

**6.1 INSPECCIÓN INDIRECTA CON SONAR DE BARRIDO LATERAL Y LEVANTAMIENTO TOPOGRÁFICO DEL NUEVO GASODUCTO DE 36” DIAM. POR 77 KM COMPLEJO MARINO DE PRODUCCIÓN A LA TERMINAL MARÍTIMA DE DOS BOCAS, TABASCO CON APOYO DE UN BARCO TIPÓGRAFO Y UN VEHÍCULO OPERADO A CONTROL REMOTO .**

**CONTENIDO:**

**6.1.1.- ANTECEDENTES.**

**6.1.2.- APLICACIÓN DEL PROYECTO.**

**6.1.3.- LEVANTAMIENTO INDIRECTO DEL GASODUCTO CON SONAR DE BARRIDO LATERAL.**

**6.1.4.- INSPECCIÓN DEL DUCTO SUBMARINO, SUS CRUCES E INTERCONEXIONES CON UN VEHÍCULO OPERADO A CONTROL REMOTO.**

**6.1.5.- INSPECCIÓN CON SONAR DE BARRIDO LATERAL Y APOYO DE UN BARCO TOPÓGRAFO.**

**6.1.6.- EVALUACIÓN DE LA INSPECCIÓN EFECTUADA A LOS CRUCES SUBMARINOS.**

**6.1.7.- EVALUACIÓN DE LA INSPECCIÓN EFECTUADA A LAS INTERCONEXIONES SUBMARINAS.**

**6.1.8.- EVALUACIÓN DE LA INSPECCIÓN EFECTUADA A LAS DERIVACIONES SECUNDARIAS DE LA LÍNEA SUBMARINA .**

**6.1.9.- EVALUACIÓN DE LA INSPECCIÓN EFECTUADA A LOS PROTECTORES CONTRAIMPACTOS DE LAS VÁLVULAS SUBMARINAS.**

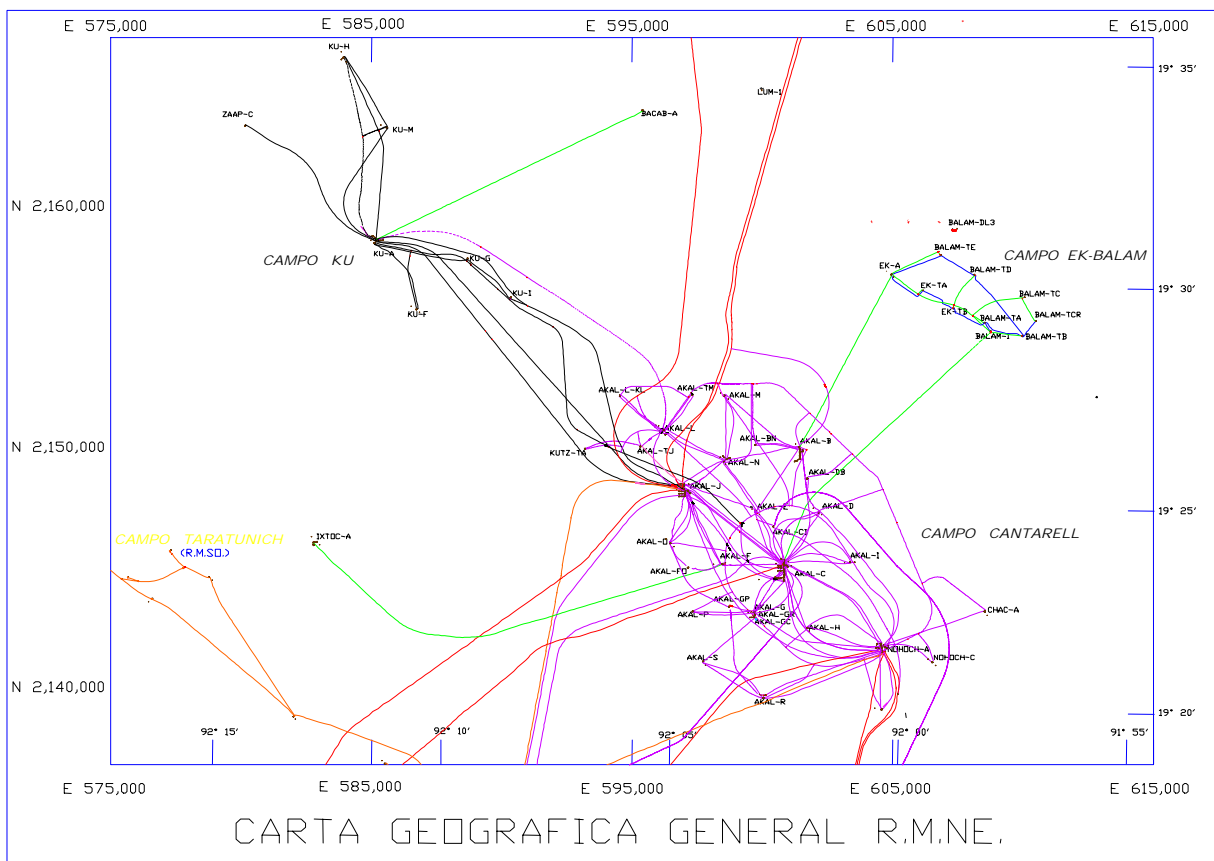
**6.1.10.- CONCLUSIONES.**

**DESARROLLO:**

**6.1.1.- ANTECEDENTES.**

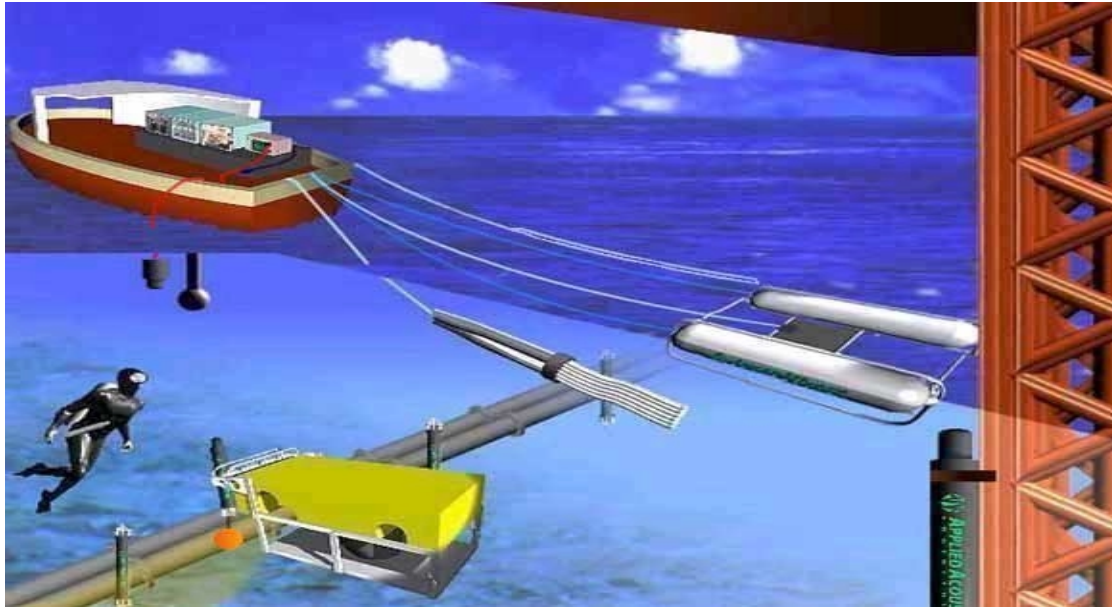
Una vez que una nueva línea submarina es construida en el mar, para su integración a la red de ductos que operan en la región marina de la Sonda de Campeche, se lleva a cabo su levantamiento topográfico por medio de equipos de inspección indirecta que trabajan a base de ondas de sonido en conjunto con equipos detectores de metales y equipos medidores de profundidad a fin de que con el apoyo de un barco topógrafo equipado con equipos de posicionamiento global por satélite, se obtengan finalmente las coordenadas reales de ubicación de todo el desarrollo del nuevo ducto, desde su salida

del complejo marino hasta su arribo playero en tierra. Asimismo se efectúa el levantamiento y geoposicionamiento de cada uno de sus instalaciones submarinas especiales tales como cruces con otras líneas ya existentes, sus interconexiones y sus derivaciones secundarias hacia otros centros de producción.



**FIGURA No. 26 CARTA GEOGRAFICA DE DUCTOS E INSTALACIONES MARINAS**

Es motivo de este capítulo 6.1 desarrollar los distintos procedimientos que actualmente se siguen para efectuar tanto el levantamiento como la inspección cíclica e indirecta del nuevo gasoducto por medio de la cual se verifica cada dos años el estado del exterior del gasoducto a fin de detectar cualquier posible daño que pueda ser ocasionado por anclas, socavaciones del lecho marino por corrientes submarinas, efectos de movimiento de la línea por huracanes, o aparición de alguna fuga por degradación de la pared del ducto.



**FIGURA No. 27 EQUIPOS UTILIZADOS PARA LA INSPECCIÓN Y MONITOREO DE DUCTOS SUBMARINOS**

### **6.1.2.- APLICACIÓN DEL PROYECTO.**

Se trata de efectuar el levantamiento topográfico del nuevo gasoducto de 36" diam. Y 77 km del complejo marino a Dos Bocas y su posterior integración a la carta geográfica de ubicación de instalaciones y ductos submarinos que Pemex Exploración y Producción tiene instalados en la Sonda de Campeche. Asimismo se trata del proyecto de inspección indirecta con sonares de barrido lateral y ecosondas para efectuar su inspección bianual a fin de verificar su estado físico exterior y verificar su posicionamiento. Esta inspección también se explicará cuando es realizada a través de un vehículo operado a control remoto y el apoyo de un barco topógrafo.

Mediante los dos proyectos anteriores, Pemex tiene controlados tanto la ubicación física y exacta en el mar de todos sus ductos submarinos en constante operación, así como todas las estructuras de apoyo como plataformas, monoboyas, barcos así como también fallas en el subsuelo marino que le permiten efectuar una adecuada planeación de la ubicación y alcance de las nuevas estructuras o ductos que sea necesario construir en un futuro de acuerdo a las necesidades de incremento en la producción que se deriva de la actividad exploratoria para la detección de nuevas reservas de hidrocarburos que se aprovecharán más adelante en mar abierto.

### **6.1.3.- LEVANTAMIENTO INDIRECTO DEL GASODUCTO.**

#### **CONTENIDO:**

##### 6.1.3.1 OBJETIVO

##### 6.1.3.2 ALCANCE

##### 6.1.3.3 RESPONSABILIDADES

##### 6.1.3.4 PROCEDIMIENTOS

###### 6.1.3.4.1 EQUIPO UTILIZADO Y PERSONAL TÉCNICO

###### 6.1.3.4.2 RECEPCIÓN, REVISIÓN Y ANÁLISIS DEL PROGRAMA DE TRABAJO

###### 6.1.3.4.3 VERIFICACIÓN DE SISTEMA

###### 6.1.3.4.4 LANZAMIENTO DE EQUIPOS AL AGUA

###### 6.1.3.4.5 AJUSTES DE SISTEMA

###### 6.1.3.4.6 DESARROLLO DE LAS OPERACIONES

###### 6.1.3.4.7 REVISIÓN, ALMACENAMIENTO Y ENTREGA DE LA INFORMACIÓN

#### **DESARROLLO:**

##### 6.1.3.1.- OBJETIVO

Proporcionar al personal técnico la metodología a seguir durante los trabajos de inspección indirecta de los nuevos ductos submarinos, incluyendo la verificación y ajuste de equipos y sistemas, así como la revisión, almacenamiento y entrega de la información generada.

##### 6.1.3.2.- ALCANCE

Este procedimiento es aplicable a todo el personal que realiza trabajos de inspección indirecta de ductos submarinos junto con sus arribos playeros o a plataformas marinas, cruces, interconexiones, etc.

### 6.1.3.3.- RESPONSABILIDADES

Es responsabilidad del personal técnico que labora en la Subgerencia de Posicionamiento y Levantamientos aplicar el presente procedimiento.

Es responsabilidad del jefe y Coordinadores del Departamento de Interpretación y Procesado de datos conocer este procedimiento.

Es responsabilidad del Representante de Compañía y/o el Posicionador coordinar las operaciones.

Es responsabilidad del Posicionador seguir cuidadosamente las operaciones de inspección indirecta **todo el tiempo que duren estas** y puede auxiliar al Capitán o su designado en todas las dudas y/o consultas que necesite éste hasta el fin de las operaciones.

Es responsabilidad de todo el personal técnico participar en las maniobras de ascenso y descenso de las estructuras de los equipos verificando que se encuentren en posición de operación correcta.

Es responsabilidad del Posicionador registrar en la libreta de bitácora las actividades relacionadas con el desarrollo del programa de trabajo.

Es responsabilidad del Representante de Compañía registrar en el libro de bitácora las actividades relacionadas con el desarrollo del programa de trabajo.

Es responsabilidad del Representante de Compañía reportar al Representante del Cliente los eventos relevantes y/o anomalías registradas.

### 6.1.3.4.- PROCEDIMIENTO

#### 6.1.3.4.1 EQUIPO Y PERSONAL TÉCNICO

##### EQUIPO

- a. Embarcación con características físicas y mecánicas que permitan cumplir con las Especificaciones técnicas del programa de trabajo.
- a. Sistema de Posicionamiento y navegación DGPS.
- b. Sistema detector de tuberías.
- c. Sistema medidor de profundidad(ecosonda).

## PERSONAL TÉCNICO

- a. Representante de compañía: Planeación y supervisión de actividades.
- b. Posicionador: Operación del sistema de posicionamiento y navegación DGPS.
- c. Técnico operador de equipos: Operación de equipos y control de información.
- d. Ingeniero electrónico: Mantenimiento preventivo y correctivo a equipos de trabajo.

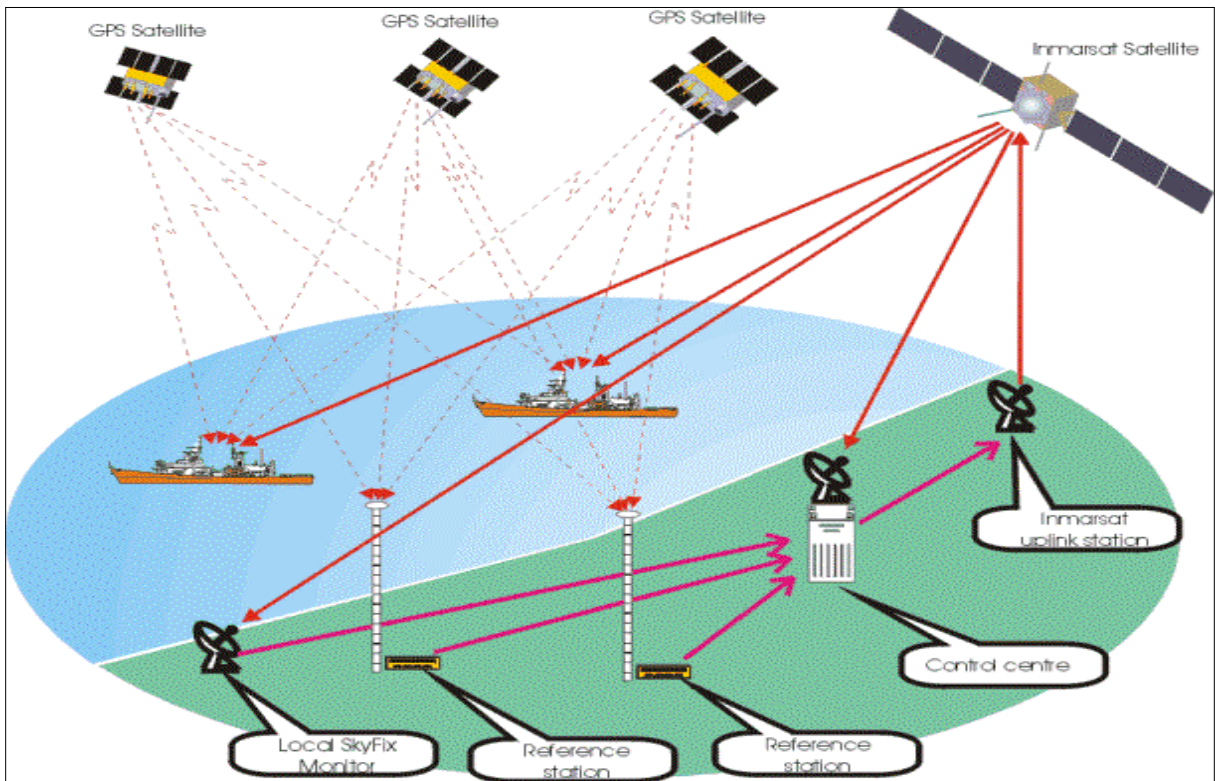


FIGURA No. 28 FUNCIONAMIENTO DEL GPS

### 6.1.3.4.2 RECEPCIÓN, REVISIÓN Y ANÁLISIS DEL PROGRAMA DE TRABAJO.

Una vez que a bordo del barco topógrafo se tiene el programa de trabajo de los ductos a efectuarles un levantamiento, este se revisa detalladamente a fin de ver su alcance así como la posición de las otras embarcaciones que estén trabajando en el área de plataformas a fin de ver si serán algún obstáculo o no para poder terminar el levantamiento completo del nuevo ducto. Además se observa la ruta que seguirá el barco topógrafo a fin de optimizar sus movimientos para efectuar el levantamiento de las líneas que se encuentren más cercanas entre sí. Además en este análisis se observa el tirante de agua en el que se trabajará a fin de programar la calibración de los equipos como ecosondas, pingüers y sonares de barrido lateral de acuerdo con el tirante de agua existente en el área a trabajar.

#### 6.1.3.4.3 VERIFICACIÓN DE SISTEMAS.

Durante el tránsito el Posicionador y los Técnicos operadores de equipos:

- a. Observan la calidad de la señal del sistema de posicionamiento y navegación.
- b. Verifican visualmente los parámetros de iniciación de los equipos de trabajo.
- c. Preparan las maniobras de lanzamiento de los equipos al agua, adecuándolos a los requerimientos del trabajo.

El posicionador crea y configura el directorio de trabajo en la computadora del Sistema de posicionamiento y navegación, imprime estos datos y los parámetros geodésicos correspondientes a la zona geográfica del área de trabajo. Compara estos datos con los proporcionados por el cliente y por el fabricante del programa. En el caso de encontrar diferencia en los parámetros, procede a efectuar los cambios.

Si todo esta correcto, inicia el llenado de los formatos de “Control de archivos de posicionamiento” y “Control de Personal de Guardia”.

#### 6.1.3.4.4 LANZAMIENTO DE EQUIPOS AL AGUA.

El posicionador informa verbalmente el Capitán o a su designado y al grupo técnico la llegada a la zona de trabajo y anota en la libreta de bitácora la hora final del tránsito y la hora de inicio del lanzamiento de equipos al agua.

El posicionador indica al Capitán o su designado detener la embarcación y mantenerla estable mientras las estructuras de los equipos son colocados en el agua, verificando que se encuentren en posición operativa.

El Técnico operador de equipos y/o el Ingeniero Electrónico calculan el valor de corrección de draft a partir de la medición de la estructura del sensor de la ecosonda.

#### 6.1.3.4.5 AJUSTES DE SISTEMAS.

El posicionador anota en la libreta de bitácora la hora final de las maniobras de lanzamiento de los equipos al agua y la hora de inicio de los ajustes de sistemas.

El técnico operador de equipo encienden los sistemas, en el caso de no obtener señal, informan al Representante de Compañía, se llena la libreta de fallas de equipo y se procede como lo indica el manual de mantenimiento del equipo.

El Posicionador proporciona el valor de la profundidad al Técnico operador de equipos y anota en el registro de salida de la ecosonda el código de identificación del producto o código de trabajo.

El Posicionador coordinan la navegación de la embarcación con el capitán o su designado manteniendo trayectorias perpendiculares a la instalación submarina.

El grupo técnico mantiene comunicación constante para definir en todo momento las maniobras y los eventos relevantes que se presenten.

#### TÉCNICO OPERADOR DE EQUIPOS.

Ingresa el valor de corrección de draft en la consola de la ecosonda, realiza los ajustes del sistema de acuerdo a los requerimientos del cliente y a las condiciones físicas de la zona de trabajo.

Con el sonar de detección de tubería operando realiza el ajuste en el programa de cómputo del sistema detector de tubería de los siguientes parámetros, de tal manera que se defina claramente el lecho marino y la parábola que indica la posición de la tubería en los dispositivos de salida.

- a. Ganancia
- b. Líneas de escala.
- c. Altura de inicio y final
- d. Tracking TVG
- e. Selección de frecuencias

En caso de encontrar alguna falla, se llena la libreta de fallas de equipos y se procede como lo indica el manual de mantenimiento del equipo. Informa al Posicionador el momento de finalizar el ajuste de los equipos.

El posicionador revisa que la transferencia de datos entre los sistemas de medición y la computadora de navegación ocurra sin interrupciones, en caso de no corresponder anota en la libreta de bitácora y de fallas de equipos el intervalo de tiempo que el equipo se encuentra fuera de servicio, la descripción de la falla y se procede como lo indica el manual de mantenimiento del equipo.

En caso de que todo este correcto, el Posicionador guía al Capitán o su designado a la zona de inicio del estudio. Registra en la libreta de bitácora la hora final de los ajustes de los equipos y el de la siguiente maniobra.

#### 6.1.3.4.6 DESARROLLO DE LAS OPERACIONES.

Con apoyo de la computadora del Sistema de posicionamiento y navegación el posicionador guía al capitán o a su designado para que este mantenga a la embarcación navegando en trayectorias perpendiculares sobre cada uno de los ductos que conforman la instalación submarina.





**FIGURA No.29 OTRO TIPO DE PERFILADOR SOMERO**

El Técnico operador de equipos comienza el llenado del formato para el reporte del detector de tuberías o del perfilador somero.



**FIGURA No. 30 PERRFILADOR SOMERO**

## DUCTOS SUBMARINOS.

El Posicionador informa al operador de equipos el momento de iniciar el levantamiento y se procede a encender los sistemas de medición de profundidad y de detección de tuberías aproximadamente a 150 metros de distancia antes de que la embarcación cruce el ducto para obtener los registros correspondientes.

La separación entre cada una de las trayectorias depende del comportamiento de la tubería:

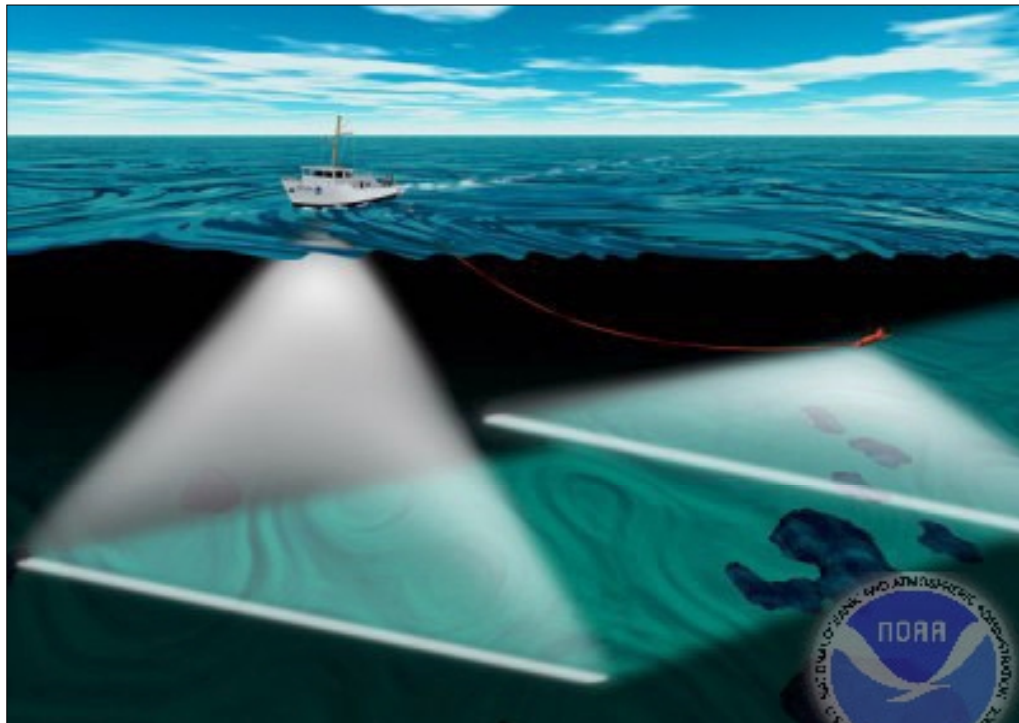
- a. Si el alineamiento de la tubería es una línea recta, el espaciamiento entre los recorridos es de aproximadamente 100 metros.
- b. Si el alineamiento de la tubería es una línea curva, el espaciamiento entre los recorridos es de aproximadamente 50 metros.

Se debe de tomar un evento de posición cuando la embarcación se encuentre a aproximadamente a 100 metros antes de cruzar el ducto.

En el momento en que la embarcación cruce la tubería y esta sea detectada por el censor detector de tuberías se debe de tomar otro evento de posición.

Se debe tomar un evento final de posición, a una distancia de 100 metros después de que la embarcación haya cruzado la tubería.

Para continuar con el levantamiento se repite la secuencia anterior a partir del paso en el que el técnico operador de equipos comienza el llenado del formato para el reporte del detector de tuberías o del perfilador somero.



**FIGURA No. 31 BARCO TOPOGRÁFICO REALIZANDO EL LEVANTAMIENTO**

## CRUCES E INTERCONEXIONES DE DUCTOS SUBMARINOS.

El Posicionador informa al operador de equipos el momento de iniciar el levantamiento y se procede a encender los sistemas de medición de profundidad y de detección de tuberías aproximadamente a 150 metros de distancia antes de que la embarcación cruce el ducto para obtener los registros correspondientes.

La longitud de cada una de las trayectorias que comprende el levantamiento abarca 500 metros tomando como centro las coordenadas del cruce o de la interconexión. La longitud del tramo puede variar si se presentan obstrucciones (cables de anclas, boyas, estructuras, entre otros) que puedan poner en riesgo la embarcación o los equipos de trabajo.

El levantamiento inicia del punto establecido a la distancia correspondiente, hacia las coordenadas del cruce.

A partir del punto de inicio, se realizan tres trayectorias, tomando una distancia de separación de 100 metros aproximadamente entre cada uno de ellos.

Se continúa y aproximadamente a 100 metros del cruce, se realizan tres trayectorias tomando una distancia de separación entre cada una de ellas de 30 metros aproximadamente, hasta obtener 2 pasadas sobre el cruce.

Los recorridos continúan después del cruce. Se realizan tres de ellos, con una separación de 30 metros entre cada uno.

Aproximadamente a 100 metros después del cruce, se realizan dos recorridos tomando una distancia de separación de aproximadamente 100 metros entre cada uno de ellos, el levantamiento finaliza aproximadamente a 500 metros de distancia del cruce.

