posible que fallas mecánicas ocurran en estas áreas de concentración.

Endurecimiento. -

Cuando los aceros ferríticos son calentados sobre 1,350°F una solución sólida austenítica empieza a formarse. En enfriamientos lentos la austenita se transforma en ferrita y cementita y si es enfriado rápidamente dentro de un régimen crítico, varía la composición del acero y se forma más martensita que ferrita y cementita. La martensita es extremadamente dura y quebradiza, la formación de la cual es evitada mediante tratamientos térmicos.

La martensita es producida en varias formas en equipos de refinería hechos de acero y que son endurecibles en cualquier grado. Cualquier

tipo de calor seguido de un rápido enfriamiento puede producir martensita y en algunos casos como los aceros al cromo-níquel, que en un enfriamiento por aire se endurecen, siendo necesario un control especial de enfriamiento, para prevenir los endurecimientos.

Sensibilización. -

Es un fenómeno que se presenta en aceros inoxidables austeníticos y se cree que es la migración de carbonatos de cromo hacia los bordes de los granos, este fenómeno ocurre cuando los inoxidables son calentados a temperaturas de 1,650° F.

Cuando un acero inoxidable se encuentra sensibilizado y es expuesto a un corroyente, se presenta la corrosión intergranular; este fenómeno de corrosión no está claramente definido, siendo la teoría más aceptada la de la migración de cromo del cristal, con el consiguiente empobrecimiento de la aleación.

5.5.3 Cambios químicos en los metales. -

Se refieren a los cambios que experimentan los metales y aleaciones en su composición química, no siempre son asociadas estos cambios químicos con los cambios estructurales debido a que estos cambios generalmente producen nuevas es

estructuras, con el consiguiente cambio de propiedades.

A altas temperaturas, los elementos químicos y compuestos que tienen poco o casi ningún efecto en metales y aleaciones a temperaturas atmosféricas, se vuelven extremadamente destructoras, produciendo severas rupturas, desintegración, quiebra o debilidad.

Carburización. -

La difusión del carbono elemental en el acero sólido en contacto de materiales carboníferos (tales como aceites en procesos de refinería) a alta temperatura, es el fenómeno llamado carburización. Al mismo tiempo que se produce aumento del contenido de carbón, resulta en un aumento en la tendencia a endurecerse. Por consiguiente, si un acero carburizado es enfriado de una temperatura suficientemente alta, en un régimen normal de enfriamiento a temperatura ambiente, es posible que ocurra un endurecimiento y esto resulte en una estructura quebradiza.

La carburización es a menudo encontrada cuando el coque está presente, siendo los más atacados por la carburización los aceros, sin embargo esta susceptibilidad disminuye con el aumento del

cromo en el acero. Siendo los aceros inoxidables austeníticos más resistentes, aún que los aceros al cromo.

Decarburización.

Puede ser definida como la pérdida de carbón de la superficie de una aleación ferrosa como resultado del calentamiento en un medio que reacciona con el carbón. Este fenómeno en refineries es el resultado de la oxidación a altas temperaturas. Cuando el carbón es removido de la superficie del acero, la superficie existente es casi convertida a puro hierro, lo cual resulta en considerable pérdida de fuerza de tensión y dureza.

Ataque del hidrógeno a alta temperatura. -

Algunas operaciones de refinaria involucran el uso o producción de hidrógeno a altas temperaturas y presiones.

El hidrógeno puede bajo condiciones apropiadas, tener un efecto destructivo en los aceros. El hidrógeno atómico a altas temperaturas y presiones tiende a difundirse en el acero, reduce el acero a casi hierro puro y se combina con carbón produciendo metano dentro del hierro debilitado, se reúne el metano a considerable presión

cromo en el acero. Siendo los aceros inoxidables austeníticos más resistentes, aún que los aceros al cromo.

Decarburización. -

Puede ser definida como la pérdida de carbón de la superficie de una aleación ferrosa como resultado del calentamiento en un medio que reacciona con el carbón. Este fenómeno en refineras es el resultado de la oxidación a altas temperaturas. Cuando el carbón es removido de la superficie del acero, la superficie existente es casi convertida a puro fierro, lo cual resulta en considerable pérdida de fuerza de tensión y dureza.

Ataque del hidrógeno a alta temperatura. -

Algunas operaciones de refinera involucran el uso o producción de hidrógeno a altas temperaturas y presiones.

El hidrógeno puede bajo condiciones apropiadas, tener un efecto destructivo en los aceros. El hidrógeno atómico a altas temperaturas y presiones tiende a difundirse en el acero, reduce el acero a casi fierro puro y se combina con carbón produciendo metano dentro del fierro debil, se reúne el metano a considerable presión

en vacío creado por la transformación, resultando el acero quebradizo con fisuras intergranulares y finalmente rupturas.

5.6 Presiones excesivas. -

Las presiones excesivas pueden ser definidas como aquellas que exceden al máximo aceptable en equipos en operación. Cuando estos son bajos, los resultados pueden no ser serios, pero cuando estos son altos pueden producir pérdida de propiedades y/o la disminución de la vida de los equipos, sin embargo las unidades están provistas de elementos de seguridad para llevar o controlar las excesivas presiones. En el caso que los elementos de seguridad fallen se producirán explosiones, deformaciones y colapsos en el equipo; estos daños son originados generalmente por las siguientes causas.

Aumento excesivo de temperatura en operación normal. -

El excesivo aumento del calor puede provenir de fuera, tal como incendios, en el área adyacente o también puede ser resultado de condiciones operacionales anormales otra causa es la falla del control del suministro de calor.

Bloqueos externos inadecuados. -

Generalmente los equipos tienen el suministro de presión, proveniente de una bomba o compresor, y a su vez tienen sus conexiones de descarga, pero en el caso de

una inadecuada operación de los controles de descarga; originarían una sobrepresión en los equipos. Cabe resaltar que casi todos los equipos están protegidos mediante sistema de alivio para estos casos.

Expansión térmica de líquidos atrapados. -

Existe la posibilidad de que las unidades de proceso después de un paro, contengan líquidos atrapados en zonas que trabajen a temperatura, los que al entrar en operación aumentarían considerablemente su volumen originando una sobrepresión. El riesgo de este tipo de sobrepresiones generalmente lo origina la presencia de agua en los equipos de refinación de petróleo.

Tuberías largas expuestas al calentamiento del sol pueden también ser objeto de presiones excesivas por expansión térmica.

Defectuosos sistemas de alivio en tanques y equipos. -

Los tanques cónicos, son abiertos a la atmósfera mediante sistemas de venteo, los que al estar bloqueados por causas ajenas o por estar en malas condiciones no cumplen su cometido, generalmente originan en el caso de llenado de una sobrepresión debido a la falta de desalojo del aire, lo que ocasiona deformaciones (abultamientos)

que pueden llegar a ser críticos en el caso de ser muy alta la sobre presión; en el caso de fallar el sistema de venteo, cuando se está retirando producto del tanque, originará excesiva presión de vacío, ocasionando deformaciones como son los colapsos.

En el caso de falla de los elementos de seguridad de los equipos de procesos, originarán deformaciones y/o explosiones, con el consiguiente riesgo de siniestro, dependiendo de las temperaturas o grado de inflamabilidad de los productos.

5.7 Sobre cargas. -

Se define como sobre carga el exceso al que se somete al equipo sobre el valor considerado en su diseño. Estructuras y equipos son normalmente diseñados con un factor de seguridad para la carga a soportar, así como su tiempo de vida. De manera que cualquier operación para la que no esté preparado redundará en fallas. También debe deberse a que sus partes se encuentran ya corroídas o debilitadas por cambios metalúrgicos.

Las indicaciones de sobre peso se detectan en inspecciones oculares, encontrándose distorsión, cambios de forma, cambios de posición u otros signos visibles.

5.8 Movimientos Sísmicos. -

Los movimientos sísmicos pueden causar severas vibraciones en equipos, también originan líneas rotas, conexiones desacopladas, partes torcidas, colapsos en estructuras. Por lo que es necesario realizar una minuciosa inspección ocular de todas las instalaciones después de un movimiento sísmico.

PARTE II

INSPECCION DE LA UNIDAD

DE

CRACKING CATALITICO FLUIDO

DE

REFINERIA LA PAMPILLA

C A P I T U L O I

1.0 PROCESO DE CRAQUEO CATALITICO FLUIDO:

El proceso de craqueo necesita de altas temperaturas para convertir hidrocarburos pesados en productos más ligeros, de mayor valor. Esto se obtiene térmica o catalíticamente. El proceso catalítico ha desplazado casi totalmente el proceso térmico. Por la ventaja de que la reacción de craqueo se efectúa a temperaturas y presiones menores produciendo al mismo tiempo, gasolina de mayor octano, gases más estables y menos productos residuales pesados.

El proceso craqueo catalítico fluido, emplea un catalizador en forma de esferas muy pequeñas que se comporta como un fluido cuando se mueve con vapores de hidrocarburos. El catalizador se circula continuamente de la zona de reacción a la de regeneración. Además de promover la acción catalítica, el catalizador es el vehículo de transmisión de calor de una zona a la otras, esas dos zonas son dos recipientes separados, llamados : reactor y regenerador.

La Planta UOP de Craqueo Catalítico Fluido consta de dos secciones : catalítica y fraccionamiento, las cuales operan juntas, de una manera integrada. La sección catalítica consiste del reactor y el regenerador, los que junto con el tubo elevador y

las bajantes forman el circuito de circulación de catalizador. El catalizador circula ascendiendo por el tubo elevador al reactor, baja por el agotador al regenerador y por medio de las bajantes del regenerador regresa al tubo elevador.

Las corrientes de reciclos y carga fresca, llamadas carga combinada, entra a la planta por la base del tubo elevador donde se vaporizan y calienta a la temperatura del reactor, por el catalizador caliente. La mezcla de vapores de aceite y catalizador sube por el tubo elevador y entra al reactor. El craqueo del gasóleo comienza inmediatamente al entrar en contacto con el catalizador caliente en tubo elevador y continúa hasta que los vapores se separan del catalizador en el reactor. Los productos del craqueo, en fase vapor, continúan por la línea de vapores del reactor y van a la fraccionadora.

El carbón se deposita en el catalizador circulante en la zona de reacción. El catalizador ahora gastado fluye del reactor al regenerador donde se quema el carbón. El calor de combustión eleva la temperatura del catalizador a 1,000 - 1,300°F siendo la mayor parte de este calor transferido a la carga en el tubo elevador. En la sección de fraccionamiento los vapores del reactor se destilan; los gásoleos de recicló regresan al tubo elevador para un nuevo craqueo y los productos, aceite, clarificado, aceite cíclico ligero, aceite cíclico pesado, gasolina estabilizada y gas húmedo, salen de la planta. La gasolina estabilizada y el gas húmedo se bombean y comprimen respectivamente a la planta de concentración de gas para nueva separación.

1.1 Equipo de Proceso - Sección Catalítica. -

1.1.1 Sistema de Alimentación de carga fresca. -

La carga fresca se alimenta desde el tanque T-3 de almacenaje o del acumulador 13-D3, por medio de las bombas de carga 13-P4AB. El flujo normal es de la descarga de las bombas a los intercambiadores de calor vs. aceite cíclico pesado 13-E2 y carga vs. fondos de la fraccionadora 13-E3 uniéndose luego con los reciclos de fondos y de aceite cíclico pesado, constituyendo la carga combinada que entra al tubo elevador.

1.1.2 Tubo elevador al reactor (riser)

El tubo elevador al reactor es un tubo vertical por medio del cual la mezcla de vapores y catalizador se eleva y alimentan al reactor. La carga combinada entra al tubo elevador por medio de una boquilla de inyección extendida dentro de la "Y" en la base del tubo elevador. La carga combinada entra a aproximadamente 410°F y la mezcla resultante de vapores y catalizador eleva su temperatura a la del reactor, de 885 - 905°F mediante el calor suministrado por el catalizador caliente del regenerador.

1.1.3 Reactor. -

El catalizador viniendo del tubo de elevación entra al reactor a un cono en la parte superior del cual está la parrilla del reactor. El cono y la parrilla reducen la velocidad de los vapores y del catalizador que proceden del tubo elevador, de tal manera que puede mantenerse si se quiere una cama densa de catalizador sobre la parrilla del reactor.

Debido a la alta velocidad del material saliendo del reactor, para prevenir la erosión de la parrilla, se ha suspendido una mampara bajo la parrilla directamente opuesta al tubo de elevación.

Los vapores de hidrocarburos se separan del catalizador en la fase densa del reactor y salen de él por medio de un separador de ciclón de simple etapa, suspendido del cabezal superior del reactor. Este ciclón separa al catalizador arrastrado y lo regresa a la fase densa del reactor.