En el caso particular del levantamiento de cruces e interconexiones de ductos submarinos, la inspección indirecta se realiza con la misma metodología usada para línea regular, abarcando 500 metros de cada uno de los ductos involucrados, tomando como centro las coordenadas del cruce o de la interconexión. Dicha longitud puede variar si se presentan obstrucciones (cables de anclas, boyas, estructuras, entre otros) que puedan poner en riesgo la embarcación o los equipos de trabajo.

## ARRIBOS PLAYEROS DE DUCTOS.

La longitud por levantar hacia la línea de costa esta condicionada por las condiciones meteorológicas, el estado de mareas de la zona, las características de la embarcación y de los equipos.

La separación entre cada una de las trayectorias depende del comportamiento de la tubería.

- a. Si el alineamiento de la tubería es una línea recta, el espaciamiento entre los recorridos es de aproximadamente 50 metros.
- b. Si el alineamiento de la tubería es una línea curva, el espaciamiento entre los recorridos es de aproximadamente 25 metros

El posicionador informa al operador de equipos el momento de iniciar el levantamiento y se procede a encender los sistemas de medición de profundidad y de detección de tuberías aproximadamente a 50 metros de distancia antes de que la lancha cruce el ducto para obtener los registros correspondientes.

Se debe de tomar un evento de posición cuando la embarcación se encuentre a aproximadamente a 25 metros antes de cruzar el ducto.

En el momento en que la embarcación cruce la tubería y esta sea detectada por el censor detector de tuberías, se debe de tomar otro evento de posición.

Se debe tomar un evento final de posición, a una distancia de 25 metros después de que la embarcación haya cruzado la tubería.

Para continuar con el levantamiento se repite la secuencia anterior a partir del paso en el que se determina la separación entre cada una de las trayectorias que se tomará de acuerdo al comportamiento de la siguiente tubería a levantar en su arribo playero.

#### EN TODOS LOS CASOS.

Al finalizar cada una de las trayectorias, se anota en los registros el número consecutivo que le corresponda al evento de posición, acimut de entrada y acimut de salida de la embarcación.

El posicionador y el Técnico operador de equipos verifican constantemente que la numeración de los eventos marcados en cada uno de los equipos sea la misma y que esta numeración sea consecutiva y ascendente.

Deben describir en el registro cada uno de los eventos que aparecen y que fueron definidos en base a información, como podrían ser los nombres de otras líneas, cruces, anomalías, entre otros.

Al concluir el levantamiento, el posicionador registra en la libreta de bitácora la hora de finalización y si procede, las notas aclaratorias de lo sucedido durante el levantamiento.

El Representante de Compañía supervisa todas las operaciones, así como la calidad de los registros del levantamiento y debe reportar al Representante del Cliente los eventos relevantes y/o anomalías registradas

#### 6.1.3.4.7 REVISIÓN, ALMACENAMIENTO Y ENTREGA DE LA INFORMACIÓN GENERADA.

EL Representante de compañía lleva un control cuidadoso de los registros que generan los equipos, de los formatos de control y del avance del programa de trabajo, además:

- a. Verifica la secuencia de eventos en los registros
- b. Identifica las anomalías.
- c. Verifica las notas aclaratorias
- d. Examina el llenado de los formatos de control.

El Posicionador graba los archivos de posicionamiento en el medio que tenga disponible o que sea más adecuado (discos flexibles, discos compactos, o discos Zip).

El Representante de compañía llena el formato "Control y entrega de trabajos realizados", verificando que se encuentre completo. Mediante este formato informa los eventos relevantes, avances y los motivos por los que se pudiera suspender o dejar inconclusos los trabajos.

El Representante de Compañía llena el formato de "Control de trabajo" y el grupo técnico empaca en sobres o enrolla la información documental de cada uno de los trabajos. Ordenan los rollos o los sobres en cajas de archivo o en bolsas debidamente selladas. Finalmente guardan la información en un sitio libre de humedad con la menor manipulación posible.

Durante el cambio de guardia el Representante de compañía o su designado entrega al jefe de interpretación y procesado de datos o a su designado los sobres o los rollos de cada trabajo de manera individual verificando ambos en el "Control y entrega de trabajos realizados" que se encuentren todos ellos. También se hace entrega del "Control de archivos de posicionamiento" y del disco que contiene dichos archivos.

En caso de que el Representante del Cliente a bordo de la embarcación lo solicite, la información generada es procesada para generar un reporte preliminar y le será entregada para que a su vez él la turne al personal de la embarcación o la instalación que la requiera, o bien se mande a tierra.

#### 6.1.4.- INSPECCIÓN DEL DUCTO SUBMARINO, SUS CRUCES E INTERCONEXIONES CON UN VEHÍCULO OPERADO A CONTROL REMOTO (R.O.V.)(REMOTE OPERATED VEHICLE).

Otro método muy utilizado para efectuar tanto la inspección como el levantamiento de un nuevo ducto submarino, es empleando un vehículo operado a control remoto o ROV por sus siglas en inglés REMOTE OPERATED VEHICLE, el cual es transportado a bordo de un barco topógrafo con equipos de posicionamiento por satélite y este vehículo que está equipado con propelas es como un submarino que se controla desde el barco para que navegue en el fondo del mar, junto al ducto, tomando así sus coordenadas de posicionamiento y además, como está equipado con cámaras de video, toma un registro visual del estado en que quedó tendido o construido dicho ducto, lográndose así los registros completos de posición y estado del nuevo ducto al momento de haber concluido su construcción.

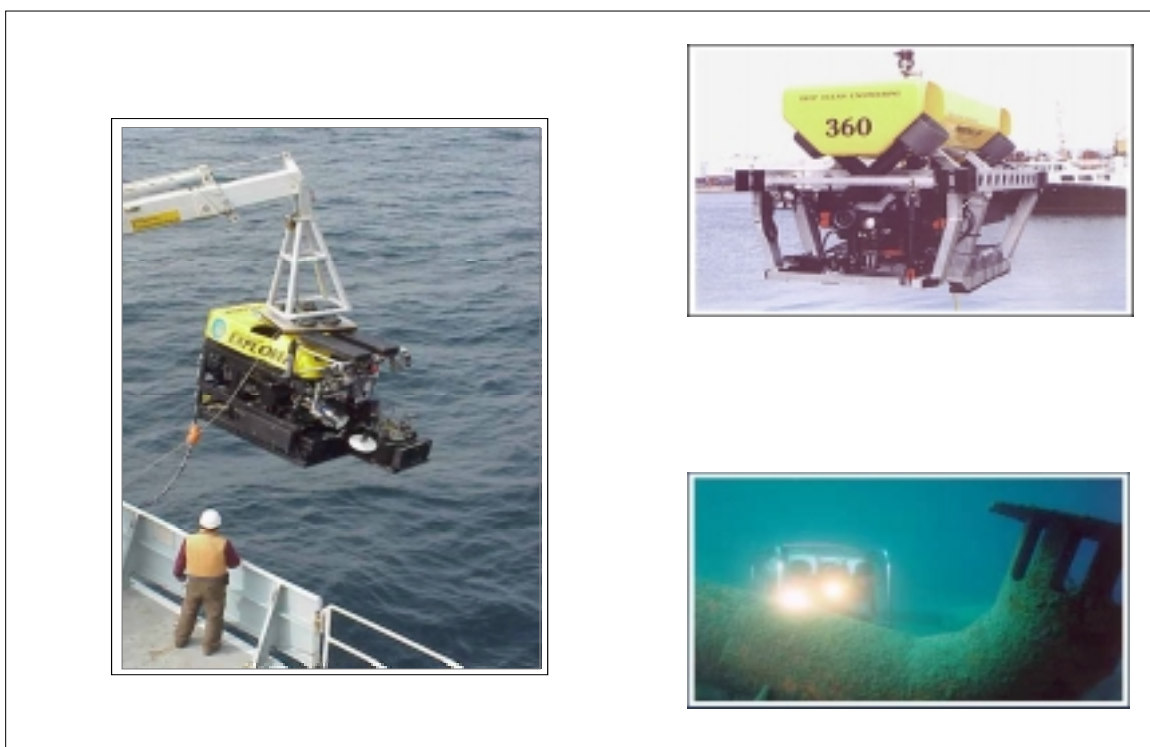


FIGURA No. 32 R.O.V. UTILIZADO PARA EL LEVANTAMIENTO E INSPECCIÓN

A medida que pasa el tiempo y los ductos se van haciendo más viejos, es necesario el empleo de estos vehículos operados a control remoto para efectuar un nuevo levantamiento del ducto, pero además se les colocan equipos para determinar los potenciales de protección catódica y verificar así si la línea tiene zonas donde su sistema de protección anticorrosiva a base de ánodos de sacrificio está deficiente y se requiera de reforzarla con nuevos ánodos. Sin embargo, este es un tema que se desarrollará más adelante.

A fin de explicar el método que se sigue actualmente para efectuar la inspección el ducto submarino con este tipo de vehículos a control remoto hemos dividido e ilustrado el tema con los siguientes puntos:

#### 6.1.4.1. OBJETIVO

#### 6.1.4.2. ALCANCE

#### 6.1.4.3. RESPONSABILIDADES

#### 6.1.4.4. PROCEDIMIENTO

##### 6.1.4.4.1 EQUIPO UTILIZADO Y PERSONAL TÉCNICO

##### 6.1.4.4.2 RECEPCIÓN, REVISIÓN Y ANÁLISIS DEL PROGRAMA DE TRABAJO

##### 6.1.4.4.3 VERIFICACIÓN DE SISTEMA

##### 6.1.4.4.4 LANZAMIENTO DE EQUIPOS AL AGUA

##### 6.1.4.4.5 AJUSTES DE SISTEMA

##### 6.1.4.4.6 DESARROLLO DE LAS OPERACIONES

##### 6.1.4.4.7 REVISIÓN, ALMACENAMIENTO Y ENTREGA DE LA INFORMACIÓN

#### DESARROLLO:

##### 6.1.4.1.- OBJETIVO

Desarrollar la metodología a seguir para la inspección y el levantamiento de instalaciones submarinas con el empleo de un vehículo operado a control remoto (R.O.V), incluyendo la verificación y ajuste de equipos y sistemas, así como la revisión, almacenamiento y entrega de la información generada.

##### 6.1.4.2.- ALCANCE

Este procedimiento es aplicable a todo el personal que realiza trabajos de inspección indirecta de instalaciones submarinas (ductos, arribos, cruces, interconexiones, etc.) empleando un barco topógrafo de apoyo con un vehículo operado a control remoto que en lo sucesivo se le llamará R.O.V.

#### 6.1.4.3.- RESPONSABILIDADES

Es responsabilidad del personal técnico que labora en la Subgerencia de Posicionamiento y Levantamiento de instalaciones submarinas con R.O.V.

Es responsabilidad del jefe y Coordinadores del Departamento de Interpretación y Procesado de datos conocer este procedimiento.

Es responsabilidad del Representante de Compañía y/o el Posicionador coordinar las operaciones.

Es responsabilidad del Posicionador seguir cuidadosamente las operaciones de inspección y levantamiento con R.O.V. **todo el tiempo que duren estas** y puede auxiliar al Capitán de la embarcación o su designado en todas las dudas y/o consultas que necesite éste hasta el fin de las operaciones.

Es responsabilidad de todo el personal técnico participar en las maniobras de ascenso y descenso de las estructuras de los equipos y del vehículo, verificando que se encuentren en posición de operación correcta y midiendo el valor de corrección del draft.

Es responsabilidad del Coordinador de la inspección coordinar las operaciones del R.O.V. y proporcionar a los Técnicos operadores del vehículo la información que necesiten.

Es responsabilidad del Coordinador de la inspección asegurarse del correcto funcionamiento de los sistemas del R.O.V. y reportar los eventos relevantes y/o anomalías que se detecten al Representante de Compañía y/o al Posicionador.

Es responsabilidad del Posicionador registrar en la libreta de bitácora las actividades relacionadas con el desarrollo del programa de trabajo.

Es responsabilidad del Representante de Compañía reportar al Representante del Cliente los eventos relevantes y/o anomalías registradas por el ROV durante la Inspección de las instalaciones submarinas, a fin de tomar acciones oportunas de mantenimiento o reparación del ducto submarinos, si estas son muy relevantes y pudieran amenazar la integridad el ducto.

#### 6.1.4.4.- PROCEDIMIENTO

##### EMBARCACIÓN, EQUIPO Y PERSONAL TÉCNICO

##### EQUIPO

- a. Embarcación con características físicas y mecánicas que permitan cumplir con las ESPECIFICACIONES técnicas del programa de trabajo.



- b. Sistema de Posicionamiento y navegación DGPS.
- c. Sistema detector de tuberías (pinguer).
- d. Sistema medidor de profundidad(ecosonda).

## PERSONAL TÉCNICO

- a. Representante de compañía: Planeación y supervisión de actividades.
- b. Posicionador: Operación del sistema de posicionamiento y navegación DGPS.
- c. Técnico operador de equipos: Operación de equipos y control de información.
- d. Ingeniero electrónico: Mantenimiento preventivo y correctivo a equipos de trabajo.

## RECEPCIÓN, REVISIÓN Y ANÁLISIS DEL PROGRAMA DE TRABAJO.

Para la recepción, revisión y análisis del programa de trabajo de Inspección y levantamiento de arribos de ductos, con equipo operado a control remoto es muy importante verificar los tirantes de agua así como los posibles obstáculos como barcos que se localicen en el área de trabajo, a fin de efectuar la calibración de los equipos a bordo del ROV y programar el avance del barco sobre el ducto de tal forma de librar los cables de alas anclas de las otras embarcaciones que se encuentren trabajando en el área. También es muy importante contar con el apoyo de buceo de superficie a bordo a fin de que si el ROV, o su cable umbilical se llegasen a atorar con algún obstáculo, los buzos puedan de inmediato bajar a liberarlo en todo momento de su operación.

## VERIFICACIÓN DE SISTEMAS.

Durante el tránsito el Posicionador y los Técnicos:

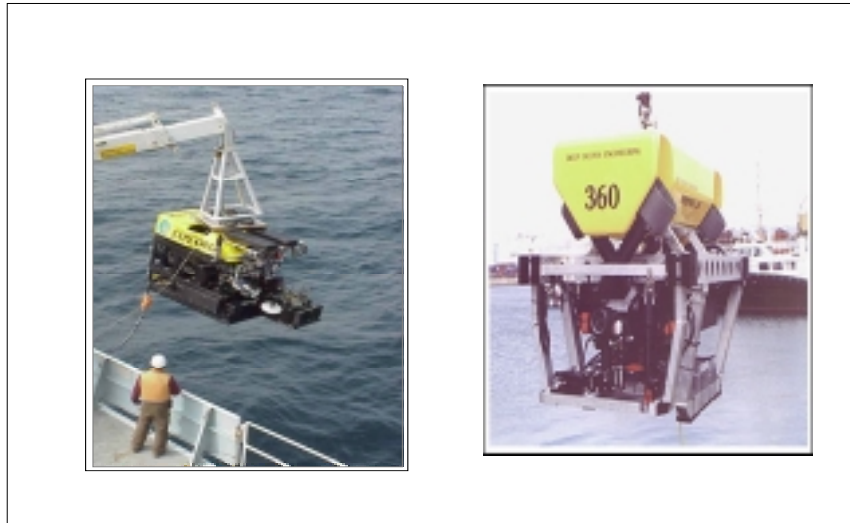
- a. Observan la calidad de la señal del sistema de posicionamiento.
- b. Preparan las maniobras de lanzamiento de los equipos al agua, adecuándolos a los requerimientos del trabajo.

El posicionador crea y configura el directorio de trabajo en la computadora del Sistema de posicionamiento y navegación, imprime estos datos y los parámetros geodésicos correspondientes a la zona geográfica del área de trabajo. Compara estos datos con los proporcionados por el cliente y por el fabricante del programa. En el caso de encontrar diferencia en los parámetros, procede a efectuar los ajustes necesarios.

Si todo esta correcto, inicia el llenado de los formatos de “Control de archivos de posicionamiento” y “Control de Personal de Guardia”.

## MANIOBRAS DE LANZAMIENTO DEL ROV AL AGUA.

El posicionador informa verbalmente el Capitán o a su designado y a los Técnicos la llegada a la zona de trabajo y anota en la libreta de bitácora la hora final del tránsito y la hora de inicio de la siguiente maniobra.



**FIGURA No.33 LANZAMIENTO DEL R.O.V. AL AGUA**

## DUCTOS, CRUCES E INTERCONEXIONES.

El Capitán o su designado junto con el posicionador realizan una inspección visual de la zona de trabajo para ubicar las posibles obstrucciones y observan las condiciones meteorológicas del lugar para definir la posición de la embarcación que permita lanzar el ROV de manera que se asegure la integridad de éste y de los Técnicos.

El posicionador indica al Capitán o su designado detener la embarcación mientras que las estructuras de los equipos son colocados en el agua verificando que se encuentren en posición operativa.

El Técnico operador de equipos y/o el Ingeniero Electrónico calculan el valor de corrección de draft a partir de la medición de la estructura del sensor de la ecosonda.

## ARRIBOS DE DUCTOS SUBMARINOS A PLATAFORMAS.

El Posicionador y el Capitán observan en la pantalla de la Computadora del sistema de posicionamiento y navegación la gráfica de la zona de trabajo para delimitar la distribución de las líneas existentes en el fondo marino y precisar las coordenadas del punto o puntos de fondeo y la estructura en donde se realizará el amarre.

El posicionador guía al Capitán o a su designado al punto de fondeo proporcionando el rumbo y la distancia de la embarcación. Cuando el barco se encuentre en las coordenadas señaladas el Posicionador permitirá el anclaje e imprimirá un registro que contenga los datos del ancla fondeada.

El posicionador verifica que la embarcación se encuentra en un sitio adecuado; si observa inestabilidad o algún riesgo debido a la posición, informa al capitán o a su designado para modificar el estado de la embarcación.

Los integrantes del grupo técnico efectúan las maniobras de ascenso y descenso de las estructuras de los equipos y del vehículo verificando que se encuentren en posición de operación correcta.

El Técnico Operador de equipos y/o el Ingeniero Electrónico calculan el valor de corrección de draft a partir de la medición de la estructura del sensor de la ecosonda

## AJUSTES DE SISTEMAS.

El posicionador anota en la libreta de bitácora la hora de inicio de los ajustes de sistemas.

Los Técnicos operadores de equipos y los Técnicos operadores de (R.O.V.) encienden los sistemas y realizan los ajustes de los sistemas de acuerdo a los requerimientos del cliente y a las condiciones físicas de la zona de trabajo.

El Coordinador y/o el asistente de inspección verifican los parámetros y el correcto funcionamiento de los equipos R.O.V.

El Técnico operador de equipos ingresa el valor de corrección del draft en la consola de la ecosonda.

El posicionador, el Técnico operador de equipos y el Coordinador de Inspección mantienen comunicación constante para definir en todo momento las maniobras y los eventos relevantes que se presenten.

El Posicionador solicita al coordinador o al asistente de inspección el número de video y el número de inmersión así como las frecuencias de operación del sensor remoto del sistema de rastreo montado en el vehículo. Introduce en el módulo de pantalla / comandos del sistema de rastreo el valor de la profundidad.

El Posicionador proporciona a los Técnicos operadores de equipos el valor de la profundidad y anota en el registro de salida de la ecosonda el código de identificación del producto o código de trabajo.

Revisa en la pantalla del sistema de posicionamiento y navegación que la transferencia de datos entre los sistemas de medición y la computadora de navegación ocurra sin interrupciones, en caso de que la transferencia no sea satisfactoria anota en la libreta de bitácora y en la libreta de fallas de equipos el intervalo de tiempo que el equipo se encuentra fuera de servicio, la descripción de la falla y se procede como lo indica el manual de mantenimiento del equipo.

Registra en la libreta de bitácora la hora de finalización de los ajustes de sistemas.

## DESARROLLO DE LAS OPERACIONES

### EL POSICIONADOR:

Registra en la libreta de bitácora el horario de inicio de operaciones.

Mantiene la comunicación con el Coordinador y / o Asistente de la inspección para especificar o guiar al R.O.V. dentro de los rangos de respuesta del equipo de rastreo y en la trayectoria requerida para cubrir las ESPECIFICACIONES técnicas de la inspección y levantamiento.

Observa las imágenes de los monitores para cuidar la calidad de la inspección; en caso de que suceda un evento relevante, lo comunica al representante de compañía para que se proceda apropiadamente.

Informa regularmente el curso y otros datos de navegación al Capitán o su designado, los cuales le permiten a éste gobernar la embarcación, dirigirla o mantenerla en posición correcta de trabajo.

Los Técnicos Operadores de R.O.V. realizan las maniobras de navegación del vehículo durante los trabajos de inspección y levantamiento.

El Coordinador de la inspección y el asistente de la inspección supervisan la calidad de la inspección indicando al Técnico operador del R.O.V. la velocidad del vehículo, ángulo y tiempo de toma en un punto determinado.

El coordinador de la inspección elabora durante el recorrido un reporte preliminar de inspección y levantamiento con vehículo operado a control remoto y toma las lecturas de los sistemas de detección del R.O.V.

El asistente de la inspección realiza un dibujo esquemático de la localización de los eventos de posición y agrega comentarios hablados a las grabaciones en tiempo

real, los cuales describen los eventos de posición y agrega comentarios hablados a las grabaciones en tiempo real, los cuales describen los eventos de posición para facilitar el proceso de edición.

Cuando existan interrupciones durante la inspección y levantamiento se deben anotar en los registros de cada uno de los equipos y en la libreta y libro de bitácora.

#### DUCTOS SUBMARINOS

Al iniciar la inmersión del R.O.V. y durante el levantamiento, el barco debe mantenerse estable o desplazarse lentamente en función del movimiento del vehículo.

Los eventos de posición se marcan cada 25 metros aproximadamente, o cuando se observe un detalle relevante durante el recorrido, y se obtiene un listado en el cual se registran los horarios y la numeración. Los eventos de posición pueden ser de dos tipos:

- a. Eventos de Posición manuales.- Se deben complementar con la descripción del evento.
- b. Eventos de Posición automáticos.- se deben de programar por intervalos de 6 segundos. Si el trabajo lo requiere se utilizara otro intervalo de tiempo.

El vehículo se desplaza longitudinalmente sobre la línea regular para obtener imagen, posición geográfica de la tubería, determinación de sus componentes, su estado físico y su posición con respecto al lecho marino, de acuerdo a los lineamientos siguientes:

**Ducto enterrado.** Reportar el inicio y finalización del ducto enterrado con sus respectivas coordenadas.

**Ducto semienterrado.** Reportar el inicio y finalización del ducto semienterrado con sus respectivas coordenadas.

**Ducto en zanja de dragado.** Se reportan las coordenadas de localización y los datos necesarios que ilustren el perfil lateral del ducto en esta zona y su posición con respecto al lecho marino y la zanja de dragado efectuando un muestreo con recorridos con el R.O.V. en zig-zag.

**Ducto separado del lecho marino.** Reportar inicio y fin de ducto suspendido, con sus respectivas coordenadas y la separación máxima aproximada con respecto al lecho marino. Describir irregularidades o socavación del fondo marino, apilamientos de costales, rocas coralinas.

**Secciones de ducto con probable flotación.** Reportar el inicio y fin con sus respectivas coordenadas. Longitud aproximada del tramo y distancia de separación respecto al nivel del lecho marino puntos máximo y mínimo de elevación (apoyándose

con las lecturas del profundímetro de la cámara central del R.O.V. Reportar si presenta desprendimientos de concreto de lastre.

**Daños mecánicos en el ducto.** En el caso de probables flexiones del ducto. Reportar el inicio y fin con sus respectivas coordenadas. Separación respecto a la superficie de el lecho marino y longitud aproximada. Así como la orientación de la probable flexión En el caso de abolladuras del ducto por impacto o tallones de cable, muescas o cualquier otro daño visible sobre el metal base del ducto, reporta su ubicación en el ducto (parte superior, babor o estribor especificando la dirección del recorrido), medidas aproximadas y las coordenadas de localización.

**Daños en el recubrimiento de concreto.** Fracturas y desprendimientos parciales de concreto o tramos de ducto sin concreto reportar su ubicación, dimensiones o longitud aproximadas y coordenadas de localización y cualquier otra anomalía detectada en estos tramos. Reportar Tallones profundos de cable sobre concreto y las coordenadas de localización cuando se sospeche que el tallón probablemente afecta el metal base del ducto, reportarlo en el formato de daños.

**Lámina de junta de campo con deterioro severo o junta sin lámina.** Reportar laminas con deterioro severo o juntas de campo sin lamina con coordenadas de localización y longitud aproximada del tramo de ducto cuando no presente lamina.

**Escombros metálicos en contacto con el ducto.** Reportar el tipo de escombros, identificación o descripción aproximada sus dimensiones o diámetro aproximado, ubicación en el ducto, coordenadas de localización y cuando el escombros sea mayor, reportar si ocasionó algún daño evidente al ducto o al recubrimiento de concreto.

**Crecimiento Marino.** Se reportará el tipo (blando o duro) predominante, concentración en porcentaje de cada tipo y extensión, muestreando el ducto cada 500 metros, o antes cuando se presenten cambios importantes en su concentración y / o longitud reportar.

**Ánodos del sistema de Protección Catódica.** Reportar coordenadas de localización. Daños en los ánodos o desprendimientos de sus medias conchas especificando la ubicación de la media concha dañada o desprendida. Desgaste estimado expresado en porcentaje. Cuando se detecten ánodos completamente consumidos, reportar alma de ánodo desgastado al 100%.

## CRUCES E INTERCONEXIONES DE DUCTOS SUBMARINOS.

La longitud de cada una de las líneas que comprende el levantamiento abarca 100 m. Tomando como centro las coordenadas del cruce o de la interconexión. El tramo puede variar de acuerdo a las condiciones físicas que presenten la tubería o si se presentan obstrucciones (cables de anclas, boyas, estructuras, entre otros) que puedan poner en riesgo la embarcación o los equipos de trabajo.

Los eventos de posición se marcarán a cada 25 metros aproximadamente, o cuando se observe un detalle relevante durante el recorrido, y se obtiene un registro con las marcas de evento, los eventos de posición deben ser eventos manuales.

La inspección y levantamiento de cruces e interconexiones con R.O.V., comprende recorrer longitudinalmente las líneas que componen dicho cruce o interconexión para obtener imagen, posición geográfica de la tubería, determinación de sus componentes, su estado físico y su posición con respecto al lecho marino, de acuerdo a los Lineamientos siguientes:

#### Cruces de ductos submarinos:

- Socavaciones del lecho marino en cualquiera de los ductos en el área del cruce reportar las coordenadas de inicio y final y la separación máxima aproximada con respecto al lecho marino.
- Reportar si presentan colchón de costalera o colchacreto.
- Reportar cuando los ductos (o cable de fibra óptica) se encuentran en contacto, si presentan desprendimientos o fracturas de concreto,
- Cuando se encuentren separados, reportar su separación aproximada.
- Si el cruce esta enterrado.
- Si presenta arreglo de codos tipo bayoneta.
- Elevación del ducto superior con respecto al lecho marino debido a que se encuentra sobre el ducto inferior (asentado en el lecho marino o sobre costales en el área del cruce. Reportar el inicio y fin de la elevación con sus respectivas coordenadas y la máxima separación con respecto al lecho marino.
- Cualquier otro daño o anomalía que sea detectado.

Adicionalmente, en los tramos inspeccionados de los ductos superior e inferior del cruce, se reportarán los hallazgos mencionados en la inspección de ductos submarinos.

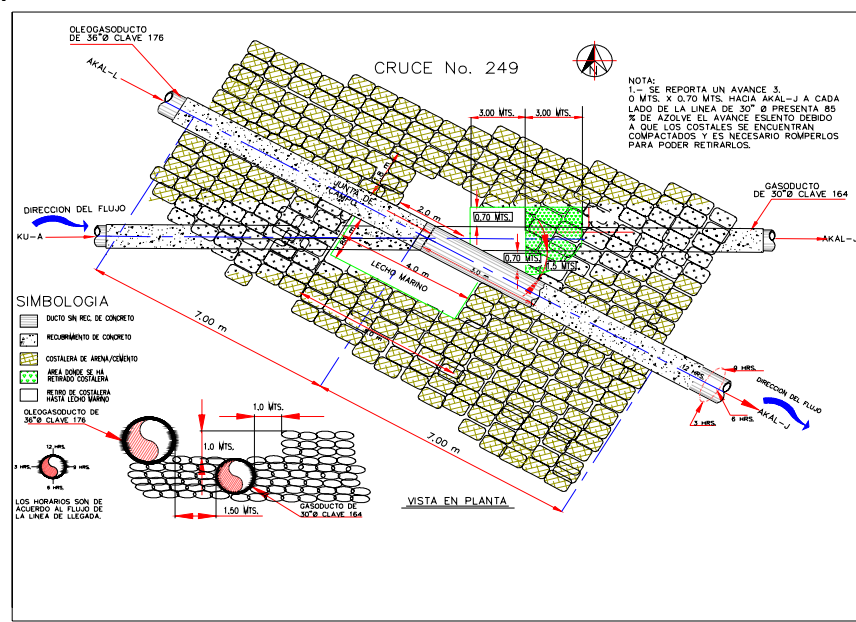
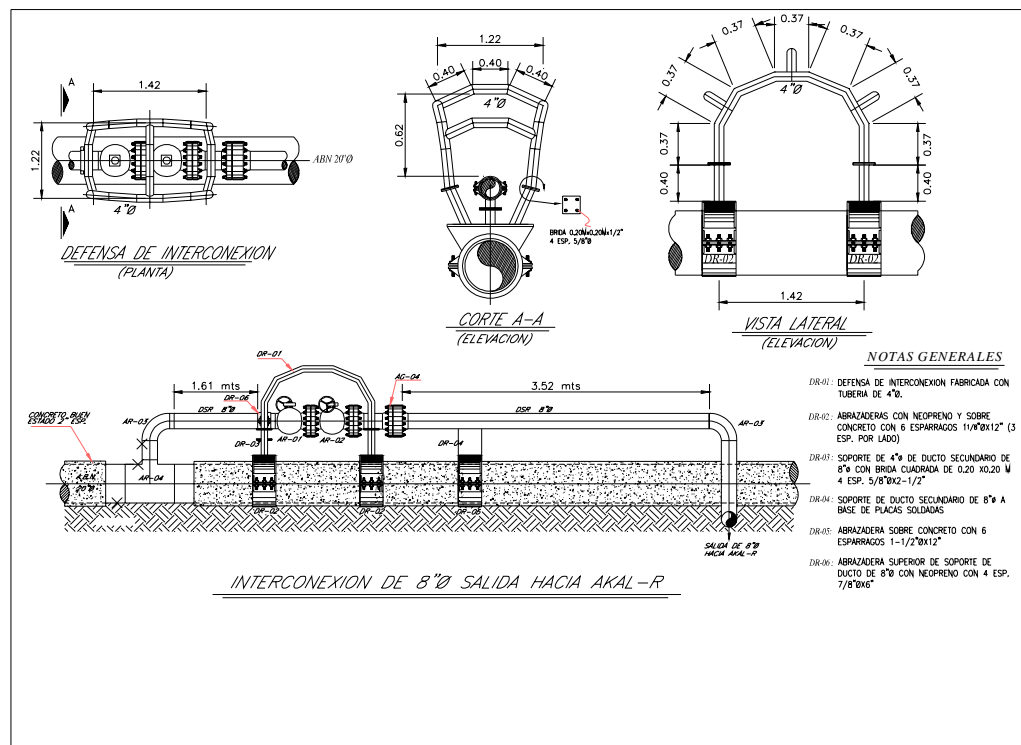


FIGURA No.34 ARREGLO GENERAL DE UN CRUCE DE LÍNEASUBMARINAS.

## Interconexiones de ductos submarinos.

- Tee de desvío
- Válvula(s)
- Carretes de ajuste
- Arreglos de codos
- Disparos
- Válvulas y componentes tipo cruceta de apoyo en corrida de diablos
- Protector de válvulas
- Soporte del ducto secundario
- Atiezadores
- Reportar cuando se presenten otros componentes o accesorios
- Socavación en el lecho marino.
- Ausencia o presencia de costalera
- Si la interconexión se encuentra enterrada
- El tipo de crecimiento marino que tenga

Adicionalmente, en los tramos inspeccionados de los ductos principal y secundario de la interconexión, se reportarán bajo los lineamientos de inspección de ductos submarinos.



**FIGURA No.35 ARREGLO GENERAL EN LA CONSTRUCCIÓN DE UNA INTERCONEXIÓN DE LÍNEAS SUBMARINAS**

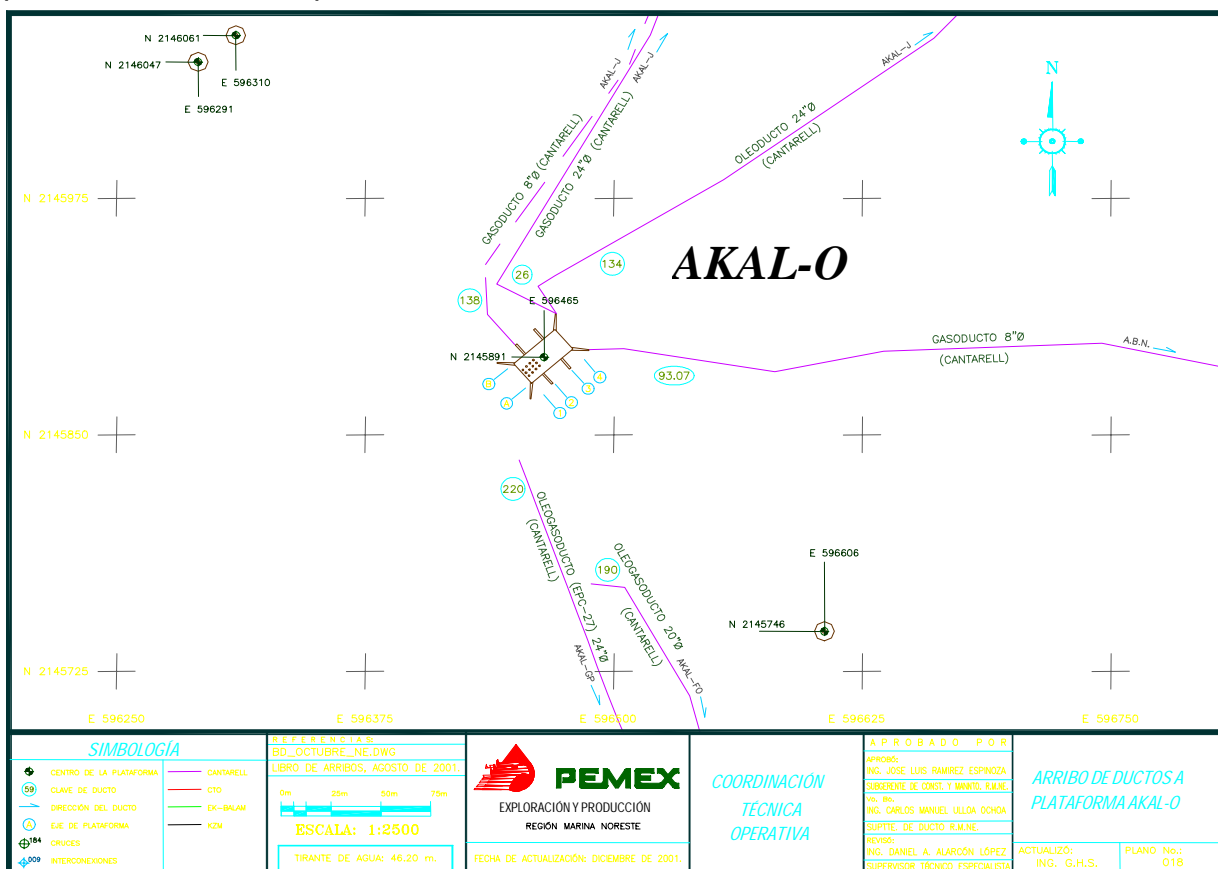


## ARRIBOS DE DUCTOS SUBMARINOS A LAS PLATAFORMAS MARINAS.

Con el barco anclado y / o amarrado a la estructura. El R.O.V., impulsado por su propio sistema de navegación y manipulado por los operadores desde el cuarto de control, navega con dirección a la primera pata de la plataforma, para iniciar el levantamiento del ducto ascendente y del desarrollo al arribo a la plataforma. Las piernas se podrán referenciar y serán las que se localicen dentro del alcance del R.O.V.

Los eventos de Posición se marcan a cada 25 metros aproximadamente, o cuando se observe un detalle relevante durante el recorrido, y se obtiene un registro de las marcas de evento, las cuales se registran en un listado de impresión. Los eventos de posición deben ser eventos de posición manuales.

La inspección y el levantamiento de arribos de ductos submarinos a plataformas marinas, consisten en recorrer longitudinalmente el ducto ascendente, desde la brida riser offset o conector mecánico, hasta una junta después del último codo de la curva de expansión ó 100 metros del codo ascendente hacia la línea regular, en caso de no presentar curva de expansión.



## ARRIBOS DE DUCTOS A PLATAFORMA AKAL-O

FIGURA NO. 36 PLANO DE UN ARRIBO DE DUCTO A PLATAFORMA

Durante las operaciones del ROV se obtiene:

- Lecturas de los equipos que se encuentran montados en el vehículo y en la embarcación.
- Imágenes de video durante todo el recorrido del vehículo: Se obtienen imágenes de la zona de mareas y oleajes, zona vertical sumergida, abrazaderas guía, unión de ducto ascendente con la curva de expansión, y su unión con la línea regular, realizando tomas a diferentes ángulos o panorámicas, sobre todo en los hallazgos relevantes o de las anomalías.
- Posición de la tubería respecto al lecho marino: Se obtienen eventos de posición para obtener orientación y posición de la tubería con respecto al lecho marino y otras características como socavaciones, azolve, etc. De acuerdo a los lineamientos siguientes:

## ARRIBOS DE DUCTOS A COMPLEJO *KU-A*

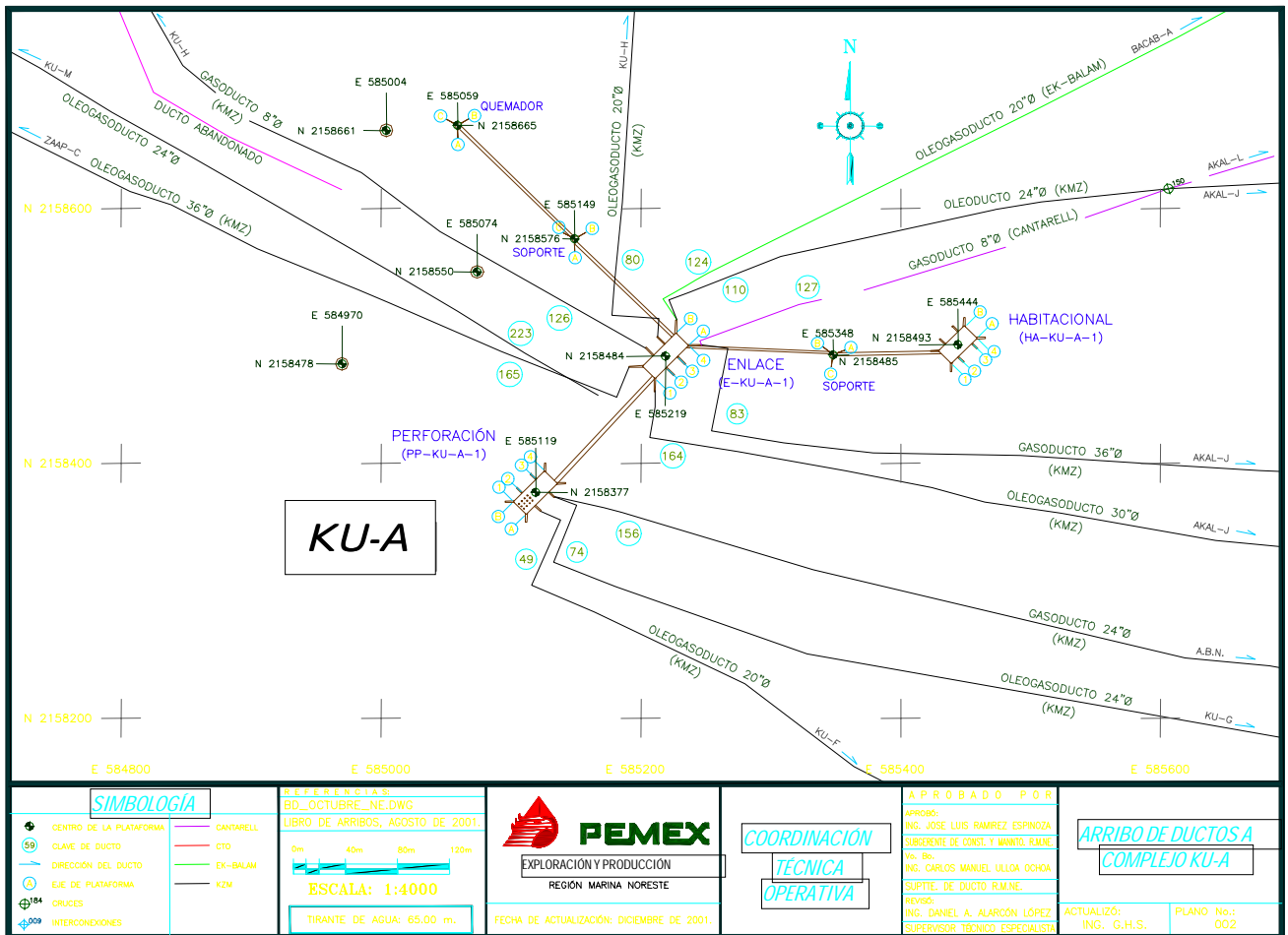


FIGURA NO. 37 PLANO DE UN ARRIBO A COMPLEJO DE PRODUCCIÓN

Conexión del codo ascendente con el tramo vertical del ducto:

Se debe reportar si presenta fugas o daños mecánicos evidentes, se reportará el tipo de conexión que puede consistir en: Brida compuesta por dos bridas unidas con espárragos; Conector Cameron o conector mecánico, o unión por medio de soldadura

Abrazadera ancla:

Mencionar el tipo (fija, telescópica, o articulada) Si presenta crecimiento marino, duro y / o blando porcentaje de concentración y longitud aproximada. Si presenta daños mecánicos, de apreciarse, si se encuentra sobre concreto o sobre el metal.

Codo ascendente.

Mencionar cuando presente desprendimientos de concreto o recubrimiento de cinta termoplástica. Si se encuentra asentado sobre el lecho marino, en caso contrario reportar la distancia de separación. Si se encuentra sobre costales de arena. Cualquier anomalía detectada.

Curva de Expansión.

Cuando presente un solo codo, mencionar, "codo único de la curva de expansión" hacia la izquierda / derecha (en dirección a la línea regular). Cuando presente dos codos, mencionar "primer codo de la curva de expansión" hacia la izquierda / derecha (en dirección a la línea regular) y segundo codo de la curva de expansión hacia la izquierda / derecha. Mencionar el tipo de crecimiento marino predominante (duro y/o blando). Su extensión aislado, localizado o generalizado. Su concentración expresada en porcentaje y la longitud aproximada. Socavación o separación del lecho marino, azolve o si se encuentra enterrado. Si presenta acolchonamiento de costales de arena o colchacreto. Daños mecánicos o cualquier otra anomalía detectada. Anotar cuando el arribo no presente curva de expansión.

Conector Mecánico o Conexiones Bridadas.

Cuando la curva de expansión presente uniones intermedias y con el tramo del codo ascendente y la línea regular de éste tipo, mencionar si se observan fugas. Reportar daños mecánicos evidentes.

Adicionalmente, en los tramos Inspeccionados del ducto de arribo se reportarán los hallazgos bajo los lineamientos de inspección de ductos submarinos.

## REVISION, ALMACENAMIENTO Y ENTRAGA DE LA INFORMACIÓN GENERADA.

El Coordinador de la inspección y/o el asistente de inspección lleva el control cuidadoso de los videos tomados, utilizando para ello el “Formato de control de videos” y etiqueta cada uno de los videos de acuerdo al formato de control correspondiente. Empaqueta temporalmente los videos en cajas de archivo o en bolsas de plástico debidamente selladas.

EL Coordinador de la inspección y el Representante de Compañía llevan el control de los registros que generan los equipos y revisan los formatos verificando que se encuentren completos, además:

- a. Verifica la secuencia de eventos en los registros
- b. Identifica las anomalías.
- c. Verifica las notas aclaratorias
- d. Examina el llenado de los formatos de control.

El Representante de Compañía, mediante el “Control y entrega de trabajos realizados” informa los eventos relevantes y los motivos por los que se pudiera suspender o dejar inconclusos los trabajos.

El Representante de Compañía llena el formato de “Control de trabajo” y el grupo técnico empaqueta en sobres o enrolla la información documental de cada uno de los trabajos. Ordenan los rollos o los sobres, junto con los videos, en cajas de archivo o en bolsas debidamente selladas. Finalmente guardan la información en un sitio libre de humedad con la menor manipulación posible.

Durante el cambio de guardia el Representante de compañía o su designado entrega al jefe de interpretación y procesamiento de datos o a su designado los sobres o los rollos de cada trabajo de manera individual verificando ambos en el “Control y entrega de trabajos realizados” que se encuentren todos ellos. También se hace entrega del “Control de archivos de posicionamiento” y del disco que contiene dichos archivos.

En caso de que el Representante del Cliente a bordo de la embarcación lo solicite, la información generada es procesada para generar un reporte preliminar y le será entregada para que a su vez él la turne al personal de la embarcación o la instalación que la requiera, o bien se mande a tierra.

### 6.1.5.- INSPECCIÓN CON SONAR DE BARRIDO LATERAL Y APOYO DE UN BARCO TOPÓGRAFO.

Mediante este método de inspección indirecta son Inspeccionados cada dos años la mayor parte de los ductos submarinos en la Sonda de Campeche, en virtud de su gran alcance y cobertura pues en una jornada de 24 horas de inspección se pueden avanzar de 10 y hasta 15 kilómetros de ducto Inspeccionado, todo dependiendo de las buenas condiciones atmosféricas y climatológicas que generen que el mar esté en condiciones de marejada suave para el óptimo funcionamiento del sonar de barrido lateral.

Por este método hemos podido detectar con oportunidad la trayectoria de un garreo de ancla que se aproximó a un ducto submarino, objetos metálicos de gran tamaño en cercanía de los ductos, posición de las patas de plataformas autoelevables de perforación respecto a los ductos y en general se obtiene información valiosa sobre la configuración del lecho marino y si el ducto está enterrado, semienterrado, o flotando sobre el lecho marino y también es capaz de detectar pequeñas fugas de gas y detectar desalineamientos del ducto, probablemente ocasionados por alguna ancla o algún otro evento extraordinario.

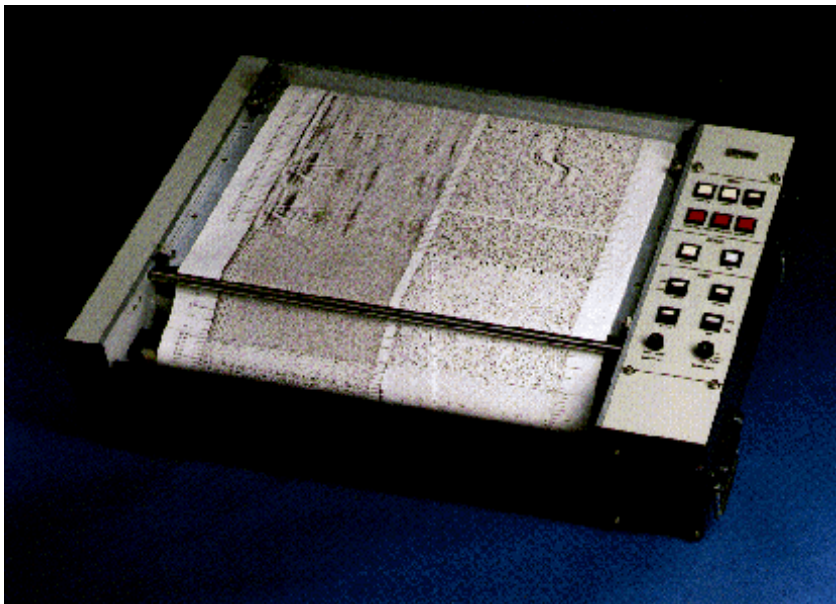


FIGURA No. 38 GRAFICADORA DEL DETECTOR DE TUBERÍAS.

Para ilustrar como se está efectuando esta inspección indirecta en la actualidad, hemos desarrollado este tema de la siguiente forma:



**FIGURA No. 39 BARCO HUNDIDO GRAFIADO POR EL S.S.S.  
DETECTADO CON EL BARRIDO LATERAL**

#### **6.1.5.1.- OBJETIVO**

El objetivo de este procedimiento es dar los lineamientos para realizar la inspección indirecta Nivel 1 de tuberías submarinas utilizando el sonar de barrido lateral y el apoyo de un barco de apoyo.

#### **6.1.5.2.- ALCANCE**

Este procedimiento aplica a los trabajos de inspección de tuberías submarinas con sonar de barrido lateral, mediante el cual proporcionará de manera indirecta la configuración de la tubería y las anomalías que pudieran existir en ésta.

#### **6.1.5.3.- DEFINICIONES.**

### a) Sonar de barrido lateral (SBL)

Aparato con un arreglo de transductores que es remolcado atrás de la popa del barco, empleado para detectar de manera indirecta la presencia de objetos sumergidos mediante un despliegue de señales acústicas oblicuas (en forma de abanico) sobre el lecho marino.



FIGURA No. 40 SISTEMA SONAR DE BARRIDO LATERAL

### b) Transductor

Aparato que transforma las señales acústicas en eléctricas y mecánicas, y viceversa.

### c) Lecho marino

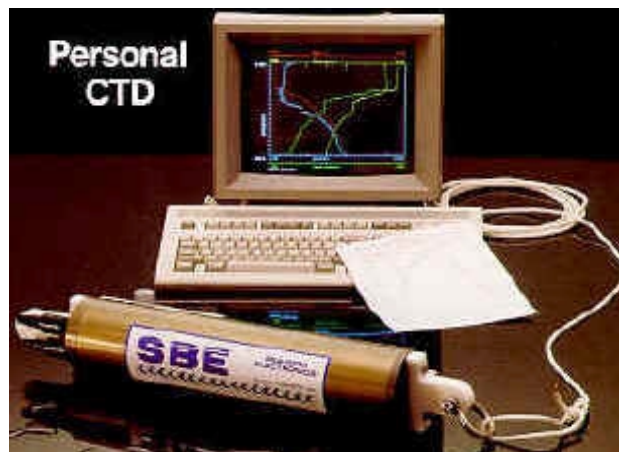
El lecho marino o fondo del mar es la parte sólida que se encuentra debajo del agua.

### d) Ecosonda

Dispositivo de indicación directa destinado a determinar la profundidad de las aguas marinas por reflexión de señales acústicas.

**e) Señal acústica**

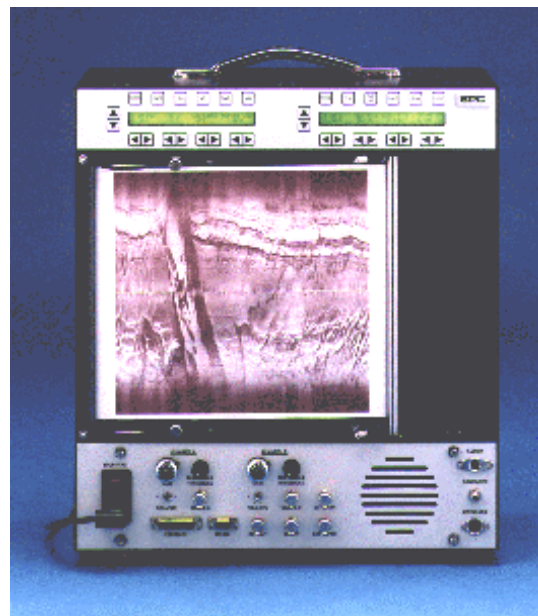
Oscilación y propagación de las ondas de sonido, transmitidas desde el transductor hasta el lecho marino y recibidas por el mismo transductor.



**FIGURA No. 41 MEDIDOR DE VELOCIDAD DEL SONIDO EN EL AGUA**

**f) Asolvamiento**

Dícese del lodo depositado por la acción de las corrientes a un costado, o cubriendo total o parcialmente a la tubería.



**FIGURA No 42 GRAFICADORA S.S.S.**



#### **6.1.5.4.- DESARROLLO DE ACTIVIDADES**

##### 6.1.5.4.1 Responsabilidades

a) Es responsabilidad del superintendente de la compañía contratista o su designado la implementación del presente procedimiento.

b) Es responsabilidad del supervisor de compañía contratista verificar que el personal realice y reporte los resultados de acuerdo a lo establecido en este procedimiento.

c) Es responsabilidad del personal técnico operativo de la compañía contratista realizar adecuadamente las actividades de operación y manejo del sonar de barrido lateral que en lo sucesivo se denominará SBL.

d) Es responsabilidad del supervisor de PEMEX o su designado proporcionar la información necesaria para que la compañía realice los trabajos de inspección, así como verificar el cumplimiento del presente procedimiento.

##### 6.1.5.4.2. Requisitos

###### 6.1.5.4.2.1. Requisitos de personal

a) El supervisor será un técnico calificado, familiarizado con las técnicas de inspección con SBL.

b) El personal que maneje los equipos del SBL deberá estar capacitado en el manejo de dichos equipos

c) El personal que interprete los registros de datos del SBL deberá tener amplia experiencia en la interpretación de resultados.