Las principales funciones del reactor son:

- a) Proporcionar una zona para el craqueo final de los vapores de hidrocarburos. Puede cambiarse cuando se quiera la profundidad de la cama densa de la parrilla del

reactor para variar el tiempo de contacto (espacio- velocidad) teniéndose así control adicional sobre la severidad de la desintegración.

- b) Proporcionar espacio para la separación del catalizador y los vapores de hidrocarburos
- c) Proporcionar espacio para el ciclón en el que se recupera mayor parte del catalizador arrastrado regresándolo a la cama del catalizador.

1.1.5 Agotador de Catalizador. -

El agotador de catalizador es un recipiente que rodea el tubo bajante del reactor. El catalizador bajando del reactor entra al agotador donde fluye a contracorriente por 3 mamparas, con el vapor de agotamiento que va subiendo en contracorriente. El vapor de agotamiento desplaza los vapores de hidrocarburos que rodean al catalizador y regresa los vapores al reactor. Un distribuidor perforado de vapor colocado en la base del agotador asegura una distribución uniforme del vapor.

1.1.6 Bajante del reactor. -

El catalizador sale del agotador a través de una bajante del reactor, al fondo de la cual la válvula

deslizante de catalizador gastado. La columna de catalizador en la bajante del reactor, produce presión suficiente para vencer la diferencia de presiones entre el reactor y el regenerador, y causar flujo a través de la válvula deslizante, la cual es reajustada por el controlador de nivel del reactor 13-LR C60. La bajante del reactor tiene una junta de expansión para absorber la expansión relativa del reactor y regenerador. Para asegurar libre movimiento y prevenir la acumulación de catalizador las juntas de expansión son aereadas.

1.1.7 Regenerador. -

El regenerador es un recipiente con un revestimiento de 4" de concreto refractario aislante, unido a un soporte reforzado. Este revestimiento es necesario para proteger la pared de metal del recipiente de la alta temperatura a la que opera el regenerador, y deberá mantenerse la cubierta metálica exterior del regenerador a menos de 415° F invariablemente. El carbón depositado sobre el catalizador en el reactor, es quemado por aire distribuido uniformemente a través del regenerador por la parrilla del fondo del mismo.

Los gases de combustión suben de la cama densa de catalizador del regenerador, pasan a través de los separadores del ciclón de dos etapas

y salen por la parte superior del recipiente. Como en el reactor, estos ciclones regresan al catalizador arrastrado a la cama densa del catalizador.

Los gases de combustión que salen por la parte superior del regenerador pasan a través de una válvula deslizante de gas combustible de doble disco, la cual mantiene la presión en el regenerador.

En operación normal, el catalizador a unos 900°F conteniendo alrededor de 1% de carbón, entra a la cama fluida, la cual se mantiene alrededor de 1150-1250°F por la combustión del carbón. Algunas veces, tales como al arrancar la unidad, no es suficiente el carbón para mantener la temperatura de la cama del regenerador, en tal caso, puede inyectarse aceite de antorcha a través de la boquilla colocada a 3 pies arriba de la parrilla. También es posible que por temperaturas excesivamente altas sea preciso inyectar agua de enfriamiento. Para estos casos están provistas de rociadores de agua que inyectará debajo de la entrada de los ciclones.

1.1.8 Bajante del Regnerador. -

El catalizador caliente sale del regenerador a través de un tubo de aleación al fondo del cual está la válvula deslizante del catalizador rege-

nerado, que está embriada en la "Y" de la base del tubo elevador. La válvula deslizante de catalizador regenerador es regulada por el controlador de temperatura del reactor 13-TRC3B. Debe tenerse una junta de expansión en la bajante del catalizador regenerador para absorber el cambio de longitud del tubo elevador, el cual ocurre al arrancar la unidad. Una muestra de catalizador regenerado se tomará arriba de la válvula deslizante y este punto puede también ser usado para quitar un tapón de catalizador de la bajante, que pudiera ocurrir durante el arranque.

1.1.9 Calentador de aire. -

Se usa un calentador de aire de fuego directo para calentar la Unidad durante el arranque. Está situado en la línea de descarga del soplador delante de la parrilla del regenerador. Normalmente el calentador se prende solamente durante el arranque, sin embargo, en algunas ocasiones, con muy baja carga puede usarse cuando la unidad está en operación. Es importante que la temperatura de salida del calentador de aire se eleve y baje a una velocidad máxima de 200°F por hora, para reducir el esfuerzo que se podría producir en la

parrilla del regenerador por los rápidos cambios de temperatura.

1.1.10 Sistema de aceite de antorcha. -

El aceite de antorcha se usa para calentar el catalizador en el regenerador en el arranque y ocasionalmente para controlar el sobrequemado durante algún descontrol. La carga fresca o el aceite cíclico pesado se inyecta a control de flujo a través de la boquilla situada a 3 pies arriba de la parrilla. El aceite se atomiza con vapor.

Se puede efectuar mantenimiento en la boquilla cuando la unidad esté en operación, ya que están insertadas a través de una bayoneta con válvula de bloqueo.

1.1.11 Sistema de Agua de enfriamiento. -

Para proteger los ciclones de daños debido a altas temperaturas durante un descontrol, deberá rociarse agua dentro de la entrada de cada ciclón. Para este propósito se usa condensado de calderas. El agua se atomiza dentro del regenerador con vapor y cuando están en servicio los rociadores, la presión del vapor de atomización deberá ser de alrededor de 140 lbs/in².

Las boquillas de agua pueden ser retiradas para darles mantenimiento de la misma manera que las de aceite de antorcha y se les aplica el mismo procedimiento.

1.1.12 Ciclones separadores.-

El aire o gas que sale de la cama densa del catalizador, lleva consigo una gran cantidad de catalizador arrastrado. Las partículas más pesadas tienden a regresarse a la cama, debido a la fuerza de gravedad pero las más pequeñas son llevadas hacia arriba y deberán ser recuperadas con equipo especial.

En esta unidad se ha provisto de un ciclón de simple paso en el reactor y dos juegos de ciclones de dos etapas en el regenerador. Los ciclones consisten en una cámara en espiral con una entrada tangencial. Los gases que entran a la cámara en espiral son forzados a un camino circular, por lo que la fuerza centrífuga provoca que las partículas de catalizador sean tiradas hacia la pared de la cámara en espiral, los gases al centro de la cámara estando relativamente libres de catalizador y salen por la parte superior.

Las partículas de catalizador caen hacia abajo a través del cono del ciclón a la tolva separadora y se regresan a la cama del catalizador a través de los tubos bajantes (dip pipes).

El catalizador de la tolva separadora, es regresado a la cama del catalizador a través de un tubo ba

jante (dip pipe) pero puesto que hay alrededor de 0.5 psi de caída de presión a través del ciclón, deberá mantenerse suficiente calor en la pierna (dip leg) para vencer esta presión. Por lo tanto, siempre que las piernas no estén selladas, habrá una inversión del flujo y los ciclones cesarán de operar.

El tubo bajante del ciclón del reactor, el cual no está normalmente sumergido en catalizador, está provisto de una válvula check.

El aceite cíclico ligero sale en plato de extracción y la corriente de recirculación es dirigida al rehervidor del agotador y luego a través de un enfriador al absorbedor secundario como aceite pobre.

El aceite rico del absorbedor secundario regresa al fraccionador arriba del plato 8. LCO va al agotador de LCO después de su agotamiento intercambia calor con la alimentación de agua, se enfría y envía a tanques.

Los vapores de gas y gasolina salen del domo de la fraccionadora, los vapores de gasolina se condensan y reogen en el acumulador. El reflujo del domo regresa encima del plato de la fraccionadora. El gas del acumulador se envía a la Unidad de Recuperación, así como la gasolina inestabilizada.

C A P I T U L O I I

2.0 GUIAS DE INSPECCION - SECCION CATALITICA

2.1 Generalidades. -

La Sección Catalítica de esta unidad está formada por el Regenerador y el Reactor considerando que estos equipos están acompañados de otros, como son los ductos de transferencia, juntas de expansión, ciclones, todos ellos en características y condiciones de diseño y operación diferentes. Es por este motivo que al prepararse las guías de inspección se considerará cada equipo como item independiente.

2.2 Guías de Inspección del regenerador. -

2.2.1 Regenerador propiamente dicho (Dibujo N° 1)

- a) Trabajos de inspección en operación normal:

Inspección ocular diaria de estructuras y conexiones, con el fin de detectar fugas, deformaciones y vibraciones.

Control exterior de temperaturas de las planchas que forman el casco con el fin detectar posibles desprendimientos de la lana interior de cemento antierosivo y poder programar su reparación en las paradas de planta(no debiendo exceder esta temperatura de 450° F) este control se llevará cada 3 meses.

Inspección ocular con reporte semestral, en este ítem se considera el estado de las conexiones, aislamientos, presencia de fugas, deformaciones, estado de escaleras, plataformas y pinturas

b) Trabajos de inspección en Paradas de Planta:

Verificar limpieza de depósitos e incrustaciones como coque

Detectar daños en las partes metálicas del regenerador. Tomar muestras para que se analicen en el laboratorio.

Probar con martillo de jebe todo el revestimiento interior antierosivo y marcar zonas dañadas. De igual forma marcar zonas de pérdida de revestimiento

y anclajes por erosión para su reparación.

Calibrar con ultrasonido la parrilla de tubos (pipe grid) de acuerdo al dibujo N° 2 y llevar su registro de parada a parada con el fin de detectar el régimen de desgaste y hacer el pronóstico de vida (los puntos de calibración serán prefijados en el dibujo y todas las tomas de espesor serán repetitivos en los mismos lugares).

Abrir el hueco de inspección "MA" para inspeccionar ocularmente por el interior los tubos que forman la parrilla (pipe grid).

Revisar en el interior del regenerador, la zona adyacente a entradas de agua y aceite de antorcha, donde según los fabricantes es posible encontrar daños por corrosión, en el caso que se presenten éstos daños deberán ser reparados con relleno de soldadura de acero al carbón, y posteriormente se colocará cemento antierosivo.

En el caso que los huecos de la parrilla de tubos (pipe grid) se hubiese deformado por erosión y/o corrosión, se repararan a su diámetro original con soldadura de 25 Cr - 20 Ni.

Inspección y calibración zonal con ultrasonido de la bajante del regenerador (N-33) teniendo especial cuidado en la parte de esta conexión que sobresale en el fondo del regenerador, debido a que frecuentemente presenta corrosión por temperatura y/o erosión, en el caso de existir estos daños se reparara con relleno de soldadura 25-20, dependiendo en la magnitud se podría colocar planchas de sacrificio de 18 Cr - 8 Ni.

Calibrar con ultrasonido y/o martillo todas las conexiones al recipiente.

2.2.2 Ciclones y Cámara Plena. -

a) En operación normal:

Con la planta en operación normal no se puede realizar ninguna inspección en estos equipos debido a que se encuentran dentro del regenerador. Pero si es recomendable llevar un control de las pér-

didadas de catalizador por el sistema, debido a que una pérdida de catalizador mayor a lo especificado es representativo de la presencia de fisuras en los ciclones o cámara plena.

b) En paradas de planta (Dibujo N° 3)

Se verificará la limpieza exterior e interior de los ciclones y cámara plena. Se tomarán muestras de depósitos metálicos para su análisis, (especialmente se forman en las faldas de la cámara plena)

Probar con martillo de jebe el revestimiento interior de cemento antierosivo detectando partes sueltas y/o erosionadas.

Inspección ocular minuciosa de todo el sistema, con el fin de detectar fisuras, rajaduras, desgastes de material, deformaciones y el estado de los tirantes de sujeción.

Medir espesores en las piernas de los ciclones, trompos colectores y cámara plena (los puntos de medición por ultrasonido deben ser prefijados en un dibj.)

Calcular el tiempo de vida, estableciendo régimen de desgaste.

Probar todo el sistema neumaticamente a 20 lbs. de presión, durante la prueba dar baños sucesivos de solución de agua de jabón, para detectar fugas o fisuras. En el caso de encontrarse estos daños se volverá a probar una vez terminadas las reparaciones.

Todos los materiales a usarse deberán ser de acuerdo a especificaciones de di seño.

2.2.3 Guía de Inspección del Ducto elevador (Riser). -

(Dibujo N° 4)

a) En operación normal:

Inspección ocular diaria para detectar posibles fugas, deformaciones, vibraciones

Control de verticalidad y ángulos cada 6 meses

b) En paradas de planta:

Inspección ocular de su interior mediante una escalera de soga. Verificándose la limpieza interior.

Pérdida de espesor por erosión se encontrará en la parte de la "Y" y en la zona superior donde presenta mayor radio de curvatura (Sector 01). Si la erosión fuese pequeña se rellenará con

caso que fuese severa, se colocarán planchas de sacrificio hasta lograr el espesor original.

Tomar espesor con ultrasonidos de todo el riser, bajo el método de muestrero de las partes rectas y bajo el sistema de desarrollo en las zonas curvas (cambios de dirección)

Se deberá verificar que todas las conexiones (N-40-41-42-43) se hayan limpiado, comprobándose que no se encuentran obstruidas con catalizador.