###### 6.1.5.4.2.2. Requisitos del equipo

a) La embarcación debe tener suficiente estabilidad y deberá contar con un lote de refacciones necesarias para reparaciones menores en caso de fallas, garantizando de esta manera un funcionamiento continuo y adecuado del equipo.

###### 6.1.5.4.2.3. Equipo a utilizar

- a) Equipo de buceo de superficie.
- b) Sonar de barrido lateral (SBL)
- c) Equipo de posicionamiento (GPS)
- d) Sistema medidor de profundidad (Ecosonda)

#### 6.1.5.4.3. Actividades

Las actividades de la inspección indirecta Nivel 1 con sonar de barrido lateral (SBL) iniciarán con la verificación de que la embarcación, el equipo y el personal necesarios para esta inspección cumplan con los requisitos establecidos por PEMEX. Deberá verificarse además que el equipo funcione correctamente, y deberán verificarse la velocidad de remolque, la longitud del cable de remolque y que el sistema de posicionamiento esté trabajando aceptablemente.

Antes de que la embarcación zarpe del puerto, se deberá corroborar que se tiene a bordo toda la información relativa de los ductos submarinos por INSPECCIÓN, tal información será proporcionada por PEMEX. Entre esta información se encuentran planos de: aLINEAMIENTO, cruces, interconexiones, etc.

Una vez cumplido con lo antes citado, la embarcación procederá a posicionarse sobre la línea en el punto de inicio de la inspección, verificando antes de que no haya embarcaciones que interfieran con las actividades de inspección con SBL. En caso de haberlas, se deberá tener comunicación previa con la embarcación para saber hasta donde podrá realizarse la inspección.

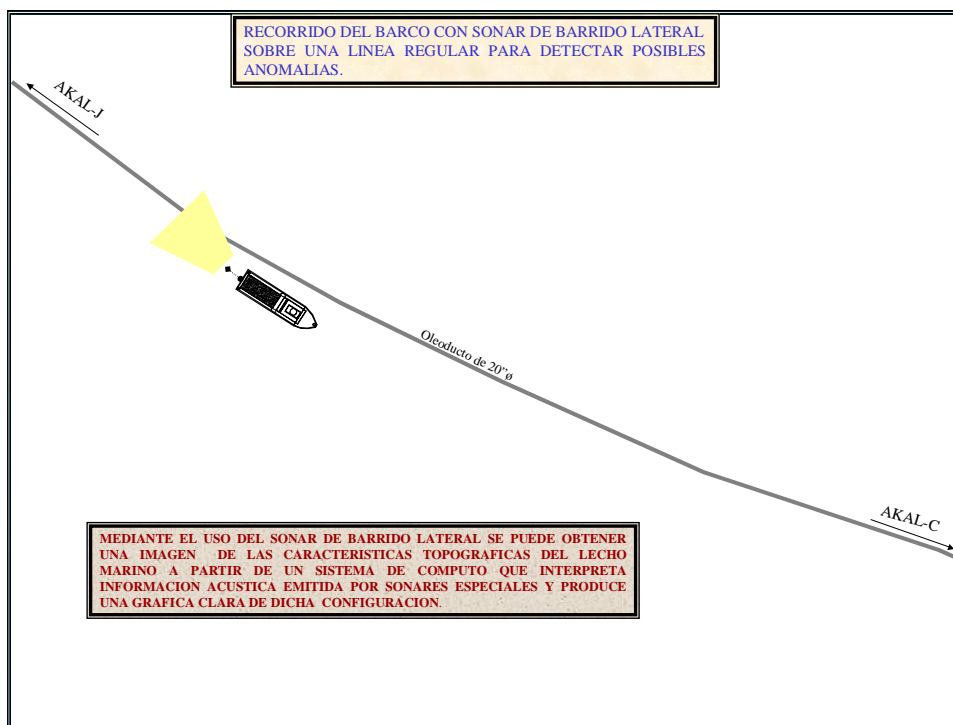
Al inicio de los trabajos se introducen al agua los transductores de la ecosonda y se verifica el tirante de agua, con esto se conoce la cantidad de cable que deberá darse al SBL, además deberán anotarse todos los parámetros iniciales de la ecosonda como son: fecha, hora, número de evento y profundidad a la que se encuentra sumergido el sonar, por otro lado deberán verificarse los parámetros de la graficadora del sonar como son: velocidad de avance del papel, ajuste de escala, sensibilidad de rastreo del lecho marino, etc.

El técnico operador del SBL deberá anotar al inicio, al final y cada 5 eventos los datos de profundidad del sensor, tirante de agua, azimut que lleva el barco y longitud del cable de remolque.

Los datos que pueden obtenerse con el análisis de los registros del SBL durante la inspección son:

- Posición de la tubería sobre el lecho marino o en el interior de la zanja
- Cruces con otras líneas.
- Disparos submarinos
- Escombros sobre la tubería

- Tubería fuera de ruta
- Deslizamiento de lodos con peligro potencial en la tubería



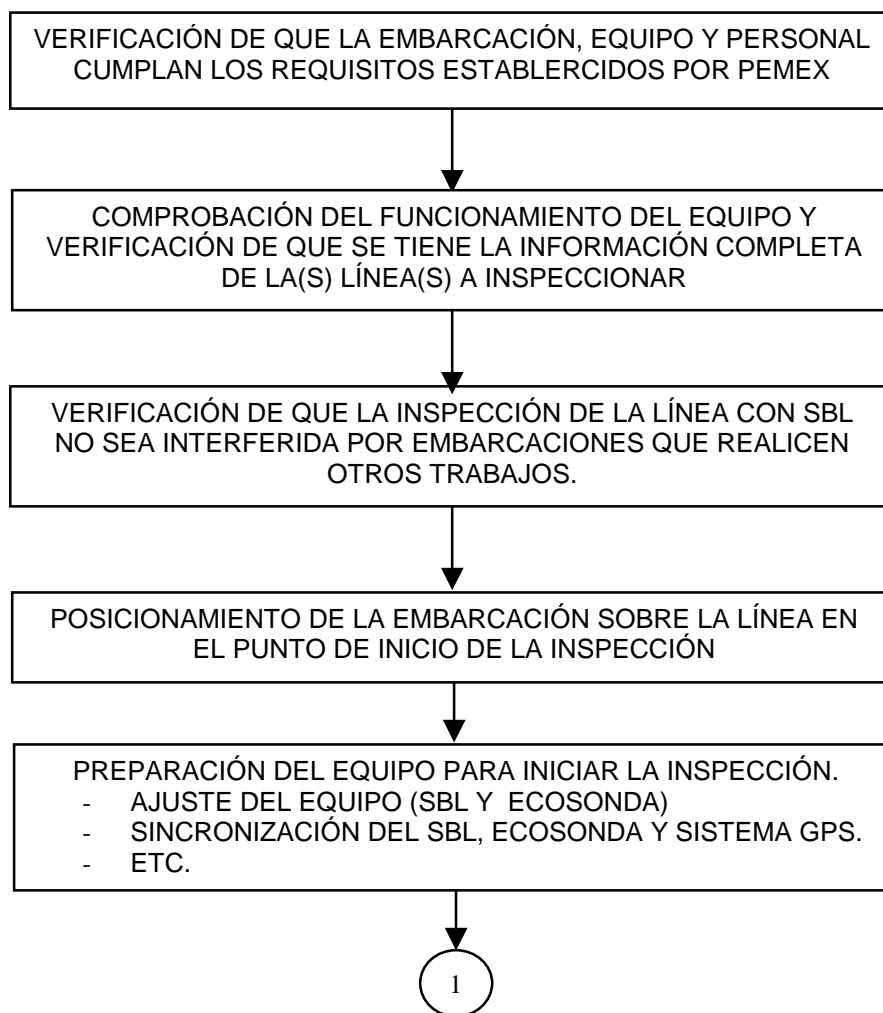
**FIGURA No. 43 RECORRIDO DEL BARCO CON SONAR DE BARRIDO LATERAL SOBRE EL DUCTO**

En caso de que en el desarrollo de estas actividades se encuentren daños o anomalías críticas, por ejemplo fugas, se procederá a elaborar el reporte urgente de inspección, el cual deberá ser enviado al Coordinador de supervisión de PEMEX, para que se tomen las medidas adecuadas.

Terminada la inspección son SBL de la(s) línea(s), la siguiente actividad es el análisis del registro del SBL, realizando una evaluación preliminar de los daños o anomalías encontradas durante la inspección.

Al final se elaborará un reporte de los hallazgos encontrados durante la inspección que incluirá las anomalías críticas y la evaluación preliminar. Los resultados deberán reportarse en los formatos de inspección de tubería submarina con SBL anexos en este procedimiento. El reporte deberá ser entregado a PEMEX junto con el registro del SBL.

### 6.1.5.5.- DIAGRAMA DE FLUJO



**DIAGRAMA No.5 PROCEDIMIENTO GENERAL PARA EFECTUAR UNAS INSPECCIÓN CON ZONAR DE BARRIDO LATERAL SBL**

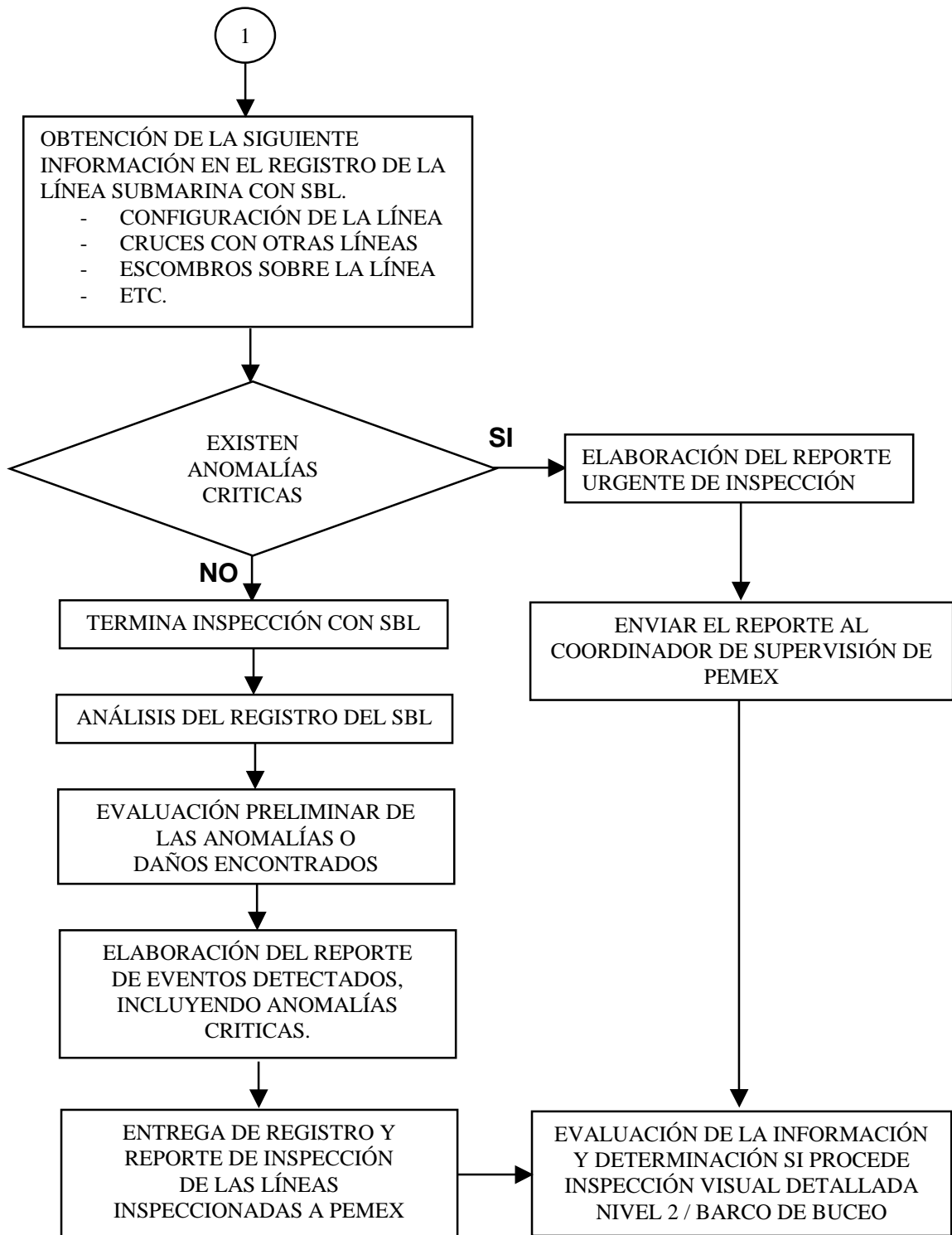


DIAGRAMA No. 5 CONTINUACIÓN

### 6.1.5.6.- REFERENCIAS

- 1998 Manual Genérico de Inspección de Tuberías Submarinas  
1999 Procedimiento de Inspección de Cruces de Líneas Submarinas

### 7.- FORMATOS

FI-TSB-003 Resumen de inspección con sonar de barrido lateral (SBL)

<p><b><u>SISTEMA SONAR DE BARRIDO LATERAL(SIDE SCAN SONAR)</u></b></p> <p>EL EQUIPO ESTA COMPUESTO DE UN VEHICULO HIDRODINAMICO CON UN ARREGLO DE DOS TRANSDUCTORES EN SU INTERIOR, QUE ES REMOLCADO DENTRO DEL AGUA, UNA GRAFICADORA DIGITAL DE DOS CANALES CON IMPRESIÓN EN PAPEL ELECTROSTATICO DESDE EL CUAL SE GENERAN LOS PULSOS ACUSTICOS Y UN CABLE DE REMOLQUE DE DOBLE ARMADO. ADICIONALMENTE SE DISPONE DE UN EQUIPO COMPUTARIZADO PARA PRESENTACION EN VIDEO DE LOS REGISTROS OBTENIDOS, ADEMAS DE UNA FUENTE DE PODER ESPECIFICA PARA SU ADECUADA OPERACIÓN.</p> <p>ESTE DISPOSITIVO CILINDRICO DE DISEÑO HIDRODINAMICO PROVISTO DE ALETAS, ES REMOLCADO DETRÁS DE LA POPA DE LA EMBARCACION. EN SU INTERIOR LLEVA UN ARREGLO DE DOS TRANSDUCTORES QUE EMITEN ATRAVES DEL AGUA, UN HAZ ACUSTICO EN FORMA DE ABANICO A UNA FRECUENCIA APROXIMADA DE 105 KHZ. CADA UNO. LOS REFLEJOS DE LAS SEÑALES PROCEDENTES DEL FONDO MARINO SON CAPTADOS POR EL MISMO EQUIPO SENSOR, TRANSMITIENDOSE Y AMPLIFICANDOSE A TRAVES DEL CABLE DE REMOLQUE CONECTADO A LA GRAFICADORA, EN DONDE LA SEÑAL CORRESPONDIENTE SE DIGITALIZA, PROCESA E IMPRIME EN PAPEL ELECTROSTATICO, OBTENIENDO DE ESTA MANERA LO QUE SE CONOCE COMO REGISTRO SISMICO-ACUSTICO.</p>	 <p>PESCADO</p>  <p>GRAFICADORA</p>
---	--



**FIGURA No. 44 RESULTADOS DEL SONAR DE BARRIDO LATERAL**

RESUMEN DE INSPECCIÓN CON SONAR DE BARRIDO LATERAL (SBL)

TUBERÍA SUBMARINA

EQUIPO UTILIZADO \_\_\_\_\_

COORDENADAS		TIRANTE DE AGUA	(1) ESCOMBROS	(2) TUBERÍA DEFORMADA O FUERA DE RUTA	(3) TUBERÍA SOBRE AFLORAMIENTOS	FUGAS	(4) CRUCES E INTERCONEXIONES	DESLIZ DE LODOS	OBSERVACIONES
X	Y								

- (1) Indicar si están sobre o cercanos a la tubería.
- (2) Indicar el posible motivo, por ejemplo garreo de anclas, etc.
- (3) Indicar si los afloramientos son coralíferos, rocosos, etc. E indicar la longitud del cruce.
- (4) Identificar la línea con la que se cruza.
  - Indicar si la línea está sobre el lecho marino, total o parcialmente enterrada.
  - Cualquier otro evento no indicado en este formato se indicará en el recuadro de observaciones.

\_\_\_\_\_  
TÉCNICO INSPECTOR

\_\_\_\_\_  
TÉCNICO ANALISTA

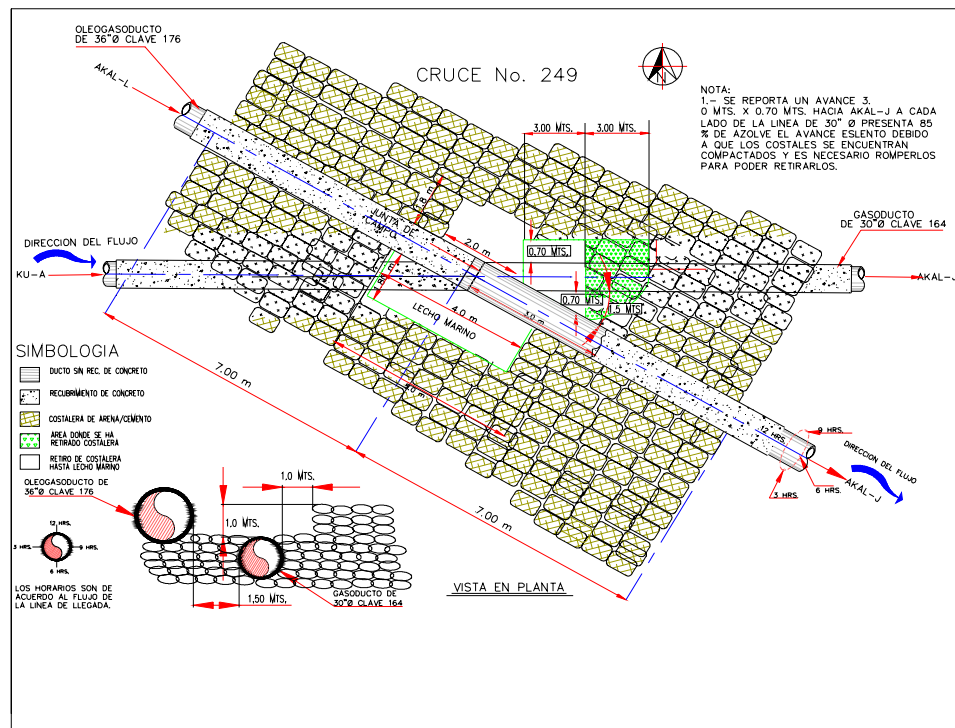
\_\_\_\_\_  
REPRESENTANTE DEL CLIENTE

**TABLA No. 143**

### 6.1.6.- EVALUACIÓN DE LA INSPECCIÓN EFECTUADA A LOS CRUCES SUBMARINOS.

Una vez efectuada la inspección indirecta de las líneas submarinas, uno de los puntos más importantes son los cruces que tiene con otros ductos existentes, ya que hemos observado que con los años, las obras especiales del cruce pueden deteriorarse pues es muy común que los dos ductos estén separados por medio de costales llenos con una mezcla de cemento y arena y colchacretos. Sin embargo en ocasiones los ductos superiores pueden estar trabajando en condiciones de flujo tipo slug lo que genera vibración y sacudidas cíclicas del ducto lo que ocasiona la disgregación de los costales de cemento arena y puede dejar en contacto los dos ductos ocasionando así daños en su pared. Asimismo tales sacudidas por la operación cíclica pueden ocasionar que el mismo ducto realice una zanja en el lecho marino quedando sin soporte y generándole así esfuerzos por flexión excesiva que pueden ocasionar su ruptura.

Por las razones anteriores, el método siguiente es muy empleado para evaluar la información que es obtenida al momento de haber Inspeccionado, con los métodos de inspección indirecta antes desarrollados, los cruces de tuberías submarinas:



**FIGURA No. 34 ARREGLO GENERAL DE UN CRUCE DE LÍNEAS SUBMARINAS**



## CONTENIDO:

### 6.1.6.1. OBJETIVO

### 6.1.6.2. ALCANCE

### 6.1.6.3. REFERENCIAS

### 6.1.6.4. TERMINOLOGÍA

### 6.1.6.5. RESPONSABILIDADES

### 6.1.6.6. PROCEDIMIENTO

### 6.1.6.7. ANEXOS

### 6.1.6.8. DIAGRAMA DE FLUJO

#### 6.1.6.1. OBJETIVO

Establecer las actividades requeridas que deben considerarse en la evaluación de cruces de tuberías submarinas, empleando tecnología de punta.

#### 6.1.6.2. ALCANCE

Determinar la metodología que se debe llevar a cabo en gabinete para la Interpretación de Datos para la evaluación de cruces de tuberías submarinas.

#### 6.1.6.3. REFERENCIAS

- CARTA GEOGRÁFICA DEL DESARROLLO DE LÍNEAS SUBMARINAS EN LA SONDA DE CAMPECHE.
- REPORTE DE ACERCAMIENTOS A PLATAFORMAS EN LA SONDA DE CAMPECHE POR PEP.
- PEP- CTA-001 CRUCE DE SISTEMAS DE TUBERÍAS DE CONDUCCIÓN COSTAFUERA.
- ESPECIFICACIÓN “EVALUACIÓN DE LÍNEAS SUBMARINAS EN LA SONDA P.E.P. P.2.0722.01 CAMPECHE”.

#### 6.1.6.4.- TERMINOLOGÍA.

**TUBERÍA SUBMARINA** Tubería de acero al carbón recubierta con lastre de concreto utilizada para la conducción de hidrocarburos, de una plataforma marina a otra, o de una plataforma marina de perforación o producción a una instalación de producción o compresión situada en tierra.

**BASES DE EVALUACIÓN** Documento aprobado por PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, en el cual se describen los objetivos, alcances y características específicas para el desarrollo de la evaluación de la Tubería Submarina y de sus cruces.

**CRUZAMIENTO SUBMARINO** Método por el cual se realiza el cruce de una línea existente con la Línea Submarina

**ALÍNEAMIENTO:** Solución geométrica del recorrido de la Línea Submarina.

**CURVA DE EXPANSIÓN:** Sección de tubería comprendida entre la línea regular y el ducto ascendente o interconexión submarina.

.

#### 6.1.6.5.- RESPONSABILIDADES

Es responsabilidad del Subgerente de Procesado e interpretación de Datos proporcionar los medios y recursos necesarios al Jefe de área, para desarrollar la evaluación de los cruces submarinos.

Es responsabilidad del Jefe de área y de los Ingenieros Interpretes y de Procesado, realizar la evaluación y dictaminar el estado en que se encuentran los cruces submarinos y elaborar la Ingeniería para eliminar las anomalías detectadas

#### 6.1.6.6.- PROCEDIMIENTO

Los cruces submarinos, tanto de líneas submarinas enterradas como superficiales, cumplen la función de impedir el contacto entre ambas tuberías, evitando así daños mecánicos en cuanto a su comportamiento estructural y evitando interrupciones en sus sistemas de protección anticorrosiva por medio de protección catódica a base de ánodos de sacrificio, por lo que en su evaluación se deberá verificar que dicho cruce cumpla con las normas, códigos y Especificaciones nacionales e internacionales aplicables.

6.1.6.6.1. Para dar inicio a la evaluación del cruce, se deberá recopilar y revisar la información requerida:

- a) Bases de evaluación aprobadas por el Cliente.
- b) Información de la inspección del Cruce Submarino conteniendo:
  - b.1 Verificación de posibles socavaciones y/o azolve en la zona de cruzamiento.
  - b.2 Anomalías en las tuberías y sus recubrimientos.
  - b.3 Verificación del estado físico del acolchonamiento y distancia libre entre ambas tuberías.
  - b.4 Verificación de las coordenadas y kilometraje del cruzamiento.
- c) Planos de proyecto y AS-BUILT de alineamientos y cruzamientos de las líneas existentes que serán evaluadas.

#### 6.1.6.6.2. Desarrollo del análisis para Evaluación de Cruces Submarinos.

Las siguientes actividades se realizarán de acuerdo con el Procedimiento Técnico para Evaluación de Cruces Submarinos.

- a) Realizar el modelo geométrico del cruzamiento.
- b) Elaboración del análisis estructural del cruzamiento.
- c) Revisión e interpretación de resultados.
- d) Elaboración del reporte de resultados y elaboración de soluciones para las anomalías detectadas.
- e) Elaboración del plano de cruzamiento.
- f) Elaboración de la Memoria Técnico-Descriptiva.
- g) Integración de los documentos generados al Libro de Proyecto.

#### 6.1.6.7. ANEXOS

Se anexa Lista de Verificación

## LISTA DE VERIFICACIÓN

		JEFE DE AREA	VERIFICO	FECHA
7.1	Bases de evaluación aprobadas por PEMEX EXPLORACIÓN Y PROD.	Ω _____	_____	_____
7.2	Datos del reporte de inspección de los cruces submarinos	Ω _____	_____	_____
7.3	Planos de proyecto y AS-BUILT de alineamiento y/o curvas de expansión de las Líneas existentes.	Ω _____	_____	_____
7.4	Modelo geométrico del cruzamiento.	Ω _____	_____	_____
7.5	Análisis estructural del cruzamiento	Ω _____	_____	_____
7.6	Revisión e interpretación de resultados.	Ω _____	_____	_____
7.7	Recomendaciones y soluciones de las anomalías detectadas.	Ω _____	_____	_____
7.8	Reporte de resultados	Ω _____	_____	_____
7.9	Plano de cruzamientos.	Ω _____	_____	_____
7.10	Memoria Técnico – Descriptiva	Ω _____	_____	_____
7.11	Integración de Memoria Técnico – Descriptiva en el Libro de Proyecto.	Ω _____	_____	_____

**TABLA No. 144**

### 6.1.6.8.- DIAGRAMA DE FLUJO

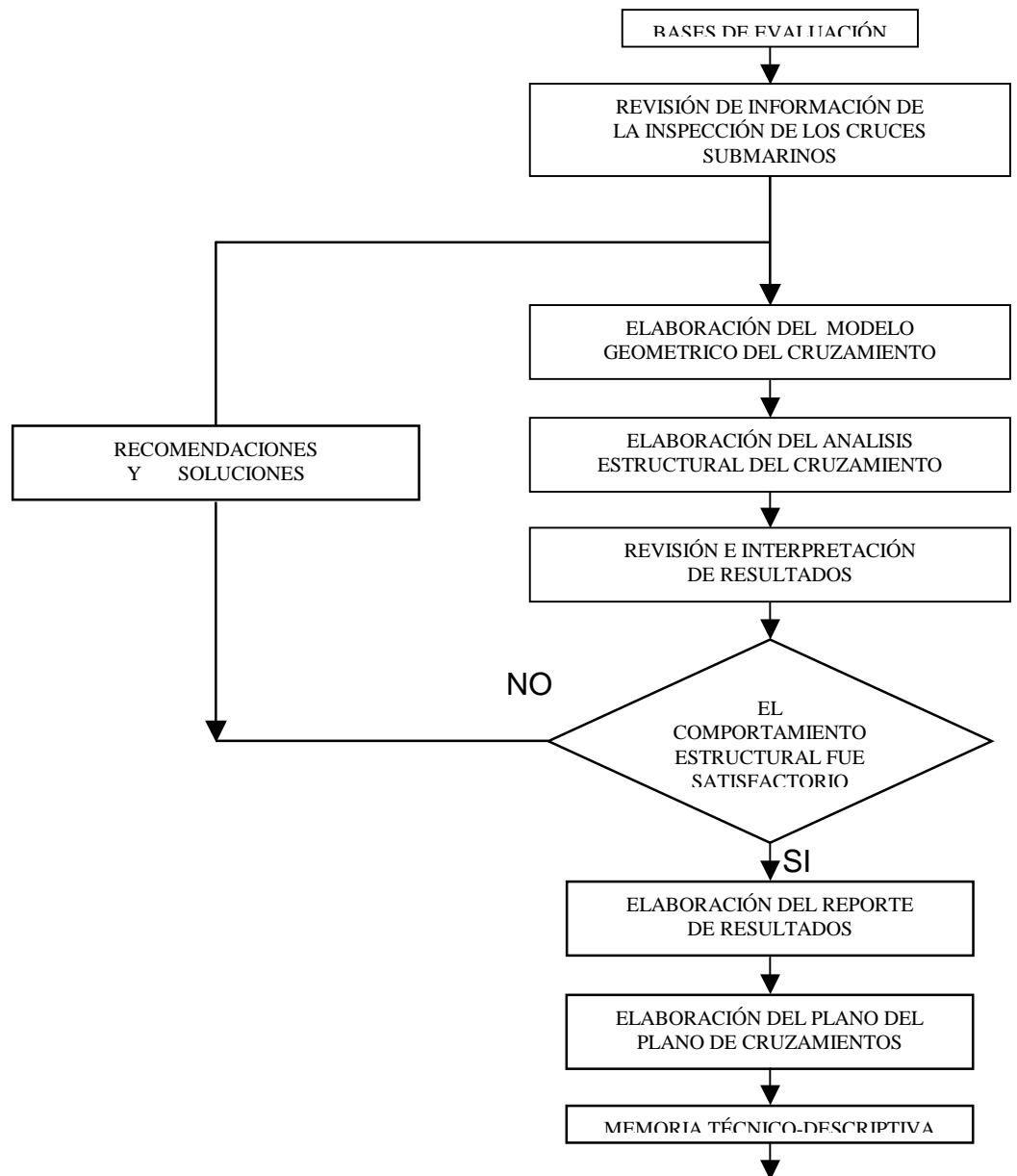


DIAGRAMA No. 6 PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN DE UN CRUCE

### 6.1.7.- EVALUACIÓN DE LA INSPECCIÓN EFECTUADA A LAS INTERCONEXIONES SUBMARINAS.

Al igual que los cruces, las interconexiones de líneas submarinas son obras especiales muy importantes y estratégicas para el manejo de los hidrocarburos, entre las distintas instalaciones marinas de producción o entre las plataformas y las instalaciones de almacenamiento y compresión situadas en tierra.

En dichas interconexiones se localizan válvulas, embridajes, protectores de válvulas contra impactos, codos, tees, reducciones, etcétera, los cuales se encuentran protegidos contra la corrosión por medio de sistemas de protección catódica, sin embargo es importante efectuarles una inspección indirecta cada dos años a fin de poder detectar posibles fugas, objetos extraños, golpes por anclas o cualquier otra posible anomalía que amenace su integridad.

Por lo anterior, actualmente es muy utilizado el siguiente método para evaluar la información que se genera al llevar a cabo una inspección indirecta de las interconexiones con lo cual se generan los programas de mantenimiento correctivo o preventivo, a fin de maximizar su vida útil y proporcionar un óptimo funcionamiento.

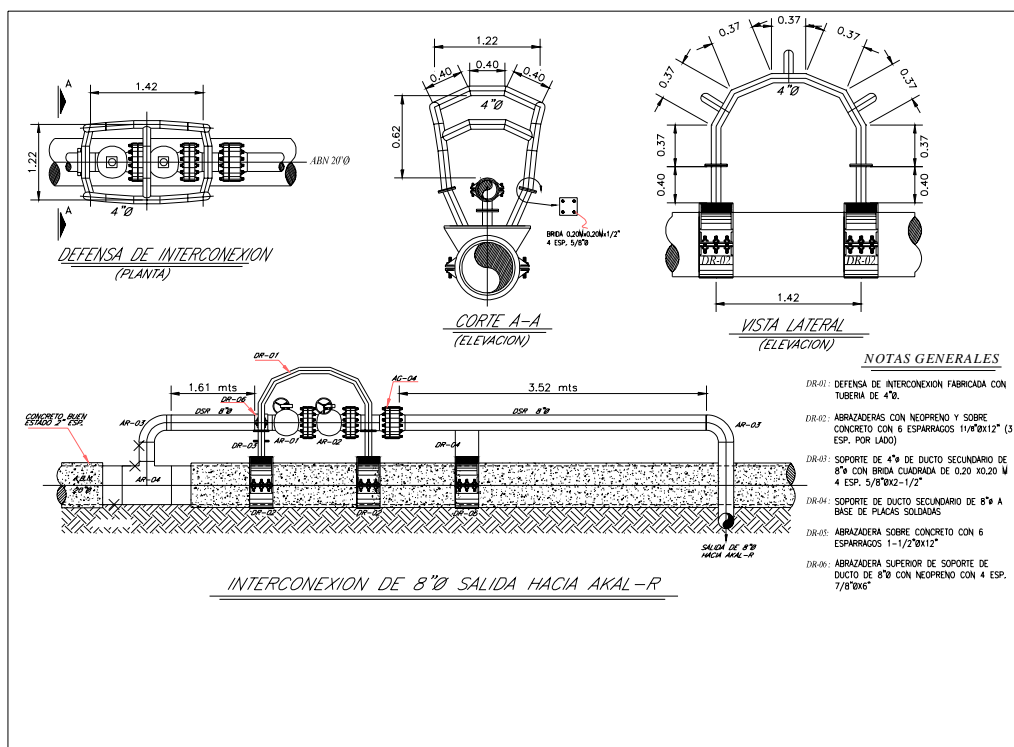


FIGURA No. 35 ARREGLO GENERAL DE UNA INTERCONEXION

## CONTENIDO:

### 6.1.7.1. OBJETIVO

### 6.1.7.2. ALCANCE

### 6.1.7.3. REFERENCIAS

### 6.1.7.4. TERMINOLOGÍA

### 6.1.7.5. ESPONSABILIDADES

### 6.1.7.6. PROCEDIMIENTO

### 6.1.7.7. ANEXOS

### 6.1.7.8. DIAGRAMA DE FLUJO

## DESARROLLO:

### 6.1.7.1.- OBJETIVO

Establecer las actividades requeridas que deben considerarse para la evaluación de una interconexión submarina, en el desarrollo de un proyecto de evaluación de Tuberías Submarinas, empleando tecnología de punta.

### 6.1.7.2.- ALCANCE

Determinar la metodología adecuada que se debe llevar a cabo dentro de la Subgerencia de Procesado e interpretación de Datos, para la evaluación de la Interconexión Submarina, en el desarrollo de un proyecto para inspección y evaluación de Tuberías Submarinas.

### 6.1.7.3.- REFERENCIAS

- ANSI / ASME      AMERICAN NATIONAL STANDARD INSTITUTE
- ANSI CODE B31.8      GAS TRANSMISSION AND DISTRIBUTION PIPING SYSTEMS
- ANSI CODE B31.4      LIQUID PETROLEUM TRANSPORTATION PIPING SYSTEMS
- ANSI CODE B31.3      CHEMICAL PLANT AND PETROLEUM REFINERY PIPING

- ESPECIFICACIÓN “EVALUACIÓN DE LÍNEAS SUBMARINAS EN LA SONDA DE P.E.P. P.2.0722.01 CAMPECHE
- API RP 1111 “DESIGN, CONSTRUCTION, OPERATION AND MAINTENANCE OF OFFSHORE HYDROCARBON PIPELES”.
- ASME B31G “MANUAL FOR DETERMINING THE REMAINING STRENGTH OF CORRODED PIPELINES”

#### 6.1.7.4.- TERMINOLOGÍA

BASES DE USUARIO	Documento proporcionado por PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN en el cual se describen los requerimientos y características generales del proyecto a desarrollar
BASES DE EVALUACIÓN	Documento aprobado por PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN donde se describen los objetivos, alcances y características específicas para el desarrollo del proyecto.
TUBERIA SUBMARINA	Tubería de acero al carbón recubierta con lastre de concreto utilizada para la conducción de hidrocarburos, de una plataforma marina a otra, o de una plataforma marina de perforación o producción a una instalación de producción o compresión situada en tierra.
CURVA DE EXPANSION	Sección de tubería comprendida entre la línea regular y el ducto ascendente o interconexión submarina.
DUCTO ASCENDENTE	Sección de tubería para el ascenso de la misma, desde su conexión con la curva de expansión, hasta su conexión con la tubería sobre cubierta.
DISPARO SUBMARINO	Accesorios submarinos (Teé, codo, válvula), con la finalidad de incorporar o derivar la producción de una línea (ramal) a otra (cabezal).
ALÍNEAMIENTO	Solución geométrica del recorrido de la Línea Submarina.



#### 6.1.7.5.- RESPONSABILIDADES

Es responsabilidad del Subgerente de Procesado e interpretación de Datos proporcionar los medios y recursos necesarios al Jefe de área, para desarrollar la evaluación de la interconexión submarina.

Es responsabilidad del Jefe de área, de los Ingenieros Interpretes y de Procesado, realizar la evaluación de la interconexión Submarina.

#### 6.1.7.6.- PROCEDIMIENTO

La interconexión submarina tiene como finalidad permitir la adecuada conexión entre una Línea ramal (Secundario), con el disparo submarino de una Línea troncal (Principal) existente.

6.1.7.6.1 Para dar inicio a las actividades para la evaluación de la curva de expansión, se deberá recopilar y revisar la información requerida:

- a) Bases de usuario proporcionadas por el Cliente.
- b) Bases de evaluación aprobadas por el Cliente.
- c) Reporte de inspección, incluyendo:
  - c.1 Verificación de hermeticidad en conexiones bridadas.
  - c.2 Determinación de las coordenadas y dimensiones de la interconexión Submarina.
  - c.3 Verificar socavación y/o azolve en el área de la Interconexión Submarina y estado físico del acolchonamiento.
  - c.4 Verificar el estado de corrosión que presenta la tubería, así como el posible desprendimiento del lastre de concreto.
  - c.5 Verificar el estado físico de las abrazaderas de la Interconexión Submarina y protectores de válvulas.
  - c.6 Ángulos de inflexión en bridas de desalineamiento.
- d) Planos de proyecto de la Interconexión Submarina.
- e) Fecha de instalación y tiempo de operación de la Interconexión Submarina.
- f) Reporte de corrida de diablo instrumentado en Línea troncal y Línea ramal.
- g) Condiciones de operación actuales y futuras del ramal y Línea troncal.

6.1.7.6.2 Desarrollo de la evaluación de interconexiones Submarinas.

Las siguientes actividades se realizarán de acuerdo con el Procedimiento Técnico para Evaluación de Interconexiones Submarinas:

- a) Determinar el espesor remanente de la tubería principal y secundaria que forman dicha Interconexión Submarina.

- b) Realizar el modelo estructural tanto de la limpieza de interconexión, como de las abrazaderas.
- c) Analizar estructuralmente el comportamiento de la Interconexión Submarina.
- d) Realizar el análisis de las abrazaderas de la Interconexión Submarina.
- e) Evaluar la permanencia o sustitución de protectores para válvulas.
- f) Revisión de resultados y elaboración de soluciones para las anomalías detectadas.
- g) Elaboración del plano de la Interconexión Submarina.
- h) Elaboración del reporte de resultados.
- i) Elaboración de la Memoria Técnico-Descriptiva.
- j) Integrar los documentos generados al Libro de Proyecto.

#### 6.1.7.7 ANEXOS.

Se anexa lista de verificación

## LISTA DE VERIFICACIÓN

		JEFE DE AREA	VERIFICO	FECHA
7.1	Bases de evaluación aprobadas por PEMEX EXPLORACIÓN Y PROD.	Ω		
7.2	Datos del reporte de inspección de las interconexiones Submarinas	Ω		
7.3	Espesor remanente de la Interconexión Submarina.	Ω		
7.4	Modelo estructural de la Interconexión Submarina	Ω		
7.5	Modelo estructural de las abrazaderas para la Interconexión Submarina.	Ω		
7.6	Análisis de flexibilidad de la Interconexión Submarina.	Ω		
7.7	Análisis estructural de las abrazaderas de la Interconexión Submarina.	Ω		
7.8	Revisión de resultados de la Interconexión Submarina y de las abrazaderas.	Ω		
7.9	Recomendaciones y soluciones para las anomalías detectadas.	Ω		
7.10	Planos de la Interconexión Submarina	Ω		
7.11	Reporte de resultados	Ω		
7.12	Memoria Técnico – Descriptiva	Ω		
7.13	Integración de Memoria Técnico – Descriptiva en el Libro de Proyecto	Ω		

**TABLA No. 145**

### 6.1.7.8.- DIAGRAMA DE FLUJO

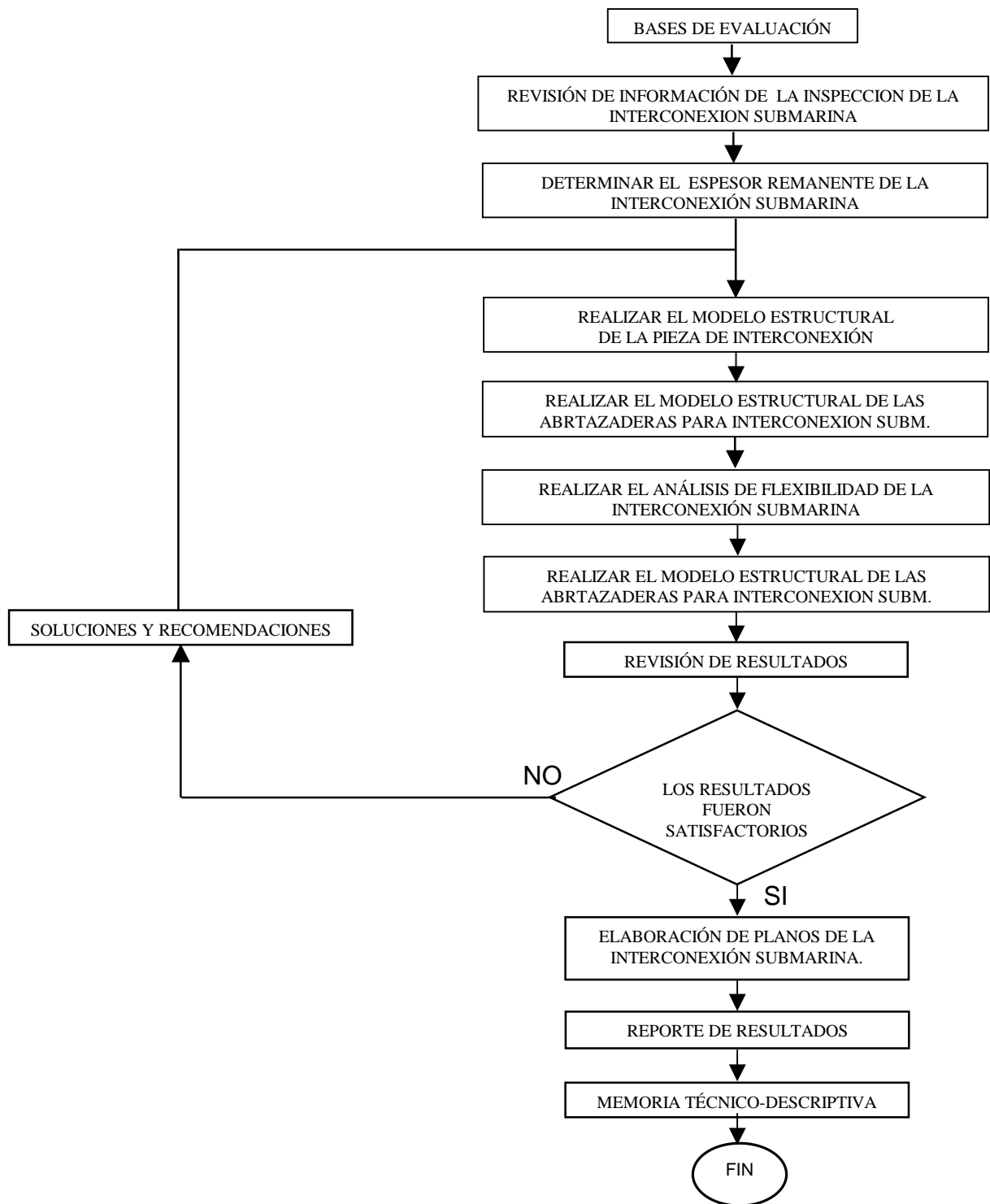


DIAGRAMA No. 6

### 6.1.8.- EVALUACIÓN DE LA INSPECCIÓN EFECTUADA A LAS DERIVACIONES SECUNDARIAS DE LA LÍNEA SUBMARINA, COMÚNMENTE DENOMINADOS “DISPAROS” .

Al igual que las interconexiones de líneas submarinas, los disparos son obras especiales muy importantes y estratégicas para el manejo de los hidrocarburos, entre las distintas instalaciones marinas de producción o entre las plataformas y las instalaciones de almacenamiento y compresión situadas en tierra.

En dichos disparos también se localizan válvulas, embridajes, protectores de válvulas contra impactos, codos, tees, reducciones, etcétera, los cuales se encuentran protegidos contra la corrosión por medio de sistemas de protección catódica, sin embargo es importante efectuarles una inspección indirecta cada dos años a fin de poder detectar posibles fugas, objetos extraños, golpes por anclas o cualquier otra posible anomalía que amenace su integridad.

Por lo anterior, actualmente es muy utilizado el siguiente método para evaluar la información que se genera al llevar a cabo una inspección indirecta de los disparos de tubería submarina con lo cual se generan los programas de mantenimiento correctivo o preventivo, a fin de maximizar su vida útil y proporcionar un óptimo funciona.

La diferencia entre los disparos y las interconexiones es el tamaño de la instalación pues en una interconexión se localizan más equipos y accesorios para el cierre del flujo o su desvío o bloqueo mientras que en el disparo solo se localiza su válvula de seccionamiento con su protector y la tee de desvío.



FIGURA No. 45 DISPARO DEL ANILLO DE BOMBEO NEUMÁTICO

## DESARROLLO:

### 6.1.8.1.- OBJETIVO

Establecer las actividades requeridas que deben considerarse en la evaluación de Disparos Submarinos para una Tubería Submarina existente, empleando tecnología de punta.

### 6.1.8.2.- ALCANCE

Determinar la metodología que se debe llevar a cabo en la Subgerencia de Procesado e Interpretación de Datos para la evaluación de disparos submarinos.

### 6.1.8.3.- REFERENCIAS

- API RP 1111 “DESIGN, CONSTRUCTION, OPERATION AND MAINTENANCE OF OFFSHORE HYDROCARBON PIPELINES”
- API –6D “SPECIFICATION FOR PIPELINE VALVES”
- MSS-SP-44 BRIDAS DE ACERO PARA TUBERÍAS
- MSS-SP-75 ESPECIFICACIÓN PARA ACCESORIOS SOLDABLES FORJADOS, EN ALTA RESISTENCIA.
- ANSI B 16.5 BRIDAS Y ACCESORIOS PARA BRIDAS DE ACERO PARA TUBERÍAS.
- ANSI B 16.9 ACCESORIOS DE ACERO SOLDABLE.
- ASME B 31G “MANUAL FOR DETERMINING THE REMAINING STRENGTH OF CORRODED PIPELINES”.
- ESPECIFICACIÓN “EVALUACIÓN DE LÍNEAS SUBMARINAS EN LA SONDA DE P.E.P. P.2.0722.01 SONDA DE CAMPECHE”.

### 6.1.8.4.- TERMINOLOGÍA.

**BASES DE USUARIO** Documento proporcionado por el Cliente en el cual se describen los requerimientos y características generales del proyecto a desarrollar.

**BASES DE EVALUACIÓN** Documento aprobado por el Cliente en cual se describen los objetivos, alcances y características específicas para el desarrollo de la evaluación de la Tubería Submarina.

#### 6.1.8.5.- RESPONSABILIDADES

Es responsabilidad del Subgerente de Procesado e interpretación de Datos proporcionar los medios y recursos necesarios al Jefe de área, para desarrollar la evaluación de los disparos submarinos.

Es responsabilidad del Jefe de área y de los Ingenieros Interpretes y de Procesado, realizar la evaluación del Disparo Submarino, así como del análisis estructural de las abrazaderas para soporte.

#### 6.1.8.6.- PROCEDIMIENTO

Los disparos submarinos tienen la finalidad de incorporar a una línea principal la producción proveniente de una plataforma, así mismo en el caso de los ductos para bombeo neumático, tienen la finalidad de derivar a partir de la línea principal el gas para inyección de pozos a una Plataforma Marina.

6.1.8.6.1. Para dar inicio a las actividades para la evaluación de la curva de expansión, se deberá recopilar y revisar la información requerida:

- a) Bases de usuario proporcionadas por el Cliente.
- b) Bases de evaluación aprobadas por el Cliente.
- c) Información de la inspección de la curva de expansión y del resto de la Línea Submarina.
  - c.1 Estado físico del Disparo Submarino (válvulas, accesorios y tubería).
  - c.2 Verificación de posible socavación y/o azolve del terreno en el área circundante al Disparo Submarino.
  - c.3 Ubicación y estado físico de las abrazaderas para soporte del Disparo Submarino.
  - c.4 Estado físico del acolchonamiento donde se apoya el Disparo Submarino.
  - c.5 Verificación de la hermeticidad de las conexiones del Disparo Submarino.
  - c.6 Coordenadas de localización del Disparo Submarino y tirante de Agua.
- d) Localización de la plataforma de la cual se recibe o a la cual se envía el producto.
- e) Planos de proyecto y AS-BUILT del Disparo Submarino.
- f) Condiciones de operación actuales y futuras de la línea principal y del ramal que conecta con el Disparo Submarino.

#### 6.1.8.6.2. Desarrollo de la Evaluación del disparo de línea submarina.

Las siguientes actividades se realizarán de acuerdo con el Procedimiento Técnico para Evaluación del disparo de línea submarina:

- a) Revisión del Disparo por presión y temperatura.
- b) Elaboración del modelo estructural de las abrazaderas que soportan al Disparo Submarino, con base en el reporte de inspección.
- c) Elaboración del análisis estructural de las abrazaderas.
- d) Revisión de resultados y establecimiento de soluciones y recomendaciones para las anomalías detectadas.
- e) Elaboración de plano para el Disparo Submarino.
- f) Elaboración de la Memoria Técnico-Descriptiva de Evaluación.
- g) Integración de los documentos generados al Libro de Proyecto.



6.1.8.7.- ANEXOS.

LISTA DE VERIFICACIÓN

		JEFE DE AREA	VERIFICO	FECHA
7.1	Recopilación y Revisión de Información.	Ω _____	_____	_____
7.2	Bases de evaluación aprobadas por PEMEX EXPLORACIÓN Y PROD.	Ω _____	_____	_____
7.3	Análisis del comportamiento estructural del Disparo bajo condiciones de presión y temperatura.	Ω _____	_____	_____
7.4	Localización del Disparo Submarino.	Ω _____	_____	_____
7.5	Modelo estructural de las abrazaderas.	Ω _____	_____	_____
7.6	Análisis estructural de las abrazaderas	Ω _____	_____	_____
7.11	Datos de entrada del programa de análisis de flexibilidad.	Ω _____	_____	_____
7.7	Resultados de los análisis del Disparo y de sus Abrazaderas.	Ω _____	_____	_____
7.8	Recomendaciones y soluciones para las anomalías detectadas.	Ω _____	_____	_____
7.9	Reporte de resultados	Ω _____	_____	_____
7.10	Plano del Disparo Submarino.	Ω _____	_____	_____
7.11	Memoria Técnico – Descriptiva	Ω _____	_____	_____
7.12	Integración de Memoria Técnico – Descriptiva en el Libro de Proyecto.	Ω _____	_____	_____

**TABLA No. 146**

### 6.1.8.8.- DIAGRAMA DE FLUJO

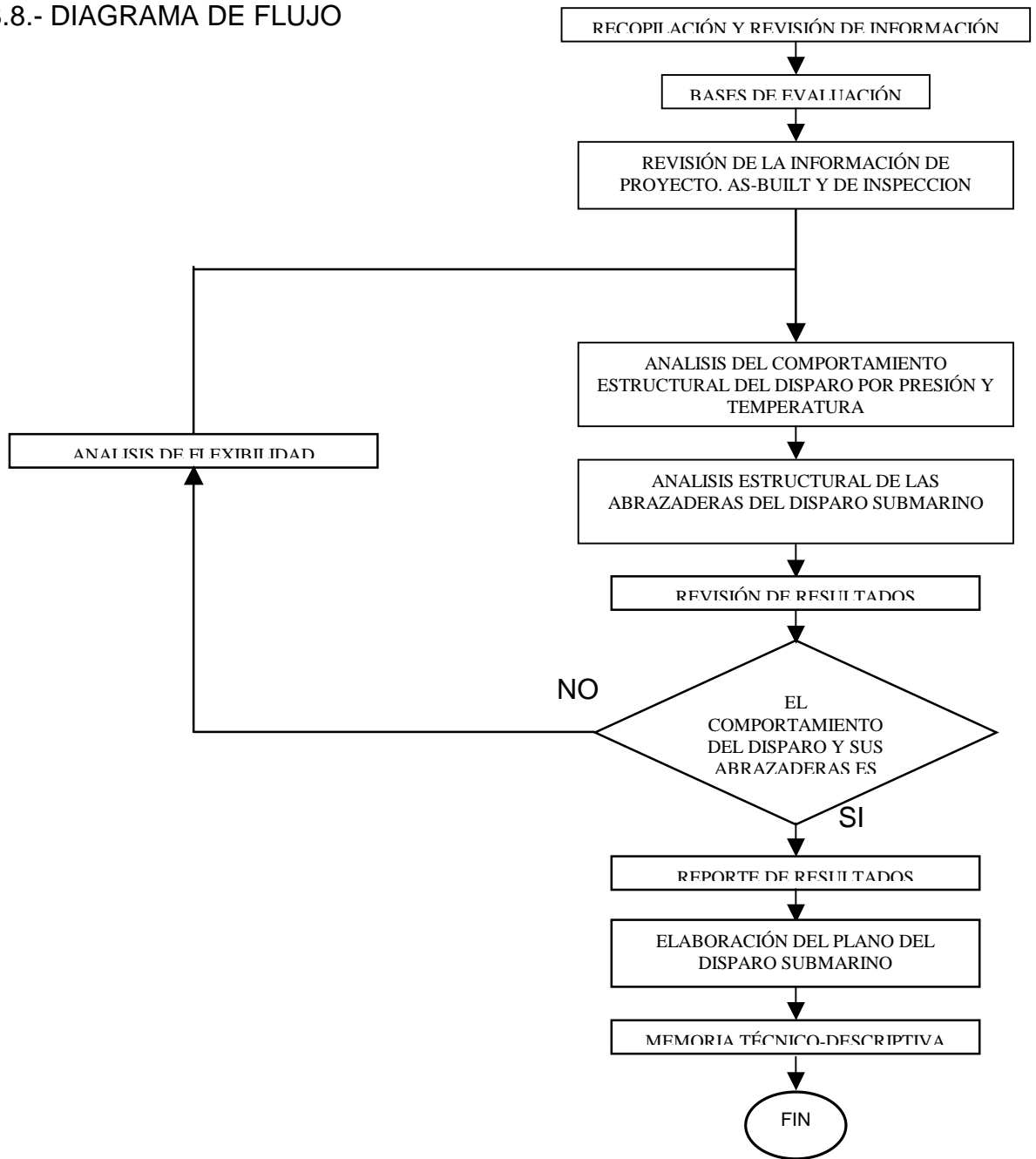


DIAGRAMA No. 7

### **6.1.9.- EVALUACIÓN DE LA INSPECCIÓN EFECTUADA A LOS PROTECTORES CONTRAIMPACTOS DE LAS VÁLVULAS SUBMARINAS.**

Los protectores contraimpactos que se tienen en las interconexiones submarinas y en los disparos submarinos tienen la finalidad de proteger a las válvulas, bridas, conectores, ánodos y soportes contra posibles caídas de objetos pesados, como anclas de barcos, o de redes de barcos de pesca que puedan arribar al área de plataformas marinas.