Constatar la limpieza de brida inferior al riser. Si se encontrase seriamente erosionada, se recomendará relleno con soldadura 25 Cr - 20 Ni.

2.1.4 Línea de Gases (Fig. N° 5)

a) En operación normal

Inspección ocular diaria, para detectar posibles fugas, deformaciones, estructuras, y soportes, aislamientos. Medición de verticalidad y ángulos para ser comparados con las medidas de montaje, cada 6 meses.

Inspección ocular con reporte escrito. En este ítem se considera el estado general de conexiones, bridas, soportes, estructuras, aislamientos. Cada 6 me-

ses.

b) En parada de planta:

Inspección ocular y de la limpieza a través de una escalera de soga desde el silenciador hasta la cámara de orificio. Igualmente inspección ocular por el interior, desde la salida de la cámara plena hasta la cámara de orificio.

En la cámara de orificio posiblemente habrá problemas de corrosión y/o erosión. La erosión depende esencialmente del % del contenido de catalizador en los gases. Se tomarán medidas en las placas perforadas con el Calibrador "C". Se medirán el diámetro de las perforaciones.

Tomar medidas de espesores por métodos no destructivos en toda la línea de gases. Los puntos deberán fijarse anticipadamente en un dibujo. Estas mediciones serán repetitivas en el mismo lugar.

En el caso de presentar pérdida de material por erosión se rellenará con soldadura de acero al carbón.

2.2.5 Guías de inspección de juntas de expansión. -

Esta guía de inspección se utilizará para las tres juntas de expansión que tiene la unidad de FCC : junta de expansión al bajante del regenerador, junta de expansión de bajante de reactor, y junta de expansión de línea de gases al regenerador.

a) Trabajos de inspección en operación normal:

Inspección ocular diaria con el fin de detectar deformaciones, fugas, cambios de posición, vibraciones

Tomar medidas de dimensiones en operación de los fuelles de las juntas de expansión. Verificando si estas medidas están comprendidas entre los rangos especificados por los fabricantes. Este registro se lleva en la forma N° 1 en forma mensual.

Tomar medidas de los ángulos que forman con la horizontal las bridas de cada fuelle, para verificar el alineamiento de la junta. Este registro se lleva en forma mensual.

b) Trabajos de inspección en Parada:

En las operaciones de arranque y parada de la unidad deberá inspeccionarse en

forma ocular el comportamiento de las juntas con los cambios de temperatura.

Con la unidad fuera de servicio se tomarán las dimensiones de los fuelles y ángulos de las bridas.

Se retirarán los refuerzos circunferenciales externos de los fuelles para poder inspeccionar el estado de los fuelles; en el caso que existiese posibles rajaduras, se probará con tintes penetrantes y se realiza una prueba neumática a 10 lbs. de presión.

2.3 Guías de inspección del Reactor .

2.3.1 Reactor propiamente dicho (Fig. N° 7)

a) Trabajos de inspección en operación

Inspección ocular diaria de estructuras y conexiones, con el fin de detectar fugas, deformaciones y vibraciones.

Inspección con reporte semestral, se considera en este ítem el estado de las conexiones, aislamientos, estado de la estructura, soportes y pintura.

Control de verticalidad de la torre cada 6 meses.

b) Trabajos de inspección en paradas de planta:

Verificar que sea abierto el hueco-hombre M-2, que da acceso a la parrilla perforada

Verificar la limpieza del reactor, tomar muestra de depósitos metálicos para su análisis.

Calibración tipo muestreo del casco del reactor con el equipo de ultrasonido en los puntos prefijados con este fin. En el caso de encontrar pérdida de espesor, se calibrará bajo el sistema de desarrollo con el fin de delimitar la zona adelgazada. La reparación se hará con relleno de soldadura de acero al carbón cuando el desgaste es pequeño, si fuese severo se colocarán planchas de sacrificio hasta lograr el espesor original ocular.

Inspección de la parrilla perforada, tomando medidas del diámetro de las perforaciones, en el caso de pérdida de forma, se rellenarán con soldadura hasta lograr su diámetro original. Igualmente se medirán los espesores de esta parrilla en sus partes no perforadas con ultrasonido.

En el caso de presentar pérdida de espesor, se harán rellenos con soldadura de acero al carbón o se cambiarán las planchas utilizando materiales de acuerdo al diseño.

Verificar el libre juego de la válvula de contrapeso ubicada en el extremo inferior del ciclón (Ver figura N° 7)

2.3.3 Agotador y Ducto de bajada del reactor al regenerador (Dibujos N° 9 y 10)

- a) Trabajos de inspección en operación normal:
 - Inspección ocular diaria para detectar posibles fugas, deformaciones y vibraciones
 - Control de verticalidad y ángulos cada 6 meses
- b) Trabajos de inspección en parada de planta:
 - Inspección ocular interior verificando la limpieza y detectando daños por erosión, corrosión por alta temperatura
 - Medir los espesores de los baffles del agotador con ultrasonido y medios mecánicos en el caso que se encuentre pérdida de espesor serán reemplazados por plancha de acero al carbón.

Medir los espesores con ultrasonido en el casco del agotador, llevando un registro de estas medidas, para establecer las zonas con pérdida de metal. En el caso que existe este daño, se rellenará con soldadura de acero al carbono

Para facilitar la inspección del ducto de bajada se retirará de su lugar el sector 02 del dibujo N° 10

Se calibrará con ultrasonido el sector 1 del dibujo N° 10, en puntos pre-fijados

En el caso de encontrarse pérdida de material en proporciones considerables, se colocarán planchas exteriores de refuerzo, de tal manera que cubra toda el área afectada.

El mayor daño por erosión generalmente se localiza a la altura de la conexión N° 44 del Sector 2, dibujo #10, debido a la proximidad al extremo, se reparará con relleno de soldadura de acero al carbono. Cabe resaltar que los trabajos de relleno de soldadura

do retirado los depósitos de coque, adheriendo especialmente en la parte paralela al reactor y codos

Calibración zonal con ultrasonido tipo muestreo, en el caso que se encuentren próximo al límite de retiro, se reparará con relleno de soldadura o en su defecto mediante planchas de acero al carbón.

Efectuar pruebas de dureza en las zonas que hayan tenido depósitos de coque, con el fin de prevenir endurecimiento por carbonización.

2.4 Calentador de Aire 13-H1 (Fig° N° 12)

a) Trabajos de inspección en operación normal:

Calibración zonal del espesor del casco del calentador prefijando los puntos para poder llevar registro de la velocidad de desgaste. Esta inspección se realiza cada 6 meses. Inspección ocular con reporte cada 6 meses indicando el estado de estructuras, conexiones, presencia de fugas, y cualquier tipo de daño que presente.

b) Trabajos de inspección en paradas de planta:

Inspección interior a través del regenerador (acceso N-1) mediante escalera de soga
Verificar que haya sido retirado todo depósi-

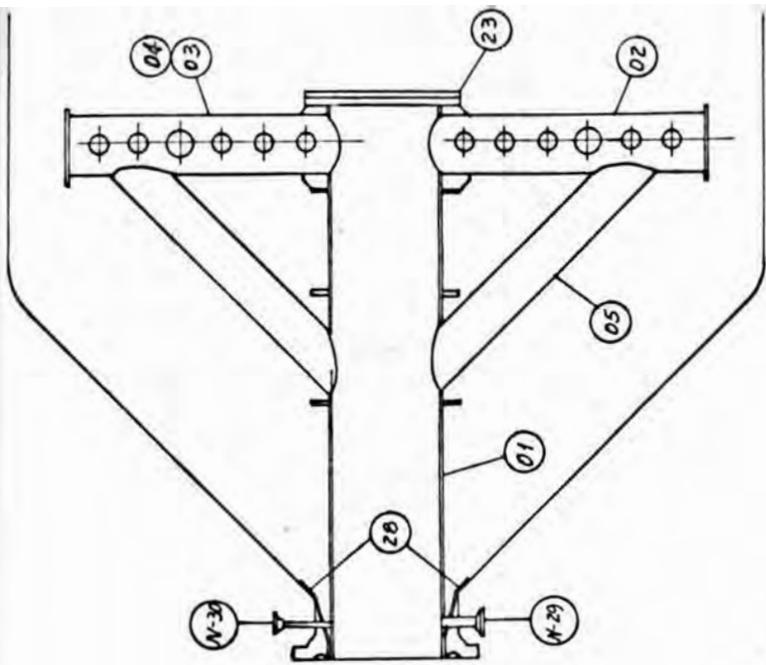
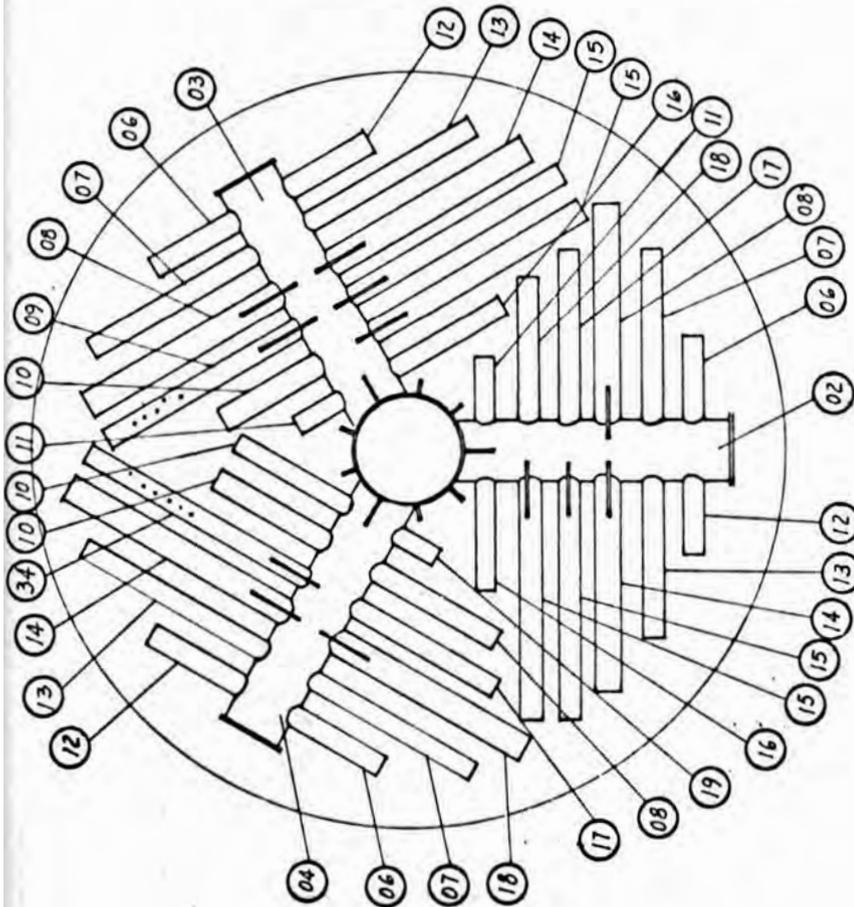
to de catalizador y coque

Probar el revestimiento de cemento refractario con martillo de jebe

Revisar el estado del quemador y la orientación de la boquilla

Probar nuemáticamente las mangueras flexibles de gas combustible

Se verificará el estado de los espejos de las bridas y se colocarán empaquetaduras nuevas

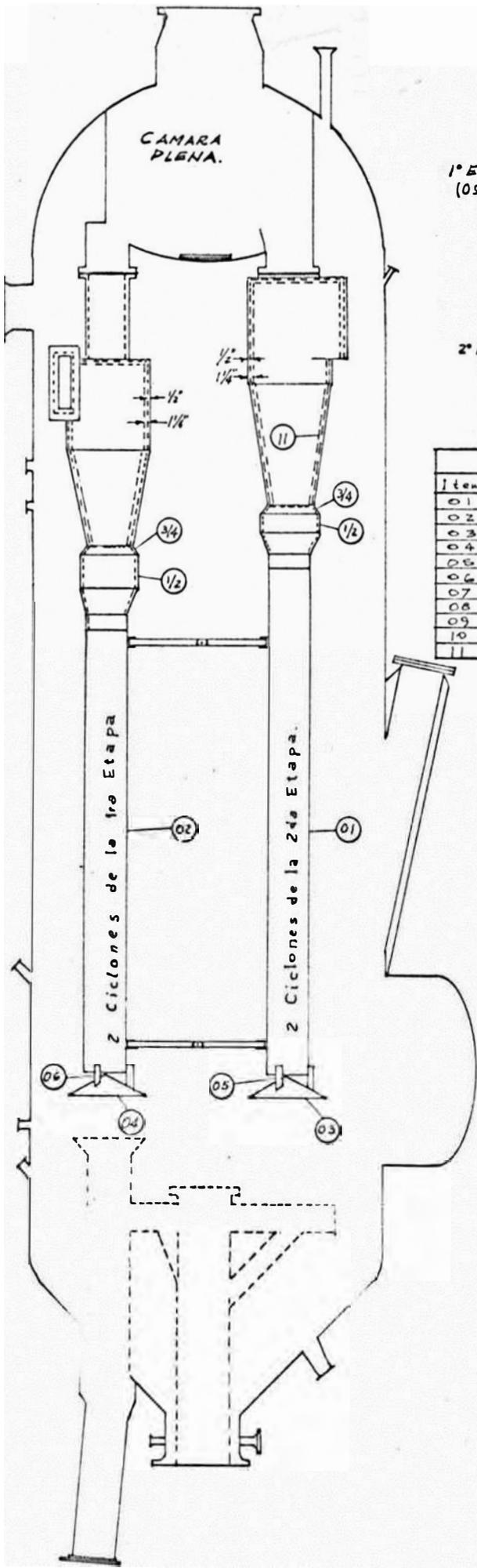


E S P E C I F I C A C I O N E S
(PARRILLA DE TUBOS)

I T E M	DIAM.	MATERIAL	ESPESSOR	L. RETIRO	OBSERVACION
01	610 mm OD.				
TUBO DISTRIBUIDOR	584 mm I.D.	A 357	13 mm.		
02, 03, 04	356 mm OD.	A 357	13 mm.		
TUBO DISTRIBUIDOR	330 mm I.D.				
05	280 OD.	A 357	13 mm.		
TUBO DISTRIBUIDOR	254 I.D.				
06, 07, 10, 11, 12, 13	4	A 357	6 mm.		
16, 17, 18, 19, 20	5/8 40				
08, 09, 14, 15, 34	5/8 40	A 357	6.5 mm.		
SOPORTE		SUS 38	12 mm.		
N-29					
CONEXION					
N-30					
CONEXION					
23		A 357	25 mm.		
BRIDA					
					Empernado con 18 pernos de 27x.