Por esta importante función, dichos protectores deben ser inspeccionados y rehabilitados a fin de que cumplan su función en todo momento, por lo que por medio del siguiente método actualmente se está evaluando su estado a partir de la información que se obtiene durante las campañas de inspección indirecta que se desarrollan para las líneas submarinas, sus disparos e interconexiones:



**FIGURA No. 46 DEFENSA DE INTERCONEXIÓN**

## CONTENIDO:

6.1.9.1. OBJETIVO

6.1.9.2. ALCANCE

6.1.9.3. REFERENCIAS

6.1.9.4. TERMINOLOGÍA

6.1.9.5. RESPONSABILIDADES

6.1.9.6. PROCEDIMIENTO

6.1.9.7. ANEXOS

6.1.9.8. DIAGRAMAS DE FLUJO

## DESARROLLO:

### 6.1.9.1.- OBJETIVO

Establecer las actividades requeridas que deben considerarse para realizar la evaluación del protector para válvulas submarinas, en el desarrollo de un proyecto de evaluación de Tubería Submarina existente, empleando tecnología de punta.

### 6.1.9.2.- ALCANCE

Determinar la metodología adecuada que se debe llevar a cabo dentro de la Subgerencia de Procesado e Interpretación de Datos para la evaluación del protector para válvulas submarinas, de un proyecto de inspección y evaluación de Tuberías Submarinas para el transporte de hidrocarburos.

### 6.1.9.3.- REFERENCIAS

- A.I.S.C.I. AMERICAN NATIONAL STANDARD INSTITUTE.
- A.W.S. "STRUCTURAL WELDING CODE (STEEL)".

- A.P.I. RP1111 “DESIGN CONSTRUCTION, OPERATION AND MAINTENANCE OFF OFFSHORE PLATFORMS”.  
I.M.C.A. INSTITUTO MEXICANO DE LA CONSTRUCCIÓN EN ACERO
- ESPECIFICACIÓN “EVALUACIÓN DE LÍNEAS SUBMARINAS EN LA SONDA DE P.E.P. P.2.0722.01 CAMPECHE.

#### 6.1.9.4.- TERMINOLOGÍA

**BASES DE EVALUACIÓN** Documento aprobado por PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN donde se describen los objetivos, alcances y características específicas para el desarrollo del proyecto.

#### 6.1.9.5.- RESPONSABILIDADES

Es responsabilidad del Subgerente de Procesado e interpretación de Datos proporcionar los medios y recursos necesarios al Jefe de área, para desarrollar la evaluación del protector para válvula submarina.

Es responsabilidad del Jefe de área, de los Ingenieros de Intérpretes y de Procesado, realizar el análisis estructural para la evaluación del protector para válvula submarina y formular las soluciones y recomendaciones para subsanar las anomalías detectadas.

#### 6.1.9.6.- PROCEDIMIENTO

El protector tiene la finalidad de proteger a las válvulas submarinas de la posibilidad de que se enganchen accidentalmente en ellas las redes de los pescadores, o que por accidente puedan sufrir golpes de los cables de las anclas de las embarcaciones que se encuentren realizando algún trabajo cerca de ellas.

6.1.9.6.1. Para dar inicio a las actividades para evaluación del protector del ducto para válvula submarina, se deberá recabar y revisar la información requerida.

- a) Bases de usuario proporcionadas por el cliente.
- b) Planos de proyecto y AS-BUILT del protector.
- c) Localización del protector para válvulas submarinas.
- d) Fecha de instalación del protector para válvula submarina.
- e) Información de la Inspección del protector para el ducto ascendente, incluyendo:

- d.1 Verificar abolladuras por golpes y el estado de corrosión en los elementos que conforman el protector.
- d.2 Estado físico de las abrazaderas del protector y de las zonas en donde se conecta sobre la tubería submarina.
- d.3 Estado físico de los espárragos en las abrazaderas.

#### 6.1.9.6.2 Desarrollo de la evaluación del Protector para el Ducto Ascendente.

Las siguientes actividades se realizarán de acuerdo con el Procedimiento Técnico para Evaluación del Protector para el Ducto Ascendente.

- a) Elaboración del modelo estructural del protector para válvulas submarinas.
- b) Elaboración del análisis estructural del protector para el ducto ascendente.
- c) Revisión de resultados y elaboración de soluciones y recomendaciones para las anomalías detectadas.
- d) Elaboración del plano del protector para el ducto ascendente.
- e) Reporte de resultados
- f) Elaboración de la Memoria Técnico- Descriptiva.
- g) Integración de la Memoria Técnico- Descriptiva al Libro de Proyecto.

### 6.1.9.7.- ANEXOS

Se anexa Lista de Verificación

## LISTA DE VERIFICACIÓN DEL ESTADO DEL PROTECTOR DE VÁLVULAS SUBMARINAS

	JEFE DE AREA	VERIFICO	FECHA
7.1 Bases de evaluación aprobadas por el cliente.	Ω _____	_____	_____
7.2 Localización del protector para válvulas submarinas.	Ω _____	_____	_____
7.3 Fecha de instalación del protector para válvulas submarinas	Ω _____	_____	_____
7.4 Datos del reporte de inspección del protector.	Ω _____	_____	_____
7.5 Modelo estructural del protector para válvulas submarinas.	Ω _____	_____	_____
7.6 Análisis estructural del protector para válvulas submarinas.	Ω _____	_____	_____
7.7 Revisión de resultados del Análisis Estructural	Ω _____	_____	_____
7.8 Recomendaciones y soluciones para las anomalías detectadas.	Ω _____	_____	_____
7.9 Plano del protector para válvulas submarinas.	Ω _____	_____	_____
7.10 Reporte de resultados.	Ω _____	_____	_____
7.11 Memoria Técnico – Descriptiva	Ω _____	_____	_____
7.12 Integración de Memoria Técnico – Descriptiva en el Libro de Proyecto.	Ω _____	_____	_____

**TABLA No. 147**

### 6.1.9.8.- DIAGRAMA DE FLUJO

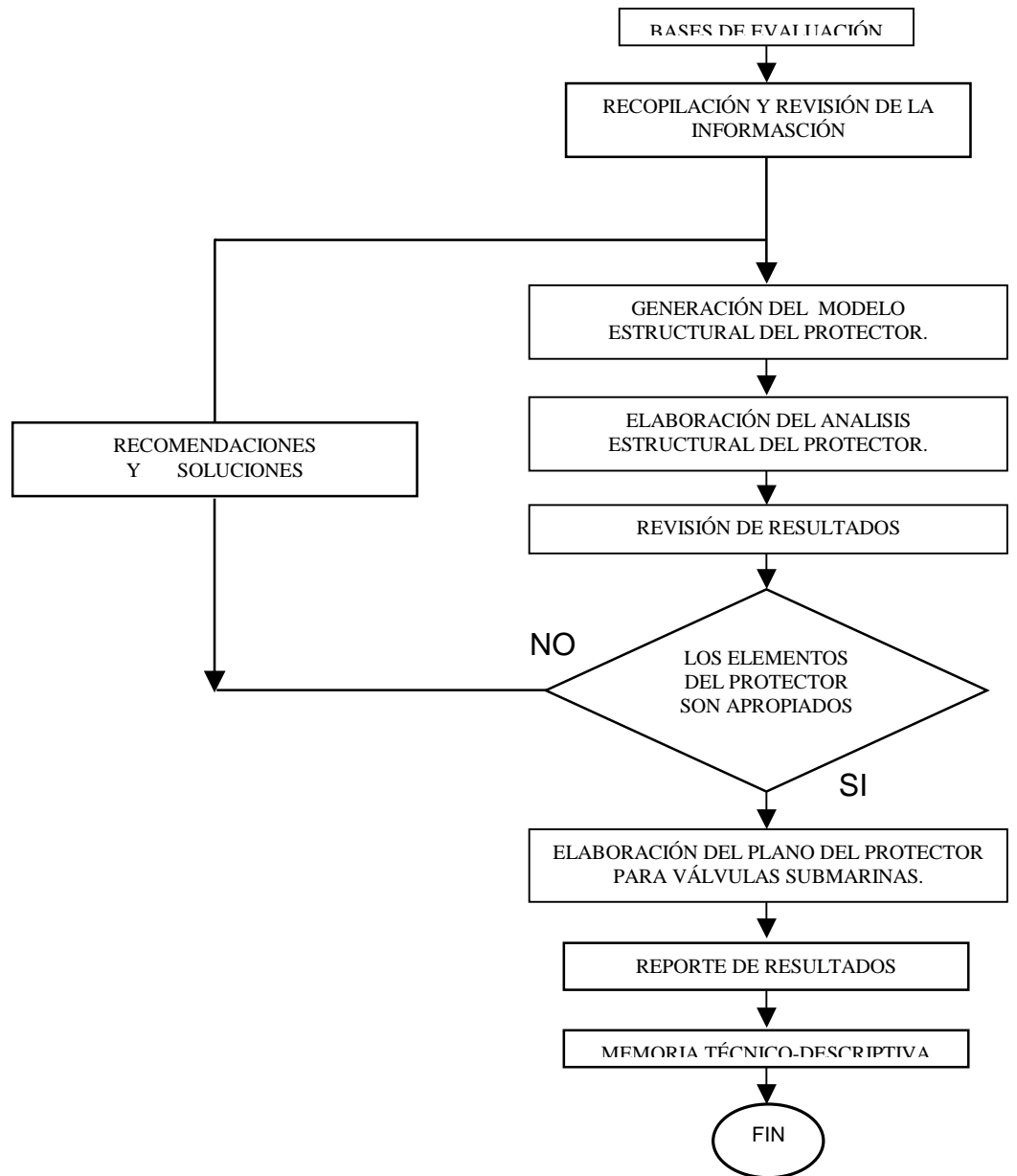


DIAGRAMA No. 8



### 6.1.10.- CONCLUSIONES.

- Cada ducto submarino que es tendido en el mar para el transporte de hidrocarburos en la Sonda de Campeche, es después localizado y posicionado con coordenadas geográficas y U.T.M. en todo su desarrollo y hasta el arribo a las plataformas marinas de producción a fin de agregarlo finalmente a la Carta Geográfica General de Instalaciones Marinas para su pronta localización. Además sus coordenadas tipo U.T.M. son agregadas a la base de datos que sirve para guiar el posicionamiento de anclas de barcos, de tal forma que al conocer la localización exacta del ducto en el fondo del mar, dichas anclas serán colocadas en puntos lejos de la posición de algún ducto.
- Mediante inspecciones posteriores con equipos de sonar de barrido lateral, se pueden detectar fugas, desplazamientos, rastros de anclas, objetos cercanos a los ductos, etc. que pudieran amenazar su integridad, de tal forma que después estos registros son posteriormente inspeccionados con un barco de buceo, a fin de inspeccionar en forma directa ese sector del ducto y corroborar el tipo de daño o indicación que fue previamente detectada en forma indirecta con el sonar.
- Mediante el procedimiento de inspección indirecta con equipos remolcados se tiene un gran alcance de inspección a largo de los ductos pues con el barco topógrafo se llegan a recorrer de 10 y hasta 15 kilómetros obteniéndose registros de hallazgos como los mencionados anteriormente.
- Los métodos de inspección indirecta con vehículos remolcados originan información confiable sobre el estado exterior del ducto así como de lecho marino en el que éste se apoya y los hallazgos son posteriormente evaluados para conocer su significancia o importancia respecto a la integridad del ducto submarino.

## **6.2 INSPECCION DEL DUCTO ASCENDENTE DE 36” DIAM. UBICADO EN EL COMPLEJO MARINO, SALIDA DE GAS HACIA LA TERMINAL MARÍTIMA DE DOS BOCAS.**

### CONTENIDO.

6.2.1.- ANTECEDENTES.

6.2.2.- APLICACIÓN DEL PROYECTO.

6.2.3.- EVOLUCIÓN DE LOS TRABAJOS DE INSPECCIÓN DE DUCTOS ASCENDENTES EN LA REGIÓN MARINA.

6.2.4.- MÉTODOS DE INSPECCIÓN DE LAS ZONAS ATMOSFÉRICAS Y SUMERGIDAS DE LOS DUCTOS ASCENDENTES.

6.2.5.- MÉTODO DE EVALUACIÓN DE RESULTADOS DE UNA INSPECCIÓN DE DUCTOS ASCENDENTES.

6.2.6.- EVALUACIÓN DEL PROTECTOR CONTRA IMPACTOS DEL DUCTO ASCENDENTE.

6.2.7.- MÉTODO PARA LA EVALUACIÓN DEL ESTADO DE LAS ABRAZADERAS DE SOPORTE DE LOS DUCTOS ASCENDENTES.

6.2.8.- MÉTODO PARA LA INSPECCIÓN Y EL LEVANTAMIENTO DE LA CURVA DE EXPANSIÓN DEL DUCTO ASCENDENTE.

6.2.9.- MÉTODO PARA LA EVALUACIÓN DE RESULTADOS DE INSPECCIÓN DE LA CURVA DE EXPANSION..

6.2.10.- CONCLUSIONES.

### DESARROLLO.

6.2.1.- ANTECEDENTES.

Los ductos ascendentes son muy importantes en la construcción de las líneas submarinas que salen de plataforma a plataforma o de plataforma a tierra, pues es la conexión de la línea regular submarina con los equipos de bombeo o de compresión de gas que se ubican a bordo de las plataformas.

Por estar sujetos a una serie de esfuerzos del medio ambiente marino tales como el empuje de las olas, las mareas, el viento así como las cargas propias de la presión interna por el transporte de los hidrocarburos estos ducto han sido inspeccionados anualmente y

han generado toda una filosofía de inspección que se ha extendido a las tuberías submarinas ya hasta la inspección de las subestructuras y superestructuras que forman a las plataformas marinas de producción en la Sonda de Campeche.

Por lo anterior es muy importante hablar sobre la evolución de los trabajos de inspección de los ductos ascendentes en la Región Marina como algo a parte, y posteriormente hablaremos de los métodos de inspección sus resultados y métodos de evaluación de los principales accesorios que componen a estos ductos ascendentes.



**FIGURA No. 47 DUCTO ASCENDENTE EN PLATAFORMAS**

### **6.2.2.- APLICACIÓN DEL PROYECTO.**

El ducto ascendente de 36" de diámetro que estará ubicado en la plataforma de Compresión del futuro Complejo Marino de Producción, será inspeccionado por zonas siguiendo los procedimientos de campo que en este capítulo se desarrollan, a fin de conocer oportunamente su estado, desde su zona de trampa de diablos hasta su curva de expansión, que es la parte submarina del ducto que llega a descansar en el lecho marino.

En cada una de las zonas del desarrollo del ducto, se aplicarán inspecciones visuales y con pruebas no destructivas como el ultrasonido, líquidos penetrantes, o partículas magnéticas a fin de rastrear posibles fallas que se alojen en el espesor de pared del ducto o para delimitar la extensión física de cualquier daño interno o externo a la pared el ducto ascendente tanto en sus zonas aéreas como sumergidas. De esta manera, llevaremos un estricto control de los daños que sean detectados y podremos tomar acciones de mantenimiento o reparación para la eliminación de cualquier anomalía que sea de alta significancia para la integridad estructural del ducto ascendente, y asegurar así su buen

estado a fin de que cumpla su función de enlace entre la plataforma y la línea regular submarina hacia la Terminal Marítima de Dos Bocas.

### **6.2.3.- EVOLUCIÓN DE LOS TRABAJOS DE INSPECCIÓN DE DUCTOS ASCENDENTES EN LA REGIÓN MARINA.**

#### **6.2.3.1 INTRODUCCIÓN.**

Los trabajos de inspección de ductos marinos iniciaron con la aplicación de la experiencia obtenida en líneas terrestres, sin embargo, las características del medio marino y los parámetros de operación del ducto (presión y temperatura) pronto demostraron que esas prácticas no eran suficientes para controlar el problema del deterioro acelerado del ducto ascendente, sobre todo en su zona de mareas y oleajes.

Por esta razón Pemex Exploración y Producción decidió iniciar en 1981 -a través de la asesoría extranjera y del IMP- con el desarrollo de programas de inspección y la creación de manuales genéricos de inspección, con el objetivo de obtener datos precisos de las condiciones del ducto y su comportamiento bajo diferentes condiciones adversas, para evaluar su estado y programar el mantenimiento preventivo y/o correctivo necesario con el fin de mantenerlos dentro de niveles de seguridad aceptables.

Cabe observar que los manuales seguían programas quinquenales. Estos manuales implicaban que se tuviese por cada instalación la información de los procesos iniciales de construcción (Diseño, Fabricación e Instalación) y de los registros de los resultados de las inspecciones y del mantenimiento efectuado con anterioridad.

#### **6.2.3.2 DESARROLLO.**

Pemex, al visualizar a la inspección como una herramienta para controlar el mantenimiento preventivo y disminuir el mantenimiento correctivo de sus ductos marinos, comenzó a establecer programas de inspección periódicos y a evaluar la información que arrojaba la inspección, generando entonces un control estadístico y determinante en el aprovechamiento de sus recursos. Esto trajo como consecuencia que las compañías inspectoras desarrollaran:

- Los procedimientos específicos para efectuar la inspección de cada área particular del ducto y sus accesorios.
- Capacitación y entrenamiento especializados, certificando al personal involucrado en las diferentes técnicas de inspección y en la evaluación de los resultados de las inspecciones.
- Programas de calibración y procedimientos de certificación de los equipos utilizados para la inspección.

De esta manera Pemex ha logrado establecer un sistema que muestra claramente el estado actual de sus ductos, incrementando así la seguridad y la optimización de la inspección y del mantenimiento.

Estos trabajos de inspección en los ductos marinos – en particular en la Sonda de Campeche- han generado a través de casi 20 años de desarrollo e implementación una gran experiencia y madurez en los criterios de integridad estructural de las líneas de transporte de hidrocarburos. El desarrollo de la tecnología de inspección generó la necesidad de buscar nuevas alternativas en la corrección de anomalías, sirviendo como retroalimentación al diseño, a la fabricación de equipo y medios de producción, a los sistemas de instalación de estructuras marinas y a los procedimientos de operación.

Para que Pemex llevase un control estadístico adecuado consideró necesaria la automatización del manejo de información, esto trajo como consecuencia que se desarrollara un método rápido de captura de información que fuese capaz de ser integrado dentro de una nueva etapa en la industria petrolera: el uso de la computadora como una herramienta de trabajo. Así es como Pemex ha alentado el desarrollo del sistema **SICCI**.

Este sistema informático cuenta con módulos que ordenan toda la información generada durante la inspección e incluye la evaluación de los hallazgos encontrados, así como la generación de los volúmenes de obra para programas de mantenimiento futuros, y un listado de hallazgos relevantes que marcan los puntos críticos a ser evaluados en futuras inspecciones.

### **6.2.3.3. PROGRAMAS DE INSPECCIÓN**

El desarrollo de programas de inspección con el fundamento de conservar la seguridad de las instalaciones en su operación, el orden de los trabajos en base a su consecuencia y beneficios, así como la frecuencia con la que se aplicarían y su clasificación. Los programas se clasificaron en:

#### **PROGRAMA INICIAL**

Contempla la inspección del ducto ascendente en su totalidad, verificando los datos de diseño, detección de daños por fabricación, transporte, instalación y de operación. Este programa se deberá aplicar seis meses después de estar en operación el ducto.

#### **PROGRAMA A LARGO PLAZO**

Al ducto ascendente, como parte importante del conjunto de estructuras que componen a una instalación marina de producción de hidrocarburos, se le aplica un programa de cinco años al término del cual se hace una evaluación global de sus resultados, este programa se integra por el programa inicial y cuatro programas anuales o por cinco programas a corto plazo (ciclos posteriores).

## **PROGRAMA A CORTO PLAZO**

El programa a corto plazo se aplica anualmente, en el cual se revisan las partes más importantes del ducto y el seguimiento de los lineamientos del programa a largo plazo. Este programa anual debe ser definido de modo que posterior a su aplicación sea posible determinar la condición actualizada del ducto ascendente.

## **PROGRAMA DE INSPECCIÓN ESPECIAL**

Se aplica posterior a la presencia de eventos extraordinarios o imprevistos como huracanes, golpes de embarcaciones u otro tipo de siniestro (explosiones, incendios, fugas etc.). ó cuando se considere que se han generado daños que puedan incrementar el riesgo en la instalación.

### **6.2.3.4. PROCEDIMIENTOS ESPECÍFICOS.**

El establecimiento de programas y el desarrollo de manuales de inspección originó la subdivisión del ducto en diferentes partes, esto es, se nombró al ducto por zonas.

Zona A Trampa de diablos o envío o recibo.

Zona B Cuello de ganso.

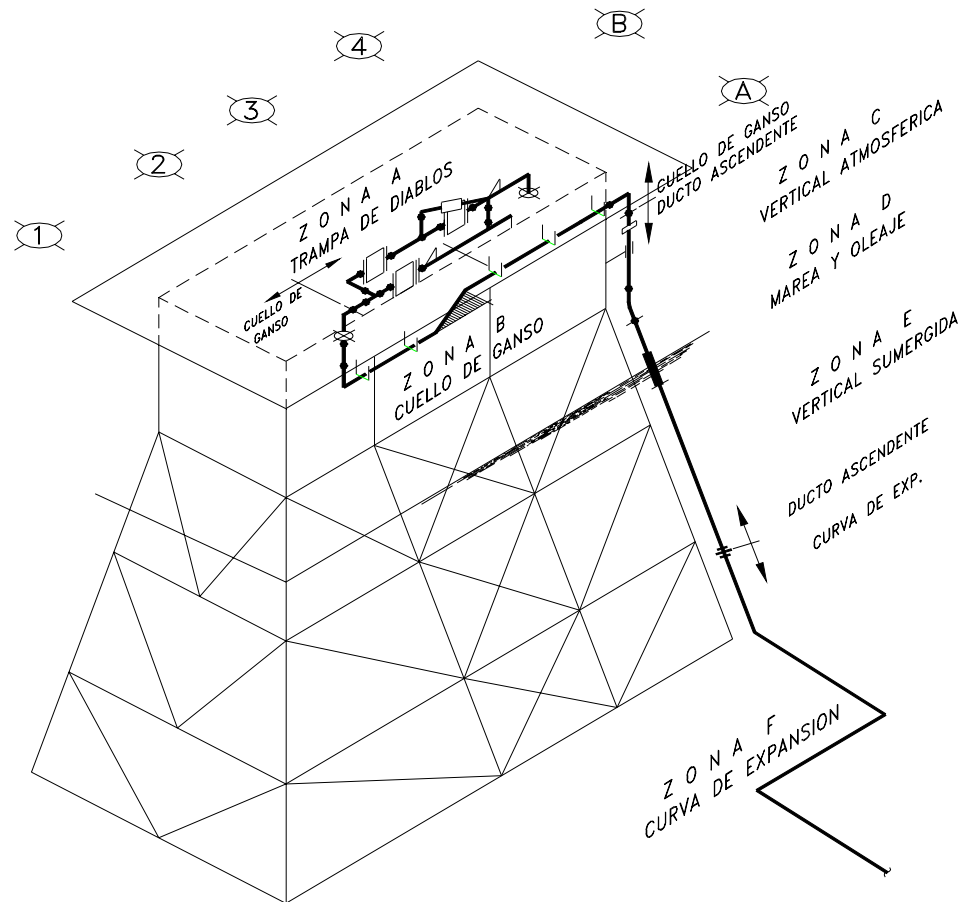
Zona C Tramo vertical atmosférico.

Zona D Zona de mareas y oleajes.

Zona E Tramo Vertical sumergido.

Zona F Curva de expansión.

Accesorios (Defensas de ducto, abrazaderas).



ZONAS DE INSPECCION DEL  
DUCTO ASCENDENTE

FIGURA 1

**FIGURA No. 48 ZONAS DE INSPECCION DEL DUCTO ASCENDENTE**

El tener perfectamente delimitado el ducto ascendente en sus partes, con cada una de sus características y los cambios de especificación en las zonas correspondientes, originó el establecer procedimientos específicos de inspección por cada zona y por cada tipo de inspección, con las variantes de ser en ambiente atmosférico y/o ambiente submarino, importantes de cada zona. Esto implica y asegura que se tomen los datos más importantes de cada zona, con la seguridad de no caer en omisiones de datos. Actualmente se aplican 23 procedimientos específicos, por mencionar los más comunes; medición de espesores por método de ultrasonido, inspección y medición de corrosión interna y externa, dimensionamiento de daños mecánicos, inspección de conectores mecánicos o juntas swivel, inspección de monobloc y/o junta aislante etc.

### **6.2.3.5 PERSONAL DE INSPECCIÓN Y EVALUACIÓN DE RESULTADOS**

Debido a que la efectividad de la inspección con pruebas no destructivas en ductos ascendentes depende en gran medida del personal responsable de efectuar la inspección, se han establecido los siguientes lineamientos a ser seguidos para la selección, capacitación, calificación y certificación del personal que efectúa la inspección o evalúa las indicaciones obtenidas empleando los siguientes métodos de prueba.

PARTÍCULAS MAGNÉTICAS (MT)

ULTRASONIDO INDUSTRIAL (UT)

LÍQUIDOS PENETRANTES (PT)

ALTERNATING CURRENT FIELD MEASUREMENT (ACFM)

### **CAPACITACIÓN**

El personal que se seleccione como inspector de pruebas no destructivas en todos los métodos debe tener como mínimo estudios terminados en bachillerato o equivalente (preparatoria, vocacional, comando submarino de la armada de México, buzo industrial o equivalente).