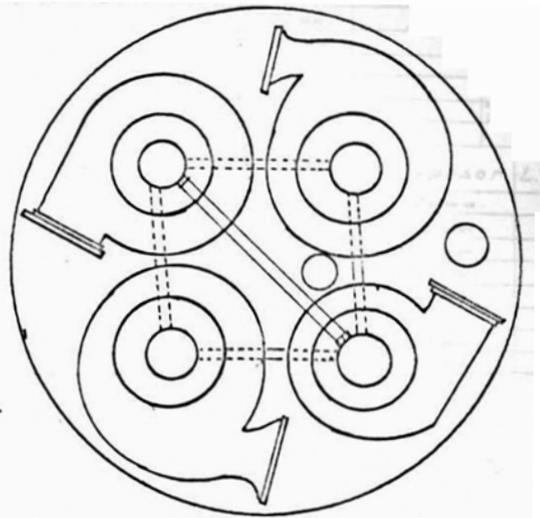
Regenerador de F.C.C.
Parrilla de Tubos
(Pipe Grid)

Dibujo n° 2



1ª Etapa
(09)

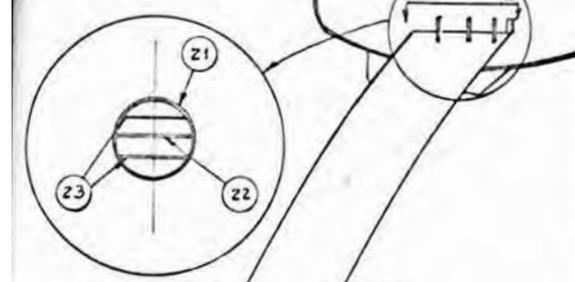
2ª Etapa
(10)



ESPECIFICACIONES

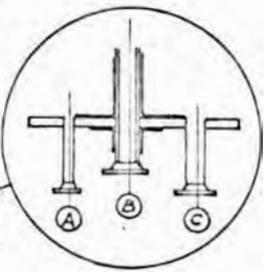
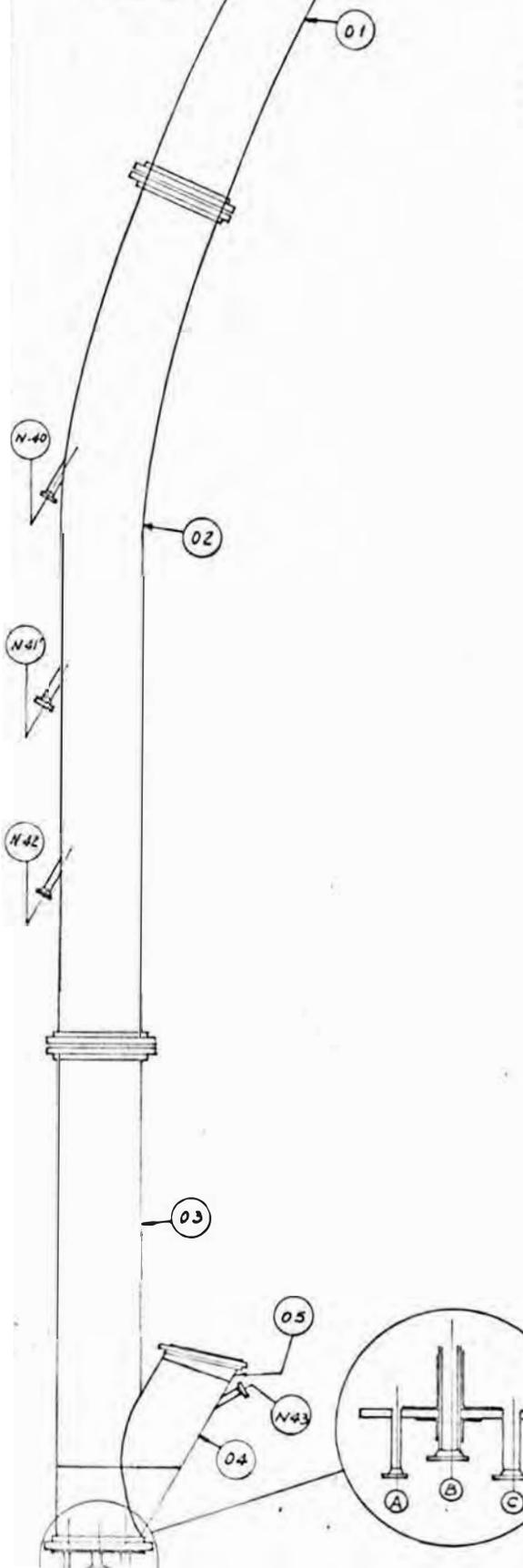
Item	Nombre	Nº	Ø	Material	Espesor	L Retira	Observac
01	Dip. Pipe	2	14	A387C	13 mm.		LONG 9033 mm.
02	Dip. Pipe	2	16	" " "	13 mm.		8074 mm.
03	Baño 2ª Etapa	2		" " "	16 mm.		711 mm.
04	" " "	2		" " "	16 mm.		762 mm.
05	Septic Baffles	6		" " "	19 mm.		146 mm.
06	" " "	6		" " "	19 mm.		165 mm.
07	Refuerzo	2	3 1/2	" 335 PS	9 mm.		Sch 80 L 1875
08	" "	8	3 1/2	" " "	9 mm.		" " L 928 mm.
09	Ciclones 1ª Etapa	2		Tipo AC-350 N° 45	Material ASTM Esp. A 240	Tipo 410	
10	" 2ª Etapa	2		" AC-450 N° 46	" " "	" A 240 " 410	
11	HEXTEEL		3/4"	Tipo 410S			

UNIDAD F.C.C.
 CICLONES DEL
 REGENERADOR.
 Dibujo N° 3



Simbolo	Servicio	φ	Materia	Espesor	L. Reten	Obsrv.
N-40		1 1/2"	STPT38SchXXS	102 mm.		
N-41		1 1/2"	"	102 mm.		
N-42		1 1/4"	"	102 mm.		
N-43		1"	STPA25SchXXS	91 mm.		
A		1 1/2"	STPT38Sch80	51 mm.		
B		4"	STPT38XXS	19 mm.		
C		4"	STPT38Sch40	6 mm.		

Sector	DISEÑO		OPERACION		Material	Esp
	Psig	OF	Psig	OF		
01					A-201-A	25
02					A-201-A	25
03					A-357	35
04					A-357	35
05					A-357	32
21					A-201-A	32
22					A-201-A	29
23					A-201-A	29

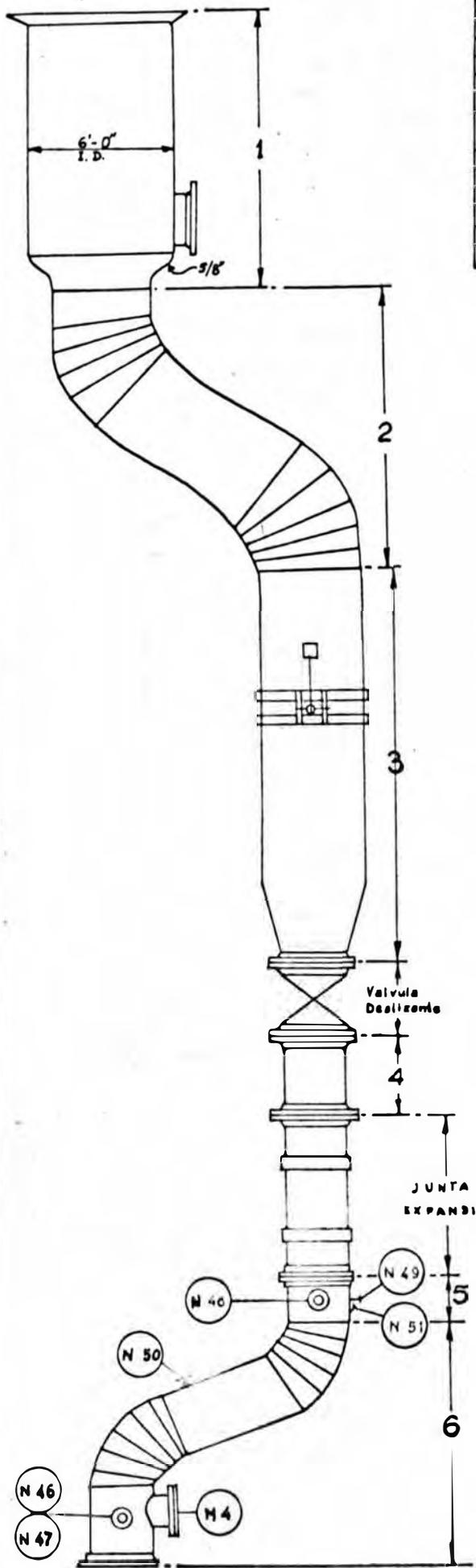


Reactor Riser
"Y" de Base.
(Tubo Elevador)

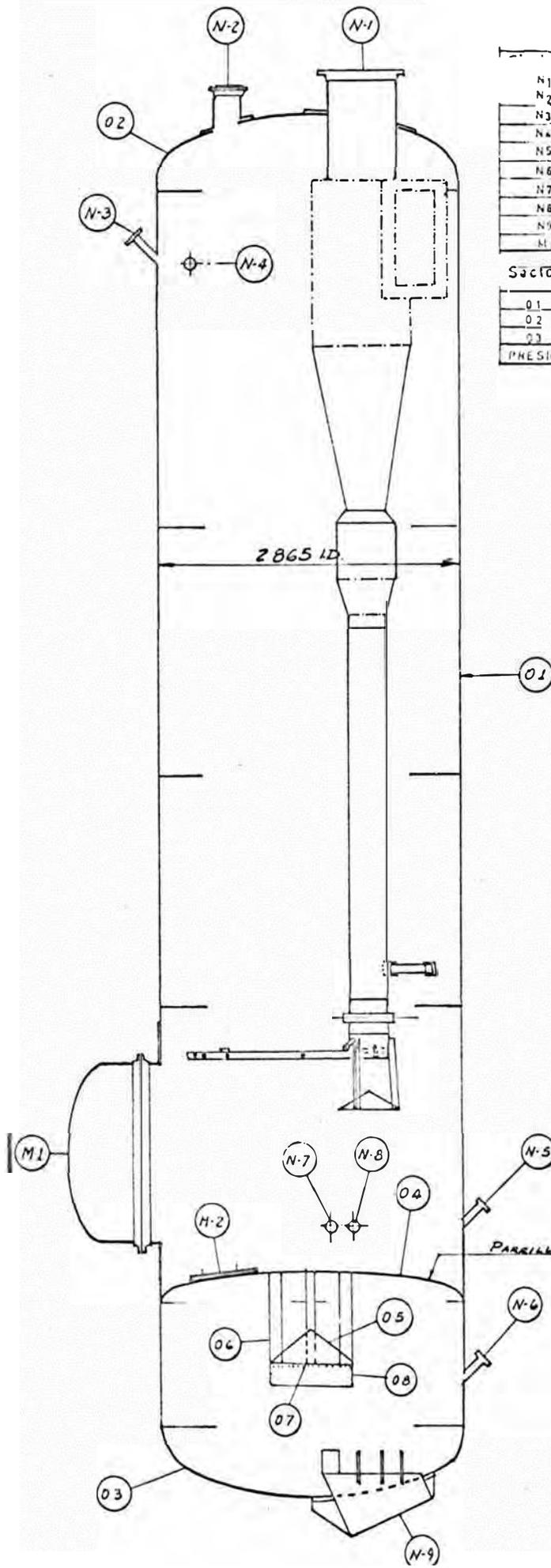
CONEXIONES

Simbolo	Servicio	Diam.	Materia	Espesor	L.Retiro	Observac.
N 4		20"	SUS 31	40 mm.		Brida ASA 300
N 46		1"	STPA 25	8.1 mm.		Junta Extra
N 47		1"	STPA 25	8.1 mm.		" "
N 48		8"	SUS 31	29 mm.		" "
N 49		1 1/2"	A 357	16 mm.		Brida ASA 300
N 50		1"	STPA 25	9.1 mm.		" " "
N 51		1"	STPA 25	8.1 mm.		Doble Extra

Sector	Diseño		Operación		Material	Espesor	L.Retiro
	PSIG	°F	PSIG	°F			
1 Silenciador	18	1228	14.7	1230	AS/MA 201 GrA F80	9 mm.	
2					A 357	19 mm.	
3					A 357	19 mm.	
4							
5					A 357	19 mm.	
6	18	1228	14.7	1230	A 357	19 mm.	



Linea de Gases del Regenerador
Dibujo N° 5



Nº	Diámetro	Material	Espesor	Observaciones
N1	10"	A-106-GrA	15.1mm.	SCM-80
N2	1"	A-106-GrA	9.1mm.	DOBLE EXTRA
N3	1"	A-106-GrA	9.1mm.	DOBLE EXTRA
N4	1"	A-106-GrA	9.1mm.	DOBLE EXTRA
N5	1"	A-106-GrA	9.1mm.	DOBLE EXTRA
N6	1"	A-106-GrA	9.1mm.	
N7	1/2"	A-105-Gr1	16mm.	
N8	30*1/4"	A-201-GrA	29mm.	
N9	60"	A-201-GrA	22mm.	Lancha

Sector	Presión	Temp	Material	Espesor	L.Retiro
01	39.4	950	A-201-GrA	17.5mm.	
02		950	A-201-GrA	18mm.	
03	35.9	950	A-201-GrA	17.5mm.	

PRESEION DE PRUEBA (NEUMÁTICA) 211 PSIG-DATOS CATALOGO B-10-1-Dwg 4755144

ESPECIFICACIONES Pipe Grid

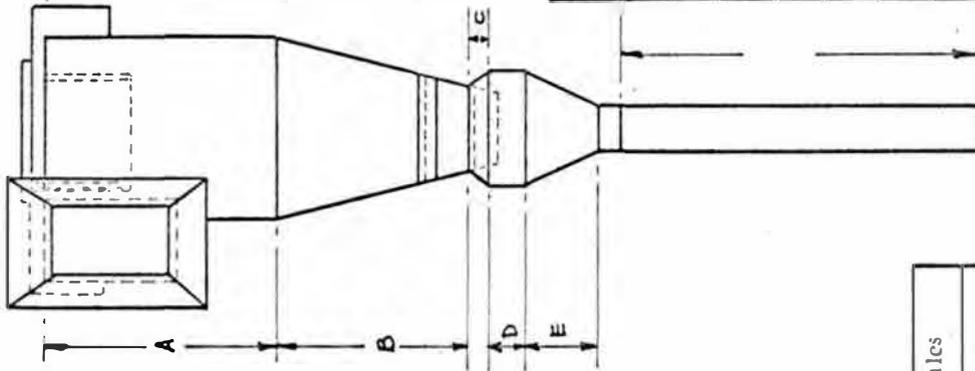
Simbolo	Es usor	Material	Observac.
04	25 mm.	A 201 A	HANDLE
05	6 mm.	SUS 27	Plato Deflector
06	102 mm.	A 201 A	Soporte
07	50 mm.	A 201 A	Plato Deflector
08	32 mm.	A 201 A	Baffle

ESPECIFICACIONES Cyclon del Reactor

MATERIAL A-201-Gr A
 HEXTEL 3/4"x1/4 GA Tipo 410 S

**UNIDAD F.C.C.
 REACTOR**

Zona con protección anticorrosiva



Resultado de Calibraciones

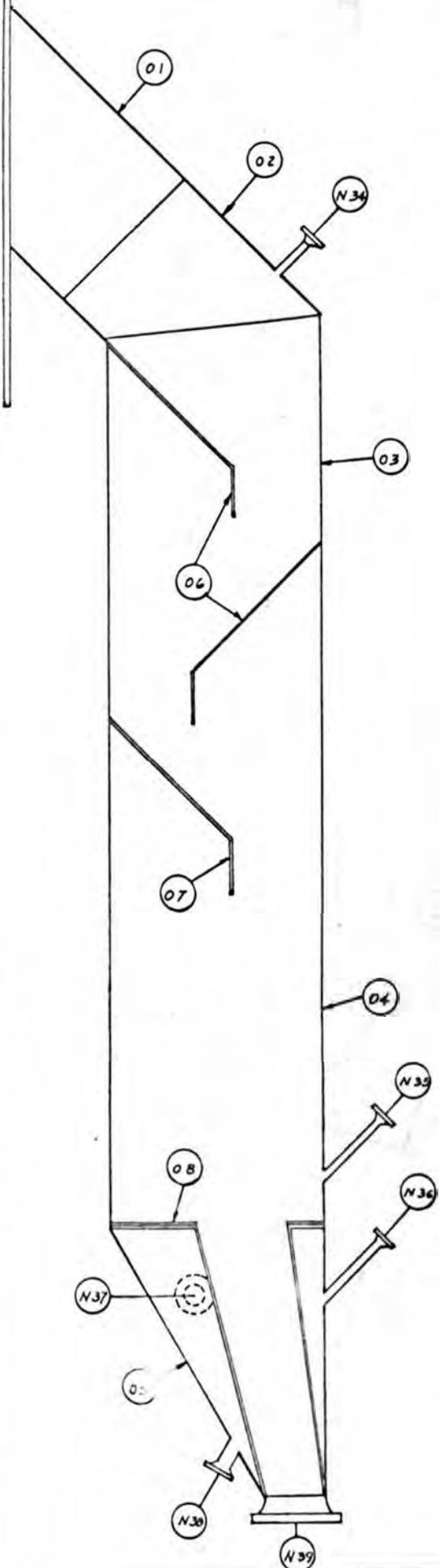
Altura del Fondo	Posición y Espesor				
	N	S	E	O	
166"					
118"					
84"					
78"					
63"					
49"					
24"					

Espesor Original : 13 mm = .51"

Espesores Originales	
SECTOR	ESPESOR
A	0.75
B	0.75
C	0.75
D	0.50
E	0.50

CICLON DEL REACTOR

Dibujo N° 8

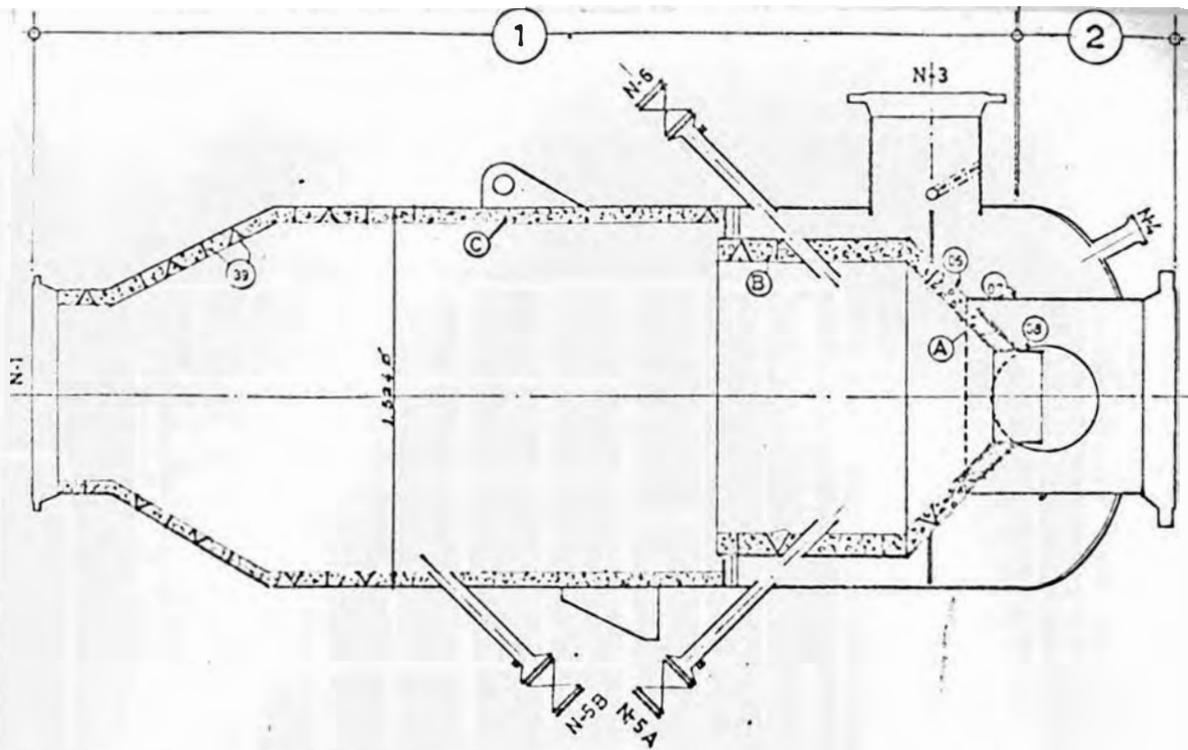


Simbolo	Servicio	φ	Material	Espesor	L. Retiro	Observac.
N-34		34mm OD	STPT38 SCHXS	9.1 mm.		BRIDA 1" AS 300 W.N.S.F.
N-35		" "	" " " "	" "		" "
N-36		" "	" " " "	" "		" "
N-37		206mm "	SS 41	27 "		BRIDA 4" W.N.S.F. ADA 300mm
N-38		146mm "	S 25 C	22 "		" "
N-39			S 25 C			BRIDA 1 1/2" AS 300 W.N.S.F.

SECTOR	DISEÑO		OPERACION		MATERIAL	ESPESOR	L. RETIR.
	Paig	*F	Paig	*F			
01					A 201 A	18 mm	
02					"	"	
03					"	"	
04					"	13 mm	
05					"	16 mm	
06					"	13 mm	
07					"	"	
08					"	"	

STRIPER DEL REACTOR
 STAND PIPE REACTOR

Dibujo N° 9



CONEXIONES

SIMBOLO	SERVICIO	DIAM.	MATERIAL NIPLE	ESPESOR	L. RETIRO	OBSERVACIONES
N 1	Salida de aire	32"	A 285 C	11.0 mm.	-	
N 2	Burner Flange	28"	A 285 C	11.0 mm.		
N 3	Entrada aire	18"	A 285 C	11.0 mm.		
N 4	Limpieza	4"	STPT 38 SCHXXS	17.1 mm.		
N 5 A	Mirilla	2"	SUS 27SCHXXS	11.1 mm.		Parte Exterior
"	"	3"	SUS 27SCH 40	5.5 mm.		Parte Interior
N 5 B	"	2"	SUS 27 SCHXXS	11.1 mm.		
N 6	"	2"	SUS 27 SCHXXS	11.1 mm.		
"	"	3"	SUS 27 SCH 40	5.5 mm.		

SECTOR	DISEÑO		OPERACION		MATERIAL	ESPESOR	L. RETIRO
	PSI	° F	PSI	° F			
1 Cuerpo	50	450			A 285 C	11 mm.	4.65 mm.
2 Cabeza Inte.	50	450			A 285 C	11 mm.	4.65 mm.

MISCELANEOS

ITEM	DISEÑO PSI	° F	DIAM.	MATERIAL	ESPESOR	L. RETIRO	OBSERVACIONES
06	50	450	-	A 285 C	6.4 mm.		
07	"	"			110 mm.		
08	"	"	355.6	A 285 C	6.4 mm.		
09	"	"	6 mm.	SUS 27	-		Total 650 en V 3/16 SS
A	TEJA DE HORNO 6" de espesor						
B	2,800 #A ₃ de A.P. GREEN "MIZZOU" 6" de espesor						
C	5,800 #A ₃ de A.P. GREEN "KASTOLITE" 5" de espesor						

CALENTADOR DE AIRE

Dibujo N°12

C A P I T U L O I I I

3.0 GUIAS DE INSPECCION DE LA SECCION FRACCIONAMIENTO

3.1 Generalidades. -

La Sección fraccionamiento de la Unidad de Craqueo Catalítico Fluído está constituida por tres torres, catorce recipientes, once intercambiadores de calor, 572 líneas de procesos y 23 válvulas de seguridad. Valiéndonos de esta clasificación de equipo se desarrollará guías de inspección que expongan procedimientos generales de inspección para cada uno de estos grupos

Es importante dejar establecido que si los procedimientos de inspección en principio son iguales para un grupo de equipos similares, siempre van a presentar síntomas diferentes de causas de deterioro, debido a que estos tienen diferentes especificaciones de diseño y contienen diferentes fluídos y/o gases, cuyos comportamientos son a su vez diferentes a las condiciones de operación a que se encuentran sometidos.