La capacitación consiste en un programa aprobado por un Nivel III, de actividades teórico – practico organizado para impartir los conocimientos y habilidades necesarias para la calificación en el método de PND seleccionado, debiendo el candidato aprobar los exámenes Teórico / Practico con un promedio mínimo exigido y en un número de horas determinado





**FIGURA No. 49 BUZO INSPECCIONANDO**

## **CALIFICACIÓN**

La calificación es la demostración documentada de la habilidad, conocimientos, entrenamiento y experiencia y están basados en las recomendaciones de la AMERICAN SOCIETY FOR NONDESTRUCTIVE (ASNT), que están enunciadas en la práctica recomendada SNT TC 1A, se establecen los siguientes niveles de calificación:

Respecto al operador de ACFM, deberá ser aprobado por el centro de evaluación de pruebas no destructivas (NDE Centre) de la Universidad de Londres (UCL)

## **NIVEL 1**

Es el individuo que está calificado para llevar a cabo una calibración específica del equipo de prueba y la realización de la inspección y la evaluación específica de las indicaciones. Para la aceptación de su trabajo debe estar bajo la dirección de personal certificado como nivel 2 o 3 y debe manejar la aplicación de criterios de aceptación o rechazo que estén establecidos y definidos en los procedimientos de inspección aplicables.

## **NIVEL 2**

Es el individuo que está calificado para efectuar el ajuste y calibración del equipo de prueba, la realización de la inspección y la interpretación y evaluación de resultados con base en una norma, especificación, código o instrucción escrita, está familiarizado con el alcance y limitaciones del equipo de prueba. Tiene asignada la responsabilidad de capacitar prácticamente a los niveles 1 y a los principiantes o asistentes. Está capacitado para elaborar instrucciones escritas y emitir el reporte de resultados de una inspección.

## **NIVEL 3**

Es el individuo que está capacitado y calificado para establecer las técnicas de inspección y los procedimientos a seguir durante la misma, interpretar los códigos, normas, especificaciones o instrucciones escritas que sean aplicables a una inspección y tiene el criterio para la evaluación final de los resultados obtenidos. Es el responsable de la operación completa de una inspección por PND en el método en que está calificado y del entrenamiento para la calificación de niveles 1 y 2.

Los niveles de calificación serán asignados para cada método de inspección por pruebas no destructiva.

La experiencia mínima inicial del personal de pruebas no destructivas, será el tiempo que a continuación se indica:

Los requisitos de experiencia deben ser demostrados antes del examen de calificación o la emisión de la certificación

MÉTODO	NIVEL 1 MESES/(HORAS)	NIVEL 2 MESES/(HORAS)	NIVEL 3 MESES/(HORAS)
LÍQUIDOS PENETRANTES	1 (70 HRS)	2 (140 HRS)	24 (1680 HRS)
PARTÍCULAS MAGNÉTICAS	1 (70 HRS)	3(210 HRS)	24 (1680 HRS)
ULTRASONIDO INDUSTRIAL	3 (210 HRS)	9(630 HRS)	24 (1680 HRS)
ELECTROMAGNE TISMO (ACFM)	(40 HRS)	(80 HRS)	(1680 HRS)

**TABLA No. 48 EXPERIENCIA REQUERIDA PARA INSPECTORES DE P.N.D**

## **CERTIFICACIÓN**

La certificación es el documento que emite la empresa sobre la capacidad técnica del inspector para realizar las actividades concernientes al método de PND en los cuales esta calificado, debe ser avalada por un nivel III registrado y tiene una vigencia de tres años para los niveles I y II.

En este documento esta el registro de escolaridad, capacitación y experiencia práctica

### **6.2.3.6 EQUIPOS DE INSPECCIÓN CON PND (PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS).**

Una parte importante en la confiabilidad de los resultados de las inspecciones, son los equipos de Pruebas No Destructivas, por lo tanto deben de cumplir con los requisitos mínimos exigidos por los siguientes códigos internacionales según aplique:

ANSI/AWS d1.1, last issue “structural welding code-steel” (ANSI/AWS D1.1 última ed., código estructural del acero).

ASTM E-709 last issue, standard guide for magnetic particle examination (ASTM E-709 ultima ed., guía normalizada para la examinación por partículas magnéticas).

ASTM E-137, last issue, “estándard practice for evaluating performance characteristics of ultrasonic pulse echo testing systems without the use of electronic measurements instruments” (ASTM-317, última ed., práctica normalizada para la evaluación de las características funcionales del sistema de prueba ultrasónico pulso-eco, sin el uso de instrumentos electrónicos de medición).



**FIGURA No. 50 LÍQUIDOS PENETRANTES**

## **PARTÍCULAS MAGNÉTICAS**

Se tienen establecidos los parámetros necesarios para la verificación y la evaluación del funcionamiento de yugos electromagnéticos, imanes permanentes y la medición de la intensidad de las lámparas de luz ultravioleta.

Para la verificación y evaluación del funcionamiento de imanes permanentes, se deberá utilizar la misma placa calibrada que la utilizada para la verificación y evaluación del funcionamiento de yugos de corriente directa.

La verificación deberá realizarse cada 6 meses, cuando se sospeche de un mal funcionamiento, cuando haya sufrido algún daño ó cuando el yugo no ha sido utilizado por más de 6 meses. Se deberá verificar antes del primer uso.

Cada placa deberá ser pesada con una báscula calibrada y deberá ser marcada permanentemente con el peso nominal, antes de utilizarse.

Para la medición de intensidad de luz ultravioleta se deberá utilizar un medidor de luz ultravioleta calibrado, éste deberá ser calibrado por el fabricante o por algún laboratorio certificado.

El medidor de intensidad de luz ultravioleta deberá ser calibrado cada 12 meses.

La medición de la intensidad de la luz ultravioleta se deberá realizar cada 8 horas de trabajo continuó, cada cambio de turno, siempre que se cambie el lugar de inspección y cuando sea cambiado el bulbo. la bitácora está diseñada para registrar información de la prueba de intensidad de la lámpara cada 14 días, se use o no se use la lámpara.

Una parte importante a cumplir son las condiciones de seguridad y protección ambiental en el uso de este equipo, por lo tanto deberá verificarse que los yugos electromagnéticos cuenten con disyuntores de sobrecarga que eviten el sobrecalentamiento y riesgo de incendio, debiéndose realizar periódicamente una inspección visual a los cables eléctricos del yugo electromagnético y a los componentes de la unidad para prevenir descargas eléctricas. Los cristales de los filtros de las lámparas de luz ultravioleta se deberán inspeccionar periódicamente para detectar que no se encuentren rotos, ya que puede haber escape de radiación.



**FIGURA No. 51 EQUIPO DE PARTÍCULA MAGNÉTICAS SUBMARINO.**

Durante el desarrollo de la inspección con partículas magnéticas, el inspector colocará el yugo electromagnético sobre la placa de prueba calibrada. La fuerza de magnetización de los yugos será verificada cuando el yugo logre levantar la placa de 4.5 kg (10 lb) cuando se utilice corriente alterna, ó 18.1 kg (40 lb) cuando se utilice corriente directa; los imanes permanentes también deberán levantar este último peso. Para la verificación de la luz ultravioleta de la lámpara, el inspector tendrá que realizar esta prueba en un área oscura; la determinación de la intensidad de la luz ultravioleta la efectuará con un medidor calibrado.



**FIGURA No. 52 BUZO TOMANDO PARTÍCULAS MAGNÉTICAS**

## **ULTRASONIDO**

Se deben establecer los lineamientos para realizar la verificación y evaluación periódica del funcionamiento de instrumentos ultrasónicos detectores de fallas tipo pulso-eco.

Estos lineamientos deben considerar el método y los criterios de aceptación para la verificación y evaluación periódica del funcionamiento de instrumentos ultrasónicos detectores de fallas del tipo pulso eco con representación A-SCAN.

El instrumento ultrasónico detector de fallas del tipo pulso-eco, con presentación A-SCAN, debe ser capaz de generar frecuencias entre 1 y 6 mhz. Opcionalmente puede tener un selector de frecuencias de operación, debiéndose verificar la linealidad vertical y la precisión de control de ganancia, con los controles de rechazo y amortiguamiento apagados.



FIGURA No. 53 EQUIPO DE ULTRASONIDO

Con la finalidad de obtener una precisión de  $\pm 1\%$ , que se requiere en las lecturas, la pantalla de los equipos debe tener una graduación en las escalas vertical y horizontal en divisiones del 2% del total de la pantalla.

Se deben emplear transductores de haz recto los cuales deben tener un área activa no menor de  $\frac{1}{2}$  pulgada cuadrada (323 mm cuadrados) y no más de 1 pulgada cuadrada (645 mm cuadrados).

Los transductores y el instrumento deben tener un poder de resolución tal que sean capaces de separar las tres reflexiones provenientes de la muesca del bloque IIW que produce tres indicaciones de distancias de recorrido diferentes.

Los transductores utilizados en la calibración deben ser de frecuencias nominales entre 2 y 2.25 mhz.

Para llevar acabo las evaluaciones aquí descritas, se deben usar los bloques IIW tipo 1 o tipo 2, y el block de referencia sensibilidad – distancia.

### **CARACTERÍSTICAS A VERIFICAR Y PERIODOS DE CALIBRACIÓN**

Linealidad horizontal, se debe verificar cada 40 hrs. de uso del instrumento para evitar impresiones en la determinación de la profundidad de las discontinuidades y en la medición del espesor de pared.

Linealidad vertical, se debe verificar cada 40 hrs. de uso del instrumento para evitar impresiones cuando la amplitud de la indicación va a ser usada para determinar la magnitud y/o la evaluación de las discontinuidades.

Precisión del control de ganancia, se debe verificar cada catorce días para evitar impresiones cuando se realiza la medición cuantitativa de la amplitud de la señal por comparación contra una indicación de referencia.

## **CRITERIOS DE ACEPTACIÓN**

Todos los instrumentos deben cumplir con los siguientes criterios de aceptación para poder ser utilizados en los trabajos de inspección:

El instrumento ultrasónico debe proporcionar una linealidad horizontal dentro de  $\pm 1\%$  de la escala horizontal de la pantalla.

El instrumento ultrasónico debe proporcionar una linealidad vertical dentro de  $\pm 5\%$  del total de la altura de la pantalla, en al menos el 80% de la altura de la pantalla calibrada. (Línea base al máximo punto de la pantalla calibrada).

El instrumento ultrasónico debe tener un control de ganancia calibrada con una precisión de  $\pm 1$  db

## **ACFM**

Existe una nueva técnica de inspección electromagnética, la medición de campo de corriente alterna (ACFM), que es utilizada para la detección y dimensionamiento de grietas en componentes metálicos y puede aplicarse a través de capas de pintura y de revestimientos de varios milímetros de espesor; el uso del ACFM ha sido aprobado por ABS, Lloyds Register, DNV, Bureau Veritas y la Offshore Certification Board.



El sistema ACFM consta de una computadora, programa Wami, modulo superior, módulo inferior o externo que permiten medir valores absolutos del campo magnético en tiempo real y que usados con un modelo matemático permiten detectar y dimensionar grietas que rompen la superficie en componentes metálicos, proporcionando un registro que permite la auditabilidad y la posibilidad de un re-análisis o seguimiento inspección tras inspección.



FIGURA No.56 EQUIPO A.C.F.M.

### 6.2.3.7 EVALUACIÓN DE RESULTADOS.

El paso tan importante de implementar programas de inspección, tener procedimientos, capacitar personal técnico para la inspección y toma de datos, brinda una gran mejora en el grado de confiabilidad de obtención de la información de las condiciones del ducto y su operación. Esto motivó que la información de las condiciones del ducto y su

operación fueran revisadas en forma individual por zonas, y en el estado global del funcionamiento del ducto ascendente.

Razón por la cual se requiere tener personal perfectamente calificado para evaluar en forma inmediata la información que se obtiene y que la valore de acuerdo a su importancia, basado en normas del cliente, normas internacionales y recomendaciones prácticas, para determinar las acciones preventivas y/o correctivas que se requieran. El personal que evalúa debe tener conocimientos del comportamiento estructural del ducto, de los métodos de inspección utilizados y de procedimientos de reparación y mantenimiento aplicables.

La evaluación de los resultados de inspección es una actividad muy importante ya que es el punto de partida para la clasificación de los hallazgos, las recomendaciones de mantenimiento, el desglose de materiales y las recomendaciones del seguimiento de daños y/o el análisis estructural detallado y global de problema, así como la identificación de problemas por estar fuera de las recomendaciones de normas y valorar la aplicación de mantenimiento. En esta etapa se tiene implementada la emisión del reporte de evaluación, que se divide en resultados de la inspección, clasificación del estado del ducto, recomendaciones de mantenimiento, desglose de materiales para el mantenimiento, su especificación y el volumen de materiales a emplearse.

#### **6.2.3.8 SISTEMA DE REGISTRO DE INSPECCIONES SICCI – SISER**

Este sistema contiene el registro de inspecciones de ductos ascendentes y estructuras costa - afuera y cuenta con cinco años de operación, con modulo de captura a bordo de nuestros barcos inspectores. En este tiempo se ha mejorado el sistema de manera significativa, adecuándolo a las principales necesidades del Cliente.

El sistema cuenta con diversos módulos que facilitan la administración de la información

- Módulo de censo de instalaciones.
- Módulo de inspecciones.
- Modulo de control de obra
- Modulo de bitácoras

Una de las características principales es que incluye la evaluación cualitativa de los hallazgos encontrados, sus diagramas, fotos, la recomendación respectiva, así como el volumen de obra y los materiales requeridos para efectuar el mantenimiento.

Otra característica de este sistema es la inclusión de filtros para obtener información en cada uno de los módulos.

#### **La información se puede filtrar:**

- Por región
- Por activo
- Por complejo
- Por instalación
- Por contrato

- Por frente de trabajo
- Por tipo de inspección

**Módulo de censo de instalaciones:**

- Información general de Ductos
- Información general de la plataforma
- Resumen general de tipo de servicio y estructura por activos y por complejos
- Resumen DFI (Diseño, Fabricación e Instalación)
- Información geofísica y geotécnica

Módulo de inspecciones: permite consultar las inspecciones realizadas desde 1994 a la fecha. A partir de 1998 incluyendo la evaluación de las mismas.

- Hallazgos: permite consultar los hallazgos comunes y relevantes con su respectiva evaluación, así como las fotografías y dibujos correspondientes.
- Fallas en instalaciones
- Volumen de obra por inspección
- Volumen de materiales por inspección
- Explosión de hallazgos
- Resumen general de hallazgos
- Explosión de volumen de obra
- Explosión de materiales

Módulo de programa de obra: permite consultar los siguientes reportes:

- Números generadores
- Erogación por periodo
- Erogación mensual
- Avance físico programado vs. real
- Resumen estadístico de tiempos
- Resumen financiero

Módulo de bitácoras permite consultar la bitácora de la obra, incluyendo:

- Actividades
- Avance
- Inmersiones

La base de datos, alimentada desde 1994, actualmente comprende:

INSTALACIÓN	No. DE INSPECCIONES	FOTOGRAFÍAS REGISTRADAS	DIBUJOS REGISTRADOS
<b>DUCTOS ASCENDENTES</b>	<b>639</b>	<b>3112</b>	<b>3000</b>

### 6.2.3.9 MANTENIMIENTO

El objetivo de Pemex al visualizar la inspección como una herramienta para controlar el mantenimiento preventivo y disminuir el mantenimiento correctivo de sus ductos a dado resultados positivos, al tener una mejora continua en la calidad de las inspecciones y del mantenimiento ejecutado. Del mismo modo al exigir la constante actualización y capacitación a las empresas que prestan este servicio.

La experiencia en el mantenimiento a demostrado con el tiempo que algunas de las diferentes técnicas utilizadas para controlar la corrosión en la zona de mareas, se tengan que desechar por problemas de calidad materiales, mala adherencia, temperatura, falta de mano de obra calificada etc. En la actualidad, se emplean refuerzos metálicos soldados al ducto, con buenos resultados pero costos elevados, lo que provoca que se estén probando nuevos materiales no metálicos y resinas de refuerzo.

En conclusión, el mantenimiento como parte fundamental para mantener en operación a los ductos marinos, dentro de las normas de seguridad establecidas por Pemex y por las normas internacionales, se debe alimentar del constante monitoreo del personal operativo y de la correcta valorización de la toma de resultados y la observancia de las estadísticas, Para realizar así la mejor selección de nuevas alternativas de inspección y mantenimiento que proporcionen más ventajas de costo - beneficio a través de la vida útil de los ductos.



**FIGURA No. 55 LIMPIEZA CON CHORRO DE ARENA DE UN DUCTO ASCENDENTE.**



**FIGURA No. 56 VISTA DE ANDAMIOS DE APOYO PARA PINTAR EN DUCTO ASCENDENTE**

### **6.2.3.10 CONCLUSIONES**

La inspección de ductos marinos a dejado de ser solamente un trabajo de búsqueda de indicaciones, para convertirse en todo un proceso de recopilación de información, evaluación y administración de la información obtenida, mediante técnicas bien definidas, procedimientos específicos, personal capacitado y calificado y hardware y software adecuados para el almacenamiento y control de la información recopilada para la obtención de datos estadísticos para mejoras en los criterios de diseño y mantenimiento.

## REFERENCIAS

- 1.- Listado de procedimientos específicos, Diavaz-1998
- 2.- Listado de procedimientos generales(buceo) Diavaz-1998.
- 3.- Listado de procedimientos de referencia (normas) Diavaz-1998.
- 4.- Manuales de inspección, libros I, II y III Instituto Mexicano del Petróleo
- 5.- Manuales de usuario de SISER, SICCI
- 6.- Manual de Operación ACFM. Por Technical Software Consultants LTD.

## **6.2.4.- MÉTODOS DE INSPECCIÓN DE LAS ZONAS ATMOSFÉRICAS Y SUMERGIDAS DE LOS DUCTOS ASCENDENTES.**

Actualmente en la Región Marina se inspeccionan los ductos ascendentes siguiendo el siguiente método por lo que a continuación se desarrollará completamente por considerarlo de mucha importancia en la conservación de los ductos ascendentes.

### **CONTENIDO:**

#### **6.2.4.1.- OBJETIVO**

#### **6.2.4.2.- ALCANCE**

#### **6.2.4.3.- REFERENCIAS**

#### **6.2.4.4.- TERMINOLOGÍA**

#### **6.2.4.5.- RESPONSABILIDADES**

#### **6.2.4.6.- PROCEDIMIENTO**

#### **6.2.4.7.- ANEXOS (EJEMPLO ILUSTRADO DE UN REPORTE DE INSPECCIÓN).**

### **6.2.4.1. OBJETIVO**

El objetivo de este procedimiento es proporcionar una guía para desarrollar las actividades de inspección a ductos ascendentes, en zona atmosférica y submarina de plataformas marinas para detectar fallas o anomalías originadas durante los procesos de INSPECCIÓN , transporte, instalación y vida útil de los ductos ascendentes.

Aplicando los siguientes tipos de inspección:

- II. Inspección visual general del Ducto.
- II. Inspección de áreas seleccionadas

Existiendo tres niveles de inspección:

INSPECCIÓN NIVEL 1	VISUAL GENERAL.
INSPECCIÓN NIVEL 2	VISUAL DETALLADA
INSPECCIÓN NIVEL 3	CON PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS.

## 6.2.4.2. ALCANCE

**6.2.4.2.1** Este plan de trabajo cubre las actividades y lineamientos necesarios para inspeccionar ductos ascendentes en las zonas aérea y submarina

## 6.2.4.3. REFERENCIAS

- IS-GB-MEP-01 Manual para la elaboración de procedimientos de ensayos no destructivos.
- IS-GB-P-10 Procedimientos de calificación y certificación del personal de ensayos no destructivos de Ingeniería Subacuática, S. A. de C. V.
- IS-GB-P-30 Procedimiento general de inspección por el método de líquidos penetrantes.
- IS-GB-P-40 Procedimiento general para la inspección de placas de acero por el método de ultrasonido haz recto.
- IS-GB-P-43 Procedimiento para la medición de espesores por el método de ultrasonido contacto directo en plataformas marinas y líneas de conductoras de hidrocarburos
- IS-GB-P-35 Procedimiento de inspección por el método de partículas magnéticas a soldaduras de líneas de producción conductoras de hidrocarburos y recipientes a presión en zona atmosférica.
- IS-GB-P-37 Procedimiento por el método de partículas magnéticas a soldaduras de tubería y componentes en líneas de producción conductoras de hidrocarburos en zona submarina.
- IS-GB-P-36 Procedimiento de inspección por el método de partículas magnéticas a soldaduras de encamisados metálicos en las zonas atmosférica y submarina de líneas conductoras de hidrocarburos.
- IS-GB-P-31 Procedimiento para la inspección por el método de líquidos penetrantes a juntas y componentes de líneas de producción oleoductos y gasoductos en zona atmosférica de plataformas marinas.
- IS-GB-P-17 Inspección visual a defensas de ductos ascendentes en zona sumergida.
- IS-GB-P-26 Investigación del potencial catódico en plataformas y líneas conductoras de hidrocarburos en la zona submarina
- IS-GB-PS-01 Procedimiento para buceo con aire y mezcla de gases suministrado desde superficie.



#### **6.2.4.4. TERMINOLOGÍA.**

No aplica

#### **6.2.4.5. RESPONSABILIDADES.**

6.2.4.5.1. Es responsabilidad del departamento técnico la elaboración, revisión e implantación de este procedimiento.

6.2.4.5.2. Es responsabilidad de la gerencia general y/o gerencia de aseguramiento de calidad la autorización de este procedimiento.

6.2.4.5.3. Es responsabilidad del superintendente y supervisor observar que se aplique correcta y adecuadamente este procedimiento.

6.2.4.5.4. Es responsabilidad del técnico aplicar correcta y adecuadamente este procedimiento.

#### **6.2.4.6. PROCEDIMIENTO**

##### 6.2.4.6.1. Personal

6.2.4.6.1.1. Para desarrollar los trabajos de inspección con jornadas de 24 hrs. y se requiere como mínimo el siguiente personal:

- 01 Superintendente de buceo N-II
- 02 Supervisores de buceo de superficie y/o mezcla de gases N-I
- 02 Buzos inspectores nivel II
- 06 Buzos inspectores nivel I
- 07 Buzos técnicos de apoyo
- 02 Buzos fotógrafos
- 04 Maniobristas de apoyo

6.2.4.6.1.2. El personal que desempeñe las actividades de inspección deberá estar calificado de acuerdo al procedimiento correspondiente.

6.2.4.6.2.1. Las indicaciones detectadas con pruebas no destructivas en cualquiera de los métodos deberán ser evaluadas por un nivel II o un nivel III certificado en el método aplicado.

## 6.2.4.6.2. . Equipo

### 6.2.4.6.2.1. Embarcación.

Para realizar los trabajos se debe contar con una embarcación que cumpla con las características mínimas requeridas por el cliente.

#### 6.2.4.6.2.1.1. Sistema de buceo con aire de baja presión. y con mezcla de gases suministrado desde superficie

6.2.4.6.2.1.1.1. Se debe contar con 02 sistemas de buceo para realizar inmersiones con 02 grupos independientes de buceo, con opción para realizar operaciones de superficie con 02 buzos en el agua en cada grupo, el cual consta del siguiente equipo:

- 03 Compresores de buceo de baja presión
- 02 Cámaras hiperbáricas equipadas
- 02 Tanques de volumen
- 02 Filtros
  
- 02 Paneles de buceo independientes, con salidas para 03 mangueras de buceo equipados con profundímetros y sistema de comunicación al exterior
- 10 Interconexiones para el sistema de buceo
- 06 Umbilicales de buceo de 180 mts. de longitud
- 06 Escafandras rígidas y/o flexibles para buceo con aire y/o mezcla de gas
- 06 Equipos para buceo autónomo completos
- 02 Bancos de suministro de emergencia para buceo de superficie y/o mezcla de gases
- 01 Contenedor / control de buceo.
- 02 Sistema de buceo independientes de aire y/o mezcla de gases

#### 6.2.4.6.2.1.1.2. Equipo adicional, necesario para realizar trabajos de inspección con mezcla de gases:

- 01 Panel para buceo con mezcla de gases con salida para 03 buzos, equipado con:  
Profundímetros para 450 ft., 02 radios de comunicación submarina para heliox y 02 cronómetros.
- 03 Umbilicales para buceo de 600 ft de long. para mezcla.
- 05 Rackets : 02 de heliox, 02 de nitrox y 01 de oxigeno
- 01 Winche para la campana abierta con 600 ft. de cable para izaje.
- 01 Campana abierta para transportar al buzo en operaciones con mezcla de gases equipada con cilindros para suministro de emergencia,

01 mascarillas para emergencia, sistema de comunicación umbilical de 600 ft. de longitud

01 Cabria para manipular la campana abierta.

#### 6.2.4.6.2.1.2. Equipo de apoyo para limpieza submarina

6.2.4.6.2.1.2.1. Sistema para limpieza submarina a conexiones entre carretes de los ductos, consistente en:

01 Ligua blaster con pistola water blaster

01 Equipo de limpieza con chorro de arena

01 Fuente de poder con cepillo

01 Lote de herramienta para limpieza manual rasquetas, piquetas, cepillos manuales, etc.

#### 6.2.4.6.2.1.3. Equipo de inspección

El equipo para desarrollar las pruebas no destructivas atmosféricas y submarinas deberá ser el siguiente:

##### 6.2.4.6.2.1.3.1. Ultrasónico

02 Sistemas ultrasónicos detectores de fallas, tipo analógico digital con respuesta en pantalla, (habilitados con transductores y accesorios) para inspección con haz recto y haz angular y cables coaxiales largos para toma submarina de espesores.

02 Equipos ultrasónicos digitales con transductor y accesorios Aptos para tomar espesores eliminando el espesor de la pintura.

01 Equipo ultrasónico digital submarino tipo D. M. U. Y/o similar

##### 6.2.4.6.2.1.3.2. Partículas magnéticas.

02 Yugos articulados de corriente directa o alterna para uso atmosférico y submarino

02 Fuente de suministro eléctrico

02 Indicadores de campo magnético

02 Fuentes de iluminación de luz blanca o luz ultravioleta

01 Lote de partículas magnéticas tipo miglow rosa 1A

01 Lote de partículas magnéticas secas

##### 6.2.4.6.2.1.3.3. Líquidos penetrantes.

03 Lotes de líquidos penetrantes, compuestos de:

A).- Líquido eliminador / limpiador

B).- Líquido penetrante

C).- Líquido revelador

6.2.4.6.2.1.3.4. Medición de potenciales.

02 Baticorrómetros digitales manuales

01 Media celda de cloruro de plata con Multimetro digital de alta impedancia

6.2.4.6.2.1.3.5. Monitoreo de temperaturas.

02 Pirómetros digitales manuales tipo infratrace y/o similar

6.2.4.6.2.1.3.6. Lote de instrumentos de medición consistente en:

Cintas de lona de 30 m., cintas de sastre de 1.5 mts., flexómetros, vernier, pipe pit gauge, etc.