3.2 Guías de inspección de torres de fraccionamiento. -

En la preparación de esta guía de inspección se ha tomado como referencia la torre fraccionadora 13-C9 (Figura N° 3)

a) Trabajos en operación normal:

Inspección ocular semestral con reporte escrito indicando el estado de las conexiones, accesos de inspección, estructuras, aislamientos, pintura, escaleras, plataformas y barandas

Calibración zonal de espesores de las partes del casco y conexiones que se puedan inspeccionar en operación (el factor limitante es la temperatura con los equipos de ultrasonido)

b) Trabajos de inspección en paradas de planta:

Todos los huecos hombres de acceso serán abiertos, igualmente se retiran los pasos de hombres de todos los platos

Inspección ocular de la limpieza, verificandose que hayan sido retirados los depósitos, como son coque y borra.

Inspección de la pared del recipiente prestando especial interés en zonas soldadas y en los niveles de líquidos de los platos

Calibración zonal de espesor, tipo muestra de los diferentes sectores del casco

Inspección ocular del sistema de sujeción de los platos de la torre (incluye empaquetaduras, estado anillo de soporte y pernos de sujeción y vigas de soporte)

Verificar la nivelación de los platos de fraccionamiento de acuerdo a especificaciones

del fabricante

Pruebas hidrostáticas y de goteo con los platos colectores de acuerdo a especificaciones del fabricante

Medición de espesores de las planchas que forman las bajantes, platos y tuberías aéreas internas en las torres

Verificar al finalizar los trabajos de inspección y mantenimiento antes de cerrar las unidades que quede completamente limpio de elementos extraños

Verificar el espejo de las bridas de los manholes y bridas desconectadas.

Recomendar el uso de empaquetaduras nuevas

Inspeccionar durante la prueba de hermeticidad y detectar posibles fugas por las conexiones

Llevar registros de toda la información obtenida en la inspección (escritos)

3.3 Guías de inspección de recipientes. -

En la preparación de esta guía de inspección se ha tomado como referencia el separador de finos 13-D8 (Fig. N°14) y el acumulador del domo de la fraccionadora 13-D12 (Fig N° 15)

- a) Trabajos de inspección en operación normal:
- Reporte de inspección ocular semestral indicando el estado de las conexiones, estructuras, aislamientos, pintura.
 - Calibración zonal de espesores con ultrasonido en los recipientes que la temperatura lo permita
 - Análisis periódicos en el caso de recipientes que decantan agua por sus piernas, para tener información indicativa de posibles ataques corrosivos.
 - Pruebas de dureza en equipos que trabajen a temperatura de ambiente con el fin de tener información sobre el estado metalúrgico del material
- b)' Trabajos de inspección en paradas de planta:
- Los huecos de hombres de acceso serán abiertos
 - Inspección ocular del interior, verificándose que se encuentre limpio de todo elemento extraño
 - Tomar muestras de depósitos para análisis cualitativo y cunatitativo en el laboratorio.
 - Inspección ocular minuciosa del lado interior de planchas y soldaduras que forman el casco, detectando la presencia de picaduras

o cualquier otro tipo de deterioro.

- Calibración zonal de espesores de los puntos prefijados llevando registros de resultados y evaluando estos (este trabajo únicamente se realiza en los equipos que no se pueden calibrar en operación normal)
- Calibración de espesores de martillo o con ultra sonido de los niples de las conexiones
- Verificar que todas las conexiones se encuentren sin presencia de elementos extraños
- Tomar pruebas de dureza para determinar el estado metalúrgico de material
- Inspecciones de los espejos de las bridas de los manholes y conexiones. Verificar que se utilicen empaquetaduras nuevas.
- En el caso de efectuarse reparaciones como son rellenos con soldadura y/o cambios de planchas en el casco, se deberá probar hidrostáticamente 1.5 veces la presión de diseño.
- Al concluir los trabajos de inspección y mantenimiento se hará una prueba de hermeticidad presionando la unidad con vapor, con el fin de detectar posibles fugas por las conexiones.
- Llevar registros de resultados de la ins-

pección.

3.4 Guías de inspección de intercambiadores de calor. -

En la preparación de esta guía de inspección se ha tomado como referencia el generador de vapor 13-E5 (Fig. N° 16) y intercambiador de calor de fondos de fraccionadora vs. carga a la unidad 13-E3 (Fig. N° 17)

- a) Trabajos de inspección en operación normal:
- Inspección ocular semestral, con reporte indicando el estado de las conexiones, aislamientos, soportes, pintura
 - Calibración zonal del casco del equipo con ultrasonido (este trabajo se efectúa si la temperatura lo permite sino es diferido a las paradas de planta)
 - Control de caída de presión cada 3 meses, con el fin de conocer el grado de ensuciamiento
 - Calibración por ultrasonido de las conexiones del equipo, si la temperatura lo permite.
- b) Trabajos de inspección en paradas de planta:
- Recomendar el tipo de limpieza más apropiado en relación a la salida de depósitos que tenga.
 - Verificar los resultados de la limpieza

del interior del haz de tubos, como del casco

- Inspección ocular minuciosa de todas las partes accesibles, con el fin de detectar cualquier tipo de deterioro
- Medición de los diámetros interiores y exteriores de los tubos a una distancia de 5 cms. de la placa portatubos, a fin de conocer la pérdida de material que presenten
- Calibrar los espesores del casco, cabeza flotante, cabezales y placas portatubos mediante ultrasonido (los puntos deberán ser prefijados para poder llevar el control de la pérdida de espesor experimentado entre paradas de plantas)
- Probar hidrostáticamente a 1.5 veces la presión de operación del casco, los tubos, las empaquetaduras
- Verificar que las empaquetaduras se coloquen nuevas.

3.5 Guías de inspección de líneas. -

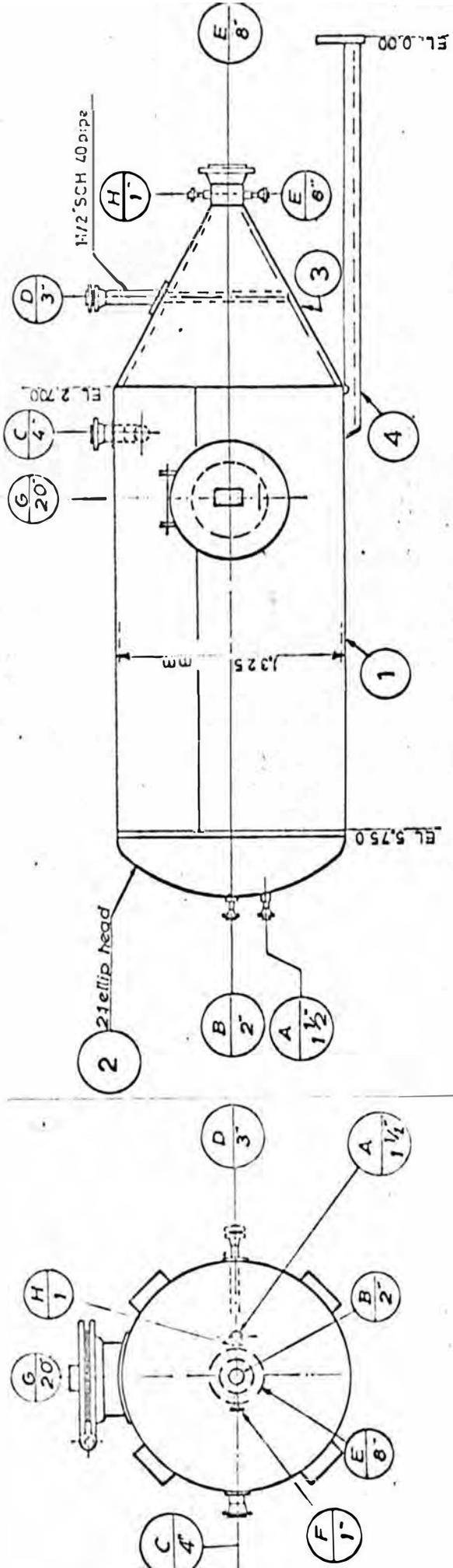
Esta guía ha sido preparada teniendo como referencia las líneas N° 13-82, 13-84, 13-84 de producto de tope de fraccionadora (dibujo N° 18) y las líneas N° 13-92, 13-93 13-94 y 13-95 de aceite cíclico pesado (dibujo N° 19)

- a) Trabajos de inspección en operación normal:
- Inspección ocular semestral con reporte referido no a una línea, sino a un circuito completo, reportando estado de los soportes, conexiones, aislamientos, posibles deformaciones y pintura
 - Calibración zonal de espesores en los puntos localizados con este fin en el dibujo isométrico. La frecuencia de esta calibración podría ser de un año en forma tentativa hasta establecer la verdadera frecuencia en relación al régimen de pérdida de material que presenten. Este trabajo se realiza en operación mediante el equipo de ultrasonido si la temperatura lo permite, sino quedaría diferido a paradas de planta.
 - Es necesario llevar el registro sistemático (forma de registro N° 3) de estos resultados estableciendo el régimen de desgaste y la fecha de su próxima calibración.

3.6 Guías de inspección de válvulas. -

Las 23 válvulas de seguridad con que cuentan esta unidad serán retiradas de su sitio en cada parada de planta programada para inspección y mantenimiento de la unidad, procediéndose a ser desarmadas en el taller

con el fin de limpiar y revisar cada una de sus partes. Al finalizar el mantenimiento de la válvula se probará su funcionamiento, a una presión de abertura igual a la especificada.

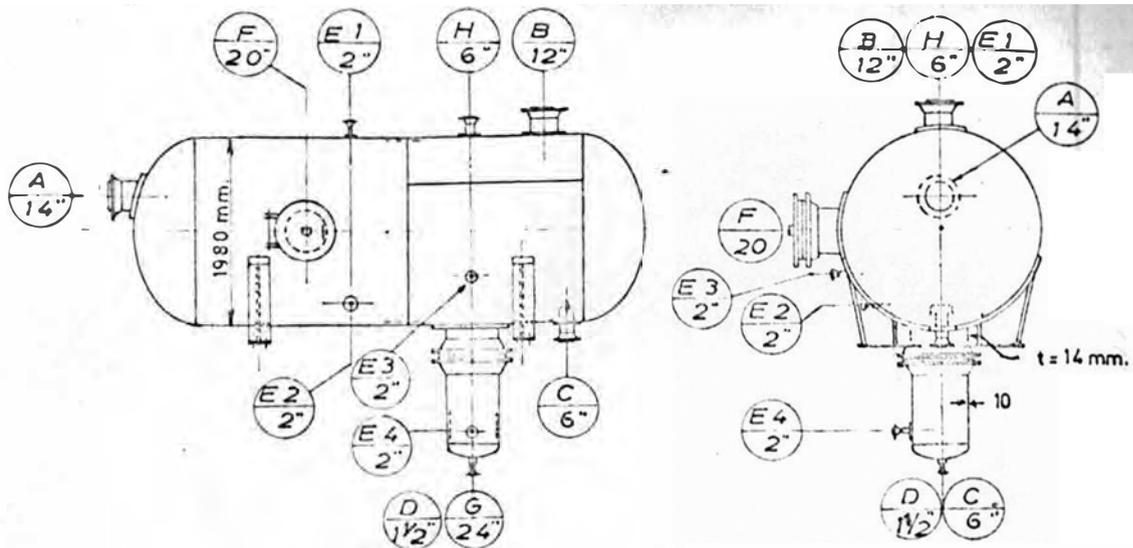


NOZZLES Y CONEXIONES			NIPPLES				
MARCA	Nº	DIAM.	CLASIFICACION	SERVICIO	SECCION	ESPESOR	LIMITE DE RETIRO
A	1	1 1/2"	ASA 303 RF 2 AN	RELEVO	80	5.1 mm.	
B	1	2"	"	SALIDA	80	5.1 mm.	
C	1	4"	"	ENTRADA LODO			
D	1	3"	"	" HCO			
E	1	8"	"	SALIDA LODO			
F	1	1"	"	VAPOR	80	4.5 mm.	
G	1	20"	ASA 303	MANHOLE		22 mm.	
H	1	1"	ASA 303	FLUSHING	80	4.5 mm.	

ESPECIFICACIONES					
PARTE	DISEÑO PSI	*F	MATERIAL	ESPESOR	LIMITE DE RETIRO
CABEZAS	150	750	SA-42-B A-285-C-FB	18 mm.	11.6 mm.
CUERPO	150	750	SA-42-B A-285-C-FB	16 mm.	9.6 mm.

SEPARADOR
DE FINOS

Dibujo N° 14



NOZZLES Y CONEXIONES				NIPLES				
MARCA	Nº	DIAM.	CLASIFICACION	SERVICIO	CECULA	ESPESOR	L. RETIRO	MATERIAL
A	1	14"	ASA 150 RF. WN	ENTRADA	80	19 mm.		
B	1	12"	" "	SALIDA VAPOR	80	17.4 mm.		
C	1	6"	" "	SALIDA LIQUIDO	80			STPG-36
D	1	1-1/2"	" "	SALIDA AGUA	80	5.1 mm.		
E	4	2"	ASA 150 RF WN	LC y LG. Coon.	80	5.6 mm.		
F	1	20"	ASA 150 RF 30	MANHOLE		12 mm.		SB-42-B
G	1	24"	ASA 150 RF WN	DROP LEG		10 mm.		SB-42-B
H	1	6"	ASA 300 RF WN	RELEVO	80	11 mm.		

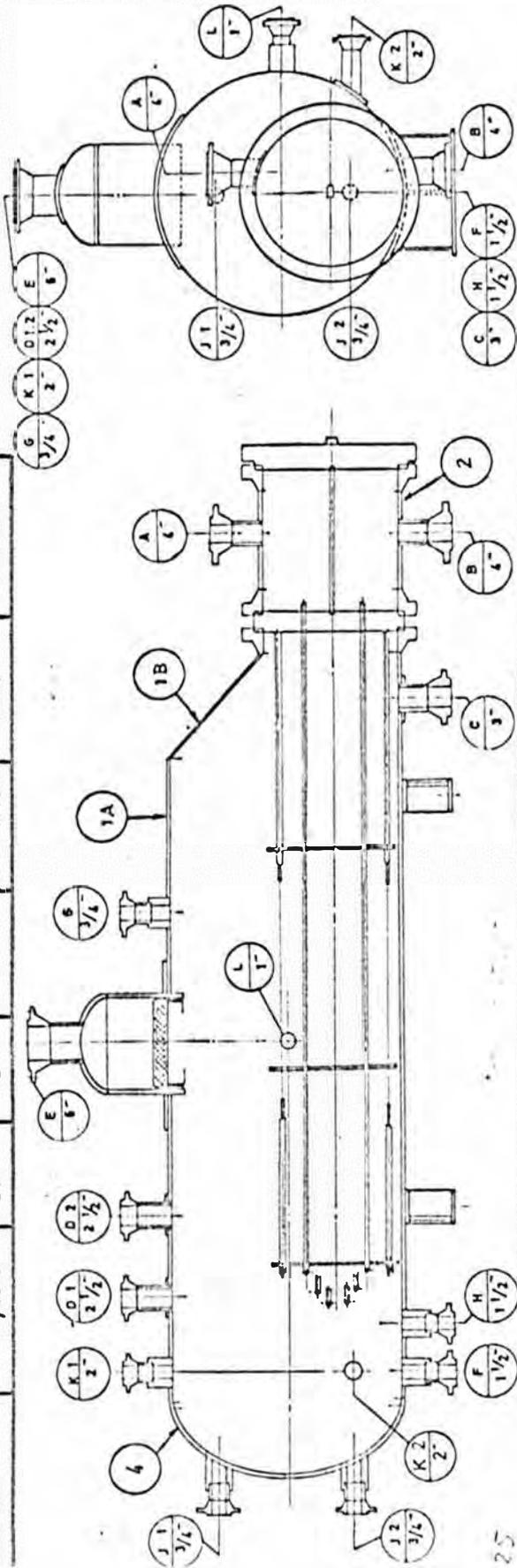
ESPECIFICACIONES

PARTE	DISEÑO		MATERIAL	ESPESOR	L. RETIRO
	35	500			
CABEZA	35	500	SB-42-B A-285-C-FB	10 mm.	5.1 mm.
CUERPO	35	500	SB-42-B A-285-C-FB	10 mm.	5.1 mm.

UMULADOR DE
DOMO DE LA
TRACCIONADORA.

Dibujo N° 15

SECTOR	SERVICIO	DISEÑO		Nº PASOS	MATERIAL	ESPESOR	L. RETIRO
		PSIG	°F				
Lado casco	Agua	670	500	1	ASTM A285 Gr C	4 = 8.8 mm. 1A = 8.8 mm. 1B = 12 mm.	4 y 1B = 12.8 mm. 1A = 8.8 mm.
Lado tubos	ACEITE Oleico pesado	256	752	4	ASTM A-357	2 = 5 mm.	2 = 5.8 mm.

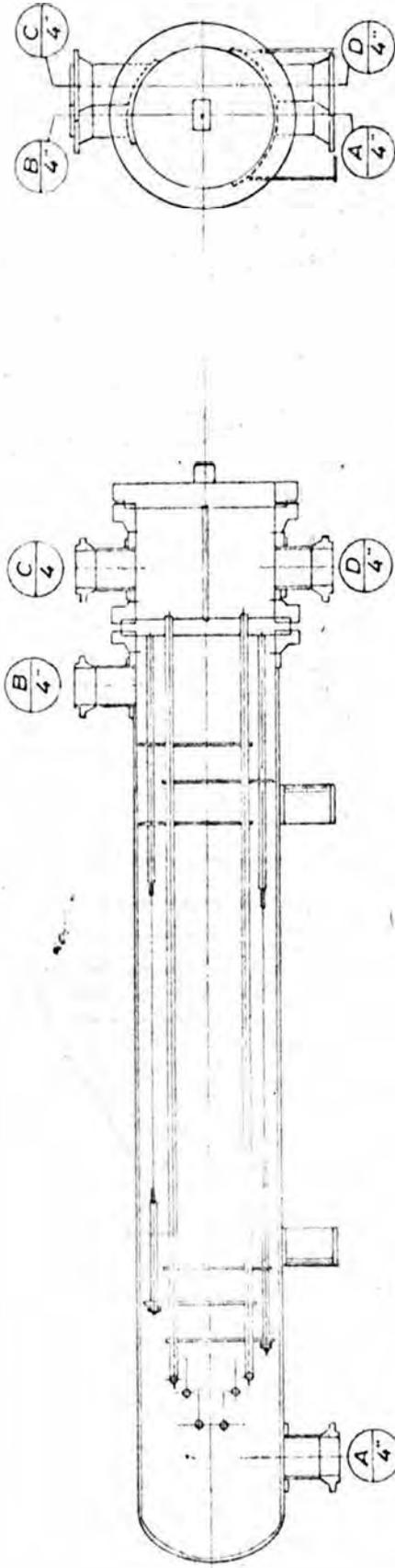


SIMBOLO	SERVICIO	DIAM.	MATERIAL	ESPESOR	LIMITE DE RETIRO
TUBOS	HGO	190.5 mm	STBA 25	2.11 mm.	
A	Entrada HGO	4"	STPA-25-SCH-80	8.6 mm.	
B	Salida HGO	4"	STPA-25-SCH-80	8.6 mm.	
C	Entrada agua	3"	STPG-33-SCH-80	7.6 mm.	
D 1	Valvula seguridad	2 1/2"	STPG-38-SCH-80	7.0 mm.	
D 2	Salida agua	6"	STPG-38-SCH-80	11.0 mm.	
E	Blow Down fondo	1 1/2"	STPG-38-SCH-80	5.1 mm.	
F	Medida presion		STPG-33-SCH-80	39 mm.	
G	Manpa de vapor Direccnate	1 1/2"	STPG-38-SCH-80	5.1 mm.	
H	Medida nivel	3/4"	STPG-38-SCH-80	39 mm.	
J 1	Controlador nivel	2"	STPG-38-SCH-80	5.5 mm.	
J 2	Blow Down		STPG-38-SCH-80	4.5 mm.	

RADIOS DE TUBOS		
DIMENSIONES R	R	Hº
R 1	76	18
R 2	101	18
R 3	125	18
R 4	151	16
R 5	176	14
R 6	201	12
R 7	226	6
R 8	254	4

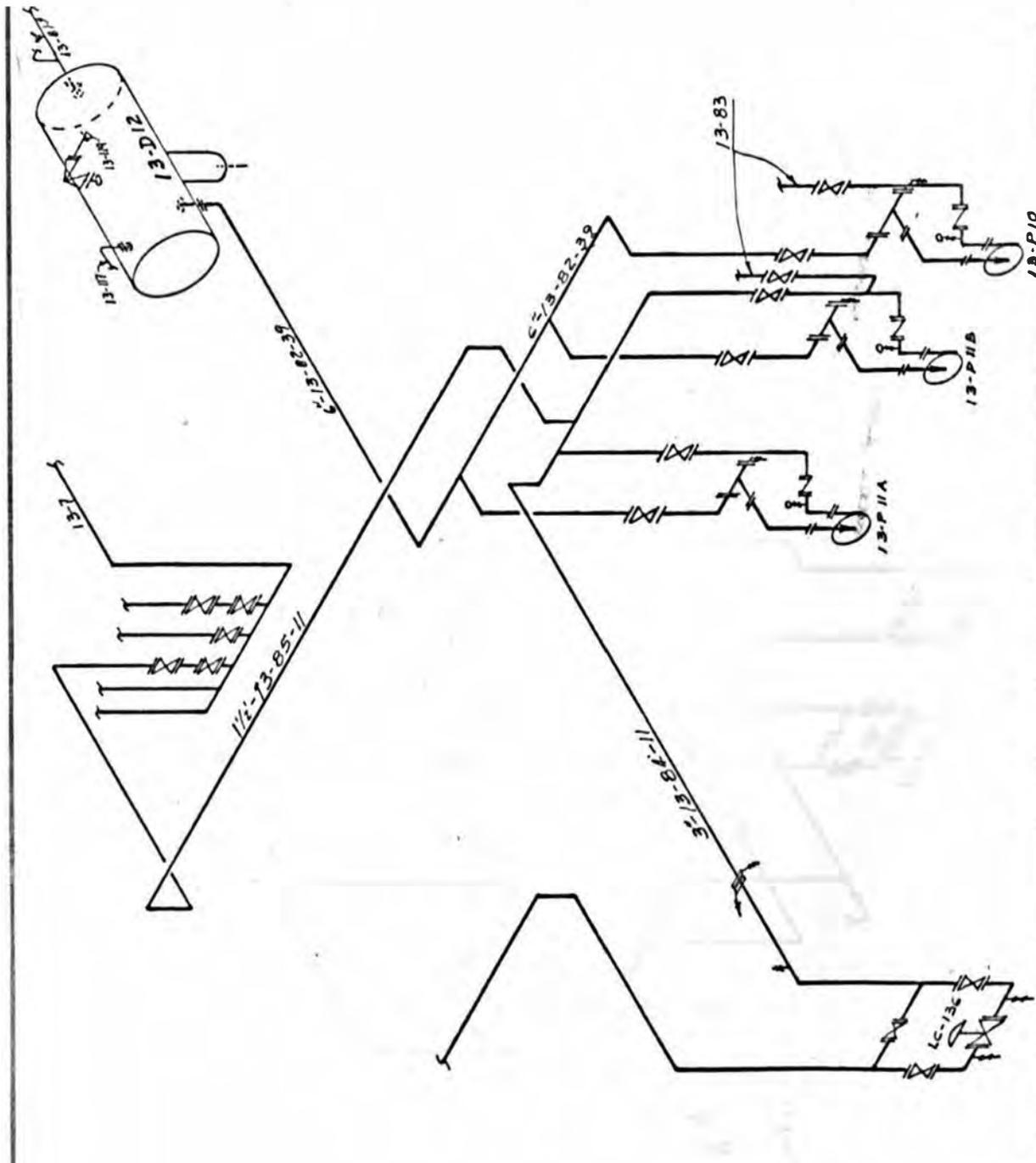
UNIDAD F.C.C.
GENERADOR DE VAPOR DE
FONDO DE LA FRACCIONADORA.

Dibujo N° 16



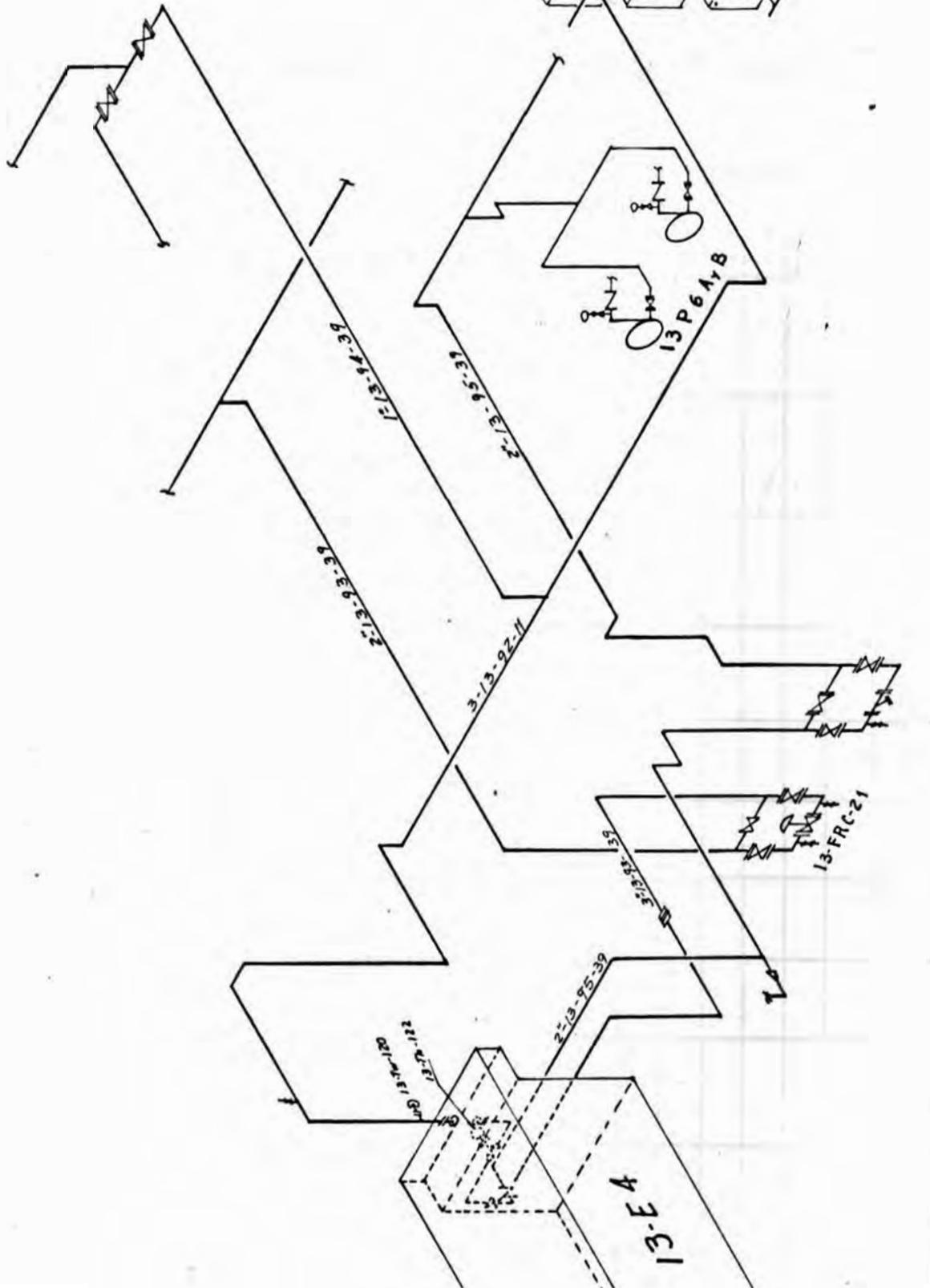
TUBOS Y CONEXIONES										RADIOS DE TUBOS	
SIMBOLO	SERVICIO	DIAM.	MATERIAL NIPLE	ESPESOR	L. RETIRO	DIMENSIONES		R	N°		
						R 1	R 2				
A	Entrada crudo	4"	STPG-38-SCH-80	86 mm.					16		
B	Salida crudo	4"	STPG-38-SCH-80	86 mm.					14		
C	Entrada H ₂ O	4"	STPA-25-SCH-80	86 mm.					14		
D	Salida H ₂ O	4"	STPA-25-SCH-80	86 mm.					12		
TUBOS	Gas oil pesado	19.05mm	STBA-25	2.11mm.					12		
SECTOR	SERVICIOS	DISEÑO		N° PASOS	MATERIAL	ESPESOR	L. RETIRO				
		PSIG	°F								
Lado casco	CARGA UNIDAD	178	599	1	SB 42 B	9 mm.	58 mm.				
Lado tubos	ACEITE CICLICO	149	752	4	ASTM A357	9 m.m.	58 mm.				

UNIDAD F.C.C.
 INTERCAMBIADOR DE CALOR
 CARGA FRESCA VS. FONDO DE
 -- FRACCIONADORA.
 Dibujo N° 17



TRAMO	FLUIDO	DE	A	Ø NOM.	CLASE	CODIGO	CECULA	ESPESOR NUEVO/RETEN.	ASTM	TIPO TUBO	DISEÑO PSIG	OPERACION PSIG
13-82	PRODUCTO TOPE DE	13-D12	13P10,11A,B	6"	39	P4-02	40		A-53-GrA	S/C	35	500
13-84	FRACCIO- NADORA	13-P11A,B	14-27	3"	11	P4-02	40		A-53-GrA	S/C	330	500
13-85	"	13-84	13-7	1 1/2"	11	P4-02	40		A-53-GrA	S/C	330	500

Lineas de Producto
Tope de Fraccionador
13-82, 84, 85



Linea N°	FLUIDO	DE	A	Ø NOM	CLASE	CODIGO	CEDULA	ESPESSOR NUEVO (P.ETAB)	A S T M	TIPO TUBO	DISEÑO PSIG	OPERACION PSIG
13-92	CICLICO PESADO	13-E2	13-E4	3"	11	P4-02	40		A53GrA	5/c	175	650
13-93	"	13-E4	13-99	2"-3"	39	P4-02	40		"	5/c	135	550
13-94	"	13-92	13-42	1"	39	P5-02	80		"	5/c	135	650
13-95	FLUSHING.	13-93	15-R6A1B	2"	39	P4-02	40		"	5/c	135	550

LINEAS DE CICLICO
PESADO: 13-92, 93,
94, y 95

Dibujo Iso N° 19

C A P I T U L O I V

4.0 MEDIOS DE CONTROL DE INSPECCION:

4.1 Generalidades. -

Los medios de control de las inspecciones viene a ser el ordenamiento de los trabajos de inspección por cada equipo que tiene esta Unidad de Cracking Catalítico Fluído, estableciéndose primero un cuadro de los diferentes tipos de inspección y sus frecuencias repetitivas, para posteriormente elaborar el programa de trabajo, que a su vez incluye su sistema de control.

4.2 Cuadro de inspecciones y frecuencias repetitiva. -

Este cuadro ha sido preparado en base a las guías de inspección, a las frecuencias de inspección establecidas por experiencia, a resultados de inspecciones anteriores, a recomendaciones de los licenciadores de la patente, a prácticas de inspección seguidas en este proceso por industrias petroleras; todas ellas convergentes que los períodos operacionales no deben ser mayor de 18 meses en tre paradas de planta, debido al gran ataque erosivo que sufren algunas de sus partes.

4.2.1 Agenda de símbolos para la interpretación del cuadro "Inspecciones con frecuencia de los equipos de FCC". -

Tipo de Inspección

Inspección ocular de rutina sin reporte en operación normal.....	(1)
Inspección ocular detallada con reporte en operación normal.....	(2)
Calibración zonal de espesores operación normal.....	(3)
Control de verticalidad y ángulos operación normal.....	(4)
Control de temperatura operación normal.....	(5)
Control de caída de presión operación normal.....	(6)
Pruebas de dureza en operación normal	(7)
Inspección total en operación normal....	(8)
Inspección parcial en paradas de planta	(9)
Inspección total en paradas de planta...	(10)

Frecuencias (F)

Trabajo de inspección repetitivo diario	(A)
Trabajo de inspección repetitivo mensual	(C)
Trabajo de inspección repetitivo trimestral	(D)
Trabajo de inspección repetitivo semestral	(E)

Trabajo de inspección repetitivo anual	(B)
Trabajo de inspección repetitivo cada 18 meses	(G)
Trabajo de inspección repetitivo cada 2 años	(H)
Trabajo de inspección repetitivo cada 36 meses	(I)

4.3 Programa de inspecciones. -

De acuerdo al cuadro de inspecciones y frecuencias, se distribuyen los trabajos de cada equipo en forma objetiva de tal manera que permita su fácil ordenamiento y el control de su realización. Es importante que este ordenamiento de trabajo se den a su vez prioridades debido a la importancia del equipo dentro del proceso; debido a que, si todas las inspecciones descritas en las guías de inspección están determinadas con una frecuencia repetitiva, no se podrían efectuar todas estas labores simultáneamente por que demandarían un elevado número de horas-hombre.

Es de esta manera que logramos representar objetivamente todos los trabajos de inspección de la unidad de Craqueo Catalítico Fluído de la Refinería La Pampilla, mediante el programa denominado "Programa de Inspección, Control y pronósticos proyectados a 1976".

4.3.1 Programa de Inspección, control y pronósticos proyectados a 1976. -

Al estructurar este programa se ha supuesto que esta unidad tiene proyectada una parada total de planta para inspección y manteni

miento para el mes de Mayo de 1973, no así las frecuencias consideradas para los diferentes trabajos de inspección que son conclusiones obtenidas en la propia experiencia lograda de esta unidad, recomendaciones del licenciador del proceso, resultados de inspecciones anteriores e información recibida de otras industrias de petróleo que cuentan con este mismo proceso.

Las ventajas de proyectar los trabajos de inspección es esencialmente que permite conocer anticipadamente el volumen de la labor de inspección necesaria para mantener esta unidad dentro de especificaciones de diseño, sirviendo de guía para conocer el incremento del trabajo, dentro del proceso de envejecimiento de la unidad y programar a su vez los medios necesarios para su buena ejecución.

Como medio de control es importante porque al finalizar cada año calendario se conoce en forma rápida, sin necesidad de recurrir a los archivos, el porcentaje de labor efectuada con respecto a lo programado, verificándose y/o justificándose cualquier incremento o disminución de actividades de inspección.

La columna que se considera bajo el rubro "Año límite de retiro" es el lugar donde se registra el resultado de los cálculos de evaluación del pronóstico de vida operativa del equipo, lo que sirve a su vez para programar las reparaciones y/o cambios del equipo. Conociéndose anticipadamente la demanda de los repuestos necesarios para este trabajo. Determinándose en forma más aproximadamente posible este límite de retiro, se pueden modificar las frecuencias de inspección y/o paradas de planta necesarias para llevar adelante un programa que refleje una inspección organizada de la unidad, tendiente a lograr sus objetivos.

C A P I T U L O V

5.0 CONCLUSIONES GENERALES:

- 5.1 La inspección de equipos debe estar esencialmente orientada a prolongar la vida operativa de una unidad mediante el control de los regímenes de desgaste e investigación de las causas que originan estos deterioros y concluyendo en estudios de ingeniería que llevados a la práctica logren minimizar la velocidad de envejecimiento de las unidades de proceso.
- 5.2 Es importante resaltar que muchas de las técnicas de inspección de campo se encuentran bajo normalizaciones de diseño, construcción e inclusive inspección, pero la gran mayoría de estas técnicas es el resultado del llamado que hace el mismo equipo con sus deterioros que presenta y la inspección adopta procedimientos que generalmente son resultados de experiencias prácticas.
- 5.3 Las guías de inspección no tienen un aspecto estático, sino al contrario son completamente dinámicos debido a que la experiencia y el avance de la tecnología en el campo de la inspección procede de dife-

rentes equipos y técnicas más avanzadas, lo que permite que las guías de inspección se remuevan constantemente adaptando estas técnicas más avanzadas.

- 5.4 Es importante aclarar que los programas de inspección tendrán sustanciales variaciones de un periodo operativo a otro, debido a que las velocidades de desgaste o regimenes de deterioro no son constantes, lo que a su vez conlleva a una alteración de las frecuencias repetitivas de las inspecciones necesarias para ejercer un eficiente control sobre el estado de las instalaciones de una unidad de proceso, variando sustancialmente el programa de inspección en función de los deterioros y sus velocidades determinadas después de cada trabajo de inspección.

B I B L I O G R A F I A

1. Guías de inspección de la American Petroleum Institute
Tomo I al Tomo XX
2. Resumen de platicas impartidas el mes de Abril de 1967
por Gerencia General de Inspección y Seguridad de Petro
leos Mexicanos , tomo I y II
3. Corrosión Handbook de Herbert H. Uhlig
4. Acondicionamiento de aguas para industrias por Sheppard
T. Powell
5. Metalurgia Física para Ingenieros por A. Guy
6. Informes y programas de inspección de la Unidad de Crack
ing Catalítico Fluído de la Refinería Dque. de Caxias de
PETROBRAS
7. Manual de pruebas no destructivas de la Automation Indus-
tries Inc.
8. Información existente en los archivos de inspección de la
Refinería La Pampilla

oooOOooo