6.2.4.6.2.1.3.7. Fotografía y video.

Se deberá contar con un sistema de video y fotografía atmosférico y submarino que permita complementar e ilustrar los registros y los reportes de las inspecciones.

6.2.4.6.3. **Materiales.**

02 Guindolas.

01 Rollo de cabo de polipropileno de  $\frac{1}{4}$

02 Rollos de cabo de polipropileno de  $\frac{1}{2}$ "

01 Lote de grilletes

01 Equipo de seguridad

01 Lote de herramientas

6.2.4.6.4. **Niveles de inspección.**

6.2.4.6.4.1. Inspección nivel 1 (visual general)

Es aquella que se realiza de manera visual general y en la cual se buscan daños evidentes los cuales para su detección no requieren de limpieza previa.

6.2.4.6.4.2. Inspección nivel 2 (visual detallada)

En este tipo de inspección se debe realizar limpieza a metal gris en la pieza o conexión a inspeccionar y en ella se efectúan metrologías redundante con instrumentos de medición, este tipo de inspecciones se pueden derivar de los resultados de la inspección visual general.

#### 6.2.4.6.4.3. Inspección nivel 3 (con pruebas no destructivas)

En este tipo de inspecciones aplica las inspecciones tipo I y tipo II además de inspecciones con pruebas no destructivas, las cuales tienen como característica principal, no alterar las propiedades físicas ni químicas, del espécimen sometido a inspección.

Las pruebas que aplican son:

- A) Inspección con ultrasonido toma de espesores, inspección de la sanidad del metal base de elementos e inspección a soldaduras estructurales con ultrasonido haz angular.
- B) Inspección con partículas magnéticas.- con este método, se pueden detectar en piezas ferromagnéticas los perfiles de discontinuidades superficiales tales como grietas, poros, faltas de fusión socavación en soldaduras, traslapes y costuras en metal base y en general todo tipo de discontinuidades abiertas a la superficie
- C) Líquidos penetrantes.- con este método se detectan indicaciones abiertas a la superficie tales como grietas, socavaciones, poros, etc
- B) Medición del potencial catódico, el instrumento empleado es un baticorrómetro y/o media celda cloruro de plata y voltímetro digital de alta impedancia y celda de referencia de cloruro de plata, la cual mide el potencial eléctrico existente en la estructura
- E) Inspección fotográfica y de video.- La inspección fotográfica o con video, será empleada para documentar las inspecciones realizadas principalmente en áreas donde se realizaron las inspecciones.

#### 6.2.4.6.5. Planeación de las actividades operativas.

6.2.4.6.5.1. Previo a la inspección de un ducto se elabora un programa de inspección en el cual intervienen el representante del Cliente, el representante de la compañía y el superintendente de buceo. y en el cual se le dan valores en tiempo a todas las actividades que marca el manual genérico de inspección de ductos proporcionado por cliente.

#### 6.2.4.6.5.2. Plan de ejecución.

El superintendente y el supervisor de buceo elaborarán un plan de trabajo en el cual se contemplen las actividades atmosféricas y submarinas e informaran del mismo al personal involucrado para elaborar dicho plan se tomarán en consideración los siguientes puntos:

- a) Planeación de la secuencia para la inspección
- b) Técnica de buceo utilizada
- c) Respaldo de la inspección y equipo de apoyo.
- d) Posicionamiento y/o anclaje del barco durante las operaciones de buceo.
- e) Lista de equipo usado para la inspección.

#### 6.2.4.6.5.3 Posicionamiento y/o anclaje del barco

La decisión del posicionamiento del barco dependerá del área de la plataforma donde nos interese inspeccionar, pero se puede ver limitada por factores climatológicos, como son: dirección y velocidad del viento, oleaje y fuerza de la corriente, eligiendo siempre la posición en la cual la seguridad del personal, de la embarcación o de las instalaciones no se vea comprometida.

#### 6.2.4.6.5.4. Actividades generales de inspección

6.2.4.6.5.4.1. Inspección visual general en este tipo de inspección se buscan daños evidentes tales como abolladuras tallones accesorios faltantes etc.

6.2.4.6.5.4.2. Inspección tipo II en áreas seleccionadas la inspección nivel 2 visual detallada debe aplicarse como parte normal del programa ya que en un ducto en producción debido al tipo de servicio y a las presiones que se manejan, convierten a todo el ducto en un área significativa.

6.2.4.6.5.4.3. Inspección nivel 3 con pruebas no destructivas puede, derivarse de la inspección nivel 2 al detectarse fallas o anomalías en el ducto o sus conexiones para poder evaluar la severidad de los daños.

6.2.4.6.5.4.4. Medición del potencial de protección catódica.- se realizará en los sitios determinados en el manual de inspección y se puede ejecutar por diferentes métodos tales como:

- Electrodo de referencia llevado por un buzo.
- Baticorrómetro manual.

6.2.4.6.5.4.5. Antes y después de cada tarea asignada se verificará que el equipo esta operando adecuadamente para investigar el nivel de protección

catódica del ducto, deberán hacerse mediciones de acuerdo al procedimiento IS-GB-P26 Investigación del potencial catódico en plataformas y líneas conductoras de hidrocarburos en zona submarina. en los puntos donde el ducto presente desprendimientos de concreto y de recubrimiento termoplástico.

6.2.4.6.5.4.6. Toma de espesores.- el equipo para la medición de espesores puede ser del tipo digital capaz de discriminar la pintura anticorrosiva, y/o analógico digital con cable coaxial largo y/o submarino digital las mediciones se realizaran de acuerdo al procedimiento IS-GB-P-43 "Procedimiento para la medición de espesores por el método de ultrasonido contacto directo". en los puntos de cada carrete especificados en el manual genérico de ductos y en la zona submarina se tomaran en los puntos donde presente desprendimientos de concreto y recubrimiento termoplástico.

6.2.4.6.5.4.7. Inspección ultrasónica a las soldaduras de los carretes. Si durante la inspección con partículas magnéticas o con líquidos penetrantes se detectan indicaciones relevantes lineales se puede complementar la inspección con ultrasonido con la técnica de haz angular. de acuerdo al procedimiento IS-GB-P-63 "procedimiento De inspección con ultrasonido en soldaduras de ductos conductores de hidrocarburos"

6.2.4.6.5.4.8. Partículas magnéticas.- Este método se ejecutara en los componentes del ducto con seguimiento de daños derivados de la inspección visual

6.2.4.6.5.4.9. La inspección se realizara de acuerdo al procedimiento IS-GB-P-33 "procedimiento general de inspección por el método de partículas magnéticas"

6.2.4.6.5.4.10. Líquidos penetrantes.- este método se ejecutara en los componentes o soldaduras de los carretes con seguimiento de daños derivados de la inspección visual nivel II en la zona atmosférica de acuerdo al procedimiento IS-GB-P-31. "Procedimiento de inspección por el método de líquidos penetrantes a juntas y componentes de líneas de producción, oleoductos y gasoductos en zona atmosférica"

6.2.4.6.5.5. Los ductos ascendentes para su inspección se encuentran clasificados o divididos en zonas de acuerdo a los manuales genéricos del instituto mexicano del petróleo (I.M.P.)

#### Zona A

Desde la trampa de envío - recibo.

Hasta la primera soldadura del primer codo descendente.



FIGURA No. 57 ZONA A TRAMPA DE DIABLOS

#### Zona B

Desde la primera soldadura del primer codo después de la trampa de envío o recibo.

Hasta la segunda soldadura del último codo del cuello de ganso.



FIGURA No. 58 ZONA B CUELLO DE GANSO



Zona C

Desde la segunda soldadura del último codo del cuello de ganso.  
Hasta la segunda soldadura del codo de 7° ó 10°.



FIGURA No. 59 ZONA C TRAMO VERTICAL

Zona D

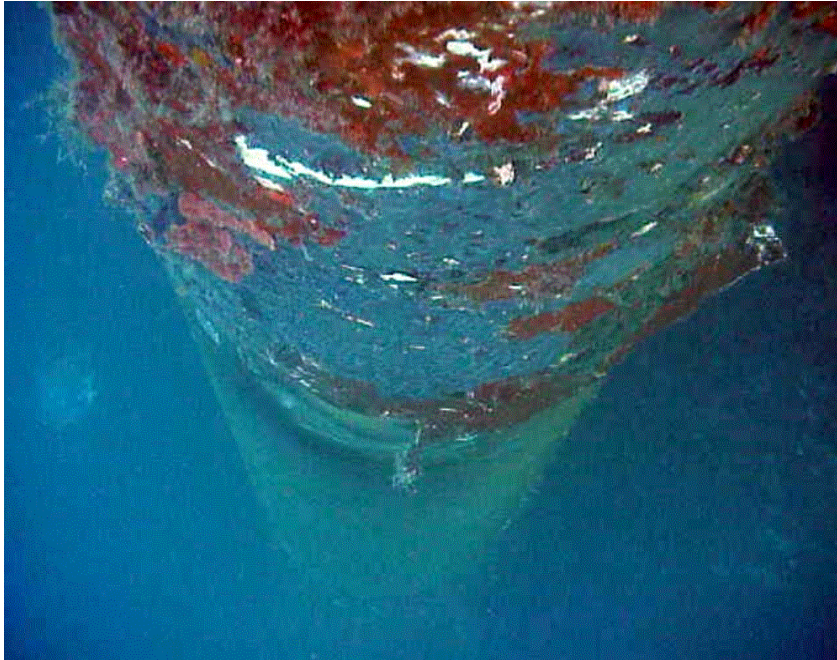
Desde la segunda soldadura del codo de 7° ó 10°.  
Hasta la soldadura inferior de la camisa, elev. -4.00 (-13  
pies) aproximadamente.



FIGURA No. 60 ZONA D ZONA DE MAREAS

### Zona E

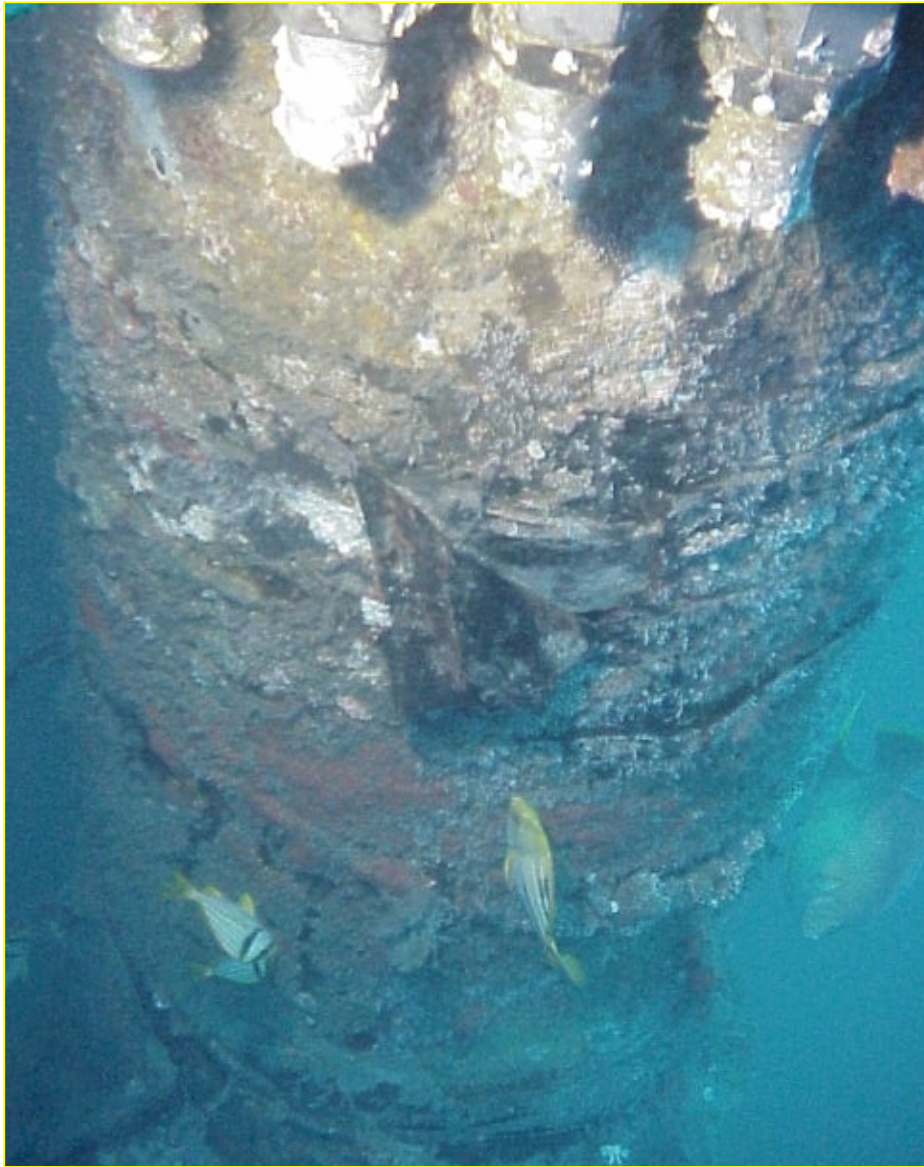
Desde la soldadura inferior de la camisa, elev. -4.00 m (-13 pies) aproximadamente.  
Hasta el centro de la brida de anillo giratorio.



**FIGURA No. 61 ZONA E TRAMO VERTICAL SUMERGIDO**

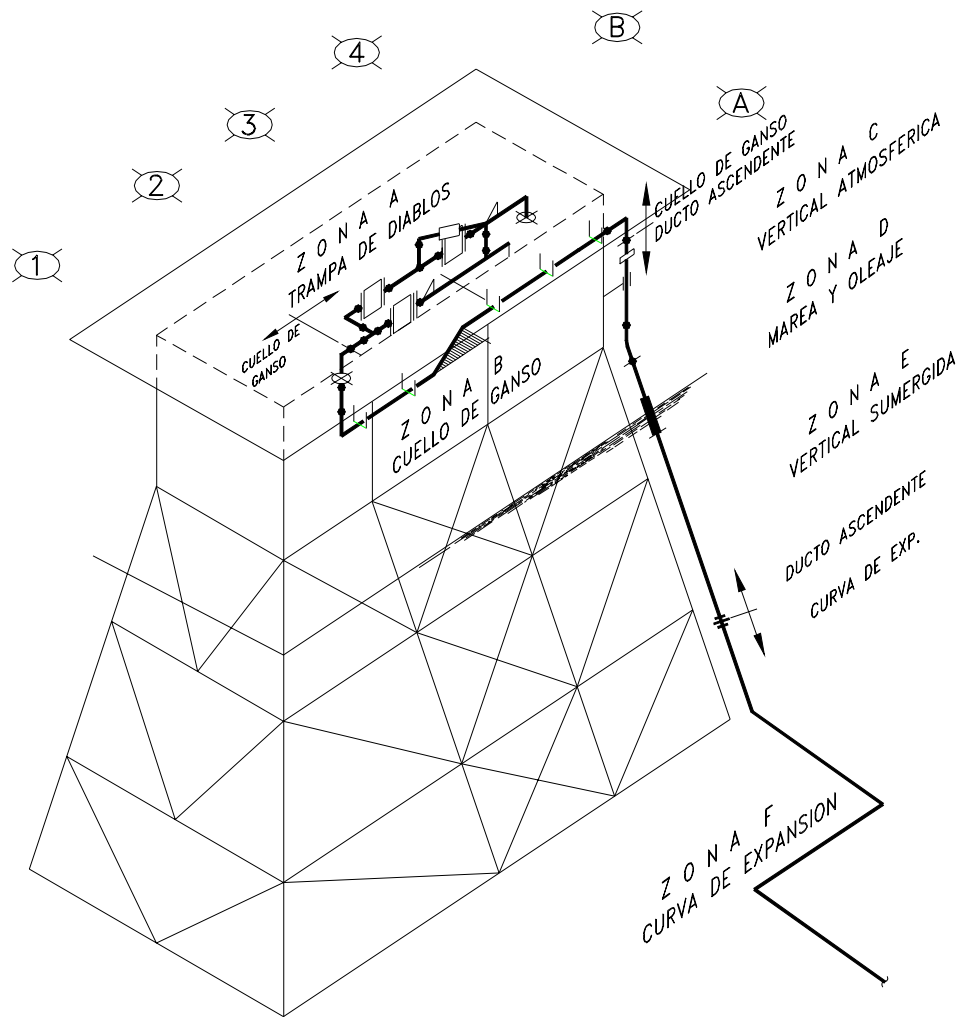
### Zona F

Desde el centro de la brida de anillo giratorio.  
El punto sobre la curva de expansión indicado en el diseño, de no cumplirse con la dimensión de la curva de expansión indicada en el diseño, se considerará que el punto entre la curva de expansión y la línea regular estará localizado como mínimo a una distancia de 5 diámetros después de la segunda soldadura del último codo horizontal de la curva de expansión.



**FIGURA No. 62 CURVA DE EXPANSIÓN**

Para una mejor comprensión de las zonas en que se divide el ducto ascendente, se incluye un croquis isométrico con su identificación. (Ver la figura siguiente).



ZONAS DE INSPECCION DEL  
DUCTO ASCENDENTE

FIGURA 1

**FIGURA No. 48 ZONAS DE INSPECCIÓN DEL DUCTO ASCEDENTE**

#### 6.2.4.6.5.6. Actividades específicas de inspección en ductos ascendentes.

6.2.4.6.5.6.1. Investigación de daños mecánicos. En esta sección se indicarán cuales son los parámetros que deben medirse para documentar cada tipo de daño específico, abolladura, corrosión, daño caliente, etc. y se mencionará cuales son los métodos cuya utilización se recomienda.

6.2.4.6.5.6.1.1. Procedimiento para inspección de daños mecánicos.- se consideran daños mecánicos aquellos daños que afectan el espesor de la pared, así como las deformaciones en el ducto, generales o locales producidos por agentes externos como golpes de objetos u objetos que caen de la plataforma o barcos, cables de anclas, paso de un huracán, etc.

6.2.4.6.5.6.1.2. Quedan incluidos en esta clasificación:

- I. Daños locales
  - a) Abolladuras
  - b) Daños sobre el espesor de pared del tubo, grietas, muescas, daños calientes, etc.  
Daños combinados: presencia de a) más b).
- II. Deformación general  
Tubería fuera de ruta por deslizamiento de lodos o por el paso de un huracán.
- III. Deformación general y daño local  
Tubería fuera de ruta más daño local, generalmente por golpe de ancla más un daño en el espesor de pared del tubo.

6.2.4.6.5.6.2. Procedimiento para inspección de abolladuras.

6.2.4.6.5.6.2.1. Los parámetros que deben medirse para documentar una abolladura son: Localización horaria del daño (con respecto a las manecillas del reloj).

6.2.4.6.5.6.2.2. Localización con respecto a los cordones longitudinal y circunferencial de soldadura. - Debe especificarse si el daño mecánico afecta al cordón de soldadura circunferencial y a que distancia se encuentra éste de los límites de la abolladura. Igualmente debe hacerse con el cordón longitudinal.

6.2.4.6.5.6.2.3. Área de la abolladura; se medirán la longitud y el ancho del área afectada y se deberá hacer referencia al eje longitudinal del ducto. Profundidad de la abolladura; se medirá y reportará la máxima profundidad de la abolladura y se elaborará un perfil de la sección longitudinal o transversal, la más afectada.

6.2.4.6.5.6.2.4. Inspección de rayones, muescas, daños calientes y acanaladuras. deberá confirmarse cabalmente la no existencia de muescas o daños superficiales asociados, mediante los métodos adecuados como partículas magnéticas, líquidos penetrantes, fotografía, etc.

6.2.4.6.5.6.3. Se aplicará en todos los casos la prueba de partículas magnéticas para verificar si existen o no grietas.

Se debe incluir un croquis detallado donde se muestren todas las características geométricas de los daños.

Fotografía. procedimiento para inspección de daños en el espesor de pared del ducto.

6.2.4.6.5.6.3.1. Cuando se documente un daño en el espesor de pared del ducto, se deberán registrar los siguientes datos:

Localización horaria del daño

Angulo del daño con respecto al eje longitudinal de la tubería.

6.2.4.6.5.6.4. Detección de grietas: se aplicará la prueba de partículas magnéticas en todo caso para verificar la existencia de grietas, se tendrá especial atención al aplicar la prueba en los extremos de rayones, muescas o acanaladuras.

6.2.4.6.5.6.4.1. Si se detecta una grieta deberá indicarse su longitud y orientación con respecto al eje longitudinal del tubo.

Localización relativa y distancia entre uno y otro daño cuando se encuentren más de un daño superficial, especificar el tipo de cada uno.

6.2.4.6.5.6.4.2. Croquis detallado donde se muestre la forma y todas las características geométricas del daño, largo ancho y profundidad del daño.

Fotografía.

6.2.4.6.5.6.5. Procedimiento para inspección de daños combinados

6.2.4.6.5.6.5.1 En ductos es frecuente encontrar daños mecánicos combinados, o sea la presencia de abolladuras más un defecto.

6.2.4.6.5.6.5.2 En el espesor de pared del tubo. En este caso para la documentación del daño deberán efectuarse los puntos 6.5.6.2.1 a 6.5.6.2.3 y el 6.5.6.4.1

#### 6.2.4.6.5.6.6. Procedimiento para inspección de deformaciones globales

6.2.4.6.5.6.6.1 Cuando se encuentra deformada la tubería sobre el lecho marino, se deberá seguir el siguiente procedimiento: medición de la desviación de la línea con respecto a la posición original.

6.2.4.6.5.6.6.2 Verificación de la no existencia de daños locales, confirmándola mediante fotografía.

#### 6.2.4.6.5.6.7. Procedimiento para inspección de deformaciones globales mas daño local.

6.2.4.6.5.6.7.1. El procedimiento de inspección para este tipo de daños incluye:

- a) Medición de la desviación de la línea con respecto a la posición original de ésta.
- b) medición del daño local o combinado, siguiendo los procedimientos delineados en las secciones 6.5.6.0 y 6.5.6.4.1

#### 6.2.4.6.5.6.8. Métodos de inspección para daños mecánicos

6.2.4.6.5.6.8.1 Hasta aquí se han especificado los parámetros que se deben medir para documentar daños mecánicos. A continuación se listan los métodos de inspección que pueden emplearse para cumplir con los requisitos señalados para la documentación del daño. En la sección 4.5 se indican los detalles específicos para la aplicación de cada método.

6.2.4.6.5.6.8.2 Mediciones ópticas.- Estos métodos, incluyen el empleo de cintas, calibradores y escuadras. Por tener estos métodos un alto grado de dependencia de la habilidad del buzo y de su agudeza visual son los métodos con el menor grado de precisión.

#### 6.2.4.6.5.6.9. Procedimiento para inspección de corrosión

6.2.4.6.5.6.9.1 Se distinguen dos casos de corrosión en los ductos, interna y externa, en cada caso puede ser local o generalizada.

6.2.4.6.5.6.9.2 Procedimiento para inspección de corrosión interna y externa localizada.

6.2.4.6.5.6.9.3 Cuando los resultados de la inspección arrojen la presencia de corrosión localizada (picaduras) externa o interna, se medirán los siguientes parámetros

6.2.4.6.5.6.9.3.1 Elevación y/o posición del daño (respecto a los cordones de soldadura circunferencial y longitudinal)

Localización horaria de la zona corroída

Extensión de la superficie corroída.

6.2.4.6.5.6.9.4 Realizar mediante una retícula un mapeo de espesores

Perfil de profundidades máximas de la corrosión

Medición del potencial de protección catódica

Fotografía (para corrosión externa)

Croquis detallado donde se muestre las características geométricas de la corrosión, de acuerdo al mapeo de espesores

6.2.4.6.5.6.10. Procedimiento para inspección de corrosión interna y externa generalizada.

6.2.4.6.5.6.10.1 En los casos de corrosión externa o interna generalizada deben medirse localización del área corroída

Longitud del área corroída (para el caso de corrosión interna será siguiendo el perfil del espesor disminuido)

Perfil de profundidades de la corrosión.

6.2.4.6.5.6.10.2 Fotografía (para corrosión externa)

Croquis detallado donde se muestren las características geométricas de la corrosión (para corrosión externa).

6.2.4.6.5.6.11. Métodos para inspección de corrosión.

6.2.4.6.5.6.11.1 Los posibles métodos que se pueden emplear para recabar la información solicitada sobre el área corroída son:

Medición con instrumentos ópticos

6.2.4.6.5.6.11.2 Los parámetros de localización, extensión y profundidad pueden medirse con instrumentos ópticos, tales como calibradores, escuadras, cintas, etc.

6.2.4.6.5.6.11.3 Ya se ha mencionado con anterioridad que son importantes las limitaciones que tienen los buzos cuando emplean estos métodos, por lo tanto, debe tenerse en cuenta la falta de precisión que se obtiene cuando se emplean este tipo de instrumentos.

6.2.4.6.5.6.11.4 Calibración de espesores con ultrasonido



6.2.4.6.5.6.11.5 Es posible emplear las técnicas de ultrasonido para medir los espesores remanentes en áreas corroídas.

6.2.4.6.5.6.11.6 La ventaja de este método de inspección es que las mediciones son confiables, cuando se aplica correctamente, y no es tan dependiente de las limitaciones del buzo en el mar ni tan sensible al medio ambiente.

6.2.4.6.5.6.11.7 Las desventajas que tiene esta técnica son

- a) Para que el haz de ultrasonido pueda penetrar el espesor de la pared de acero, es necesario que haya contacto entre toda la superficie del transductor y la superficie de la pared del ducto. Esta característica hace que muchas veces sea necesario esmerilar la superficie por inspeccionar, para poder tomar la lectura, con el riesgo inherente que existe al trabajar sobre ductos que conducen hidrocarburos a alta presión.
- b) En la mayoría de los casos será necesario efectuar un mapeo, es decir, trazar una red sobre la zona por inspeccionar para tomar una serie de lecturas que permitan determinar el perfil de la corrosión y detectar las zonas de mayor desgaste. Por lo tanto, sólo se recomienda para áreas pequeñas.

6.2.4.6.5.6.12. Procedimiento para inspección de defectos en soldaduras.

Cuando sea necesario inspeccionar las soldaduras de unión entre los tramos y/o elementos que componen el ducto, como codos, válvulas, etc., deberá seguirse el siguiente procedimiento de inspección para documentar el daño.

6.2.4.6.5.6.12.1. La soldadura se inspeccionará en toda su longitud.

La zona por inspeccionar se deberá limpiar a metal blanco.

Se deberán reportar todas las indicaciones de defectos internos y/o superficiales, tales como: Socavación al pie de la soldadura, grietas, inclusión de escoria, burbujas, falta de penetración, etc., señalando siempre la localización del defecto, longitud, ancho y profundidad a la que se encuentra; en caso de que exista más de un defecto deberán indicarse las separaciones entre los defectos existentes.

6.2.4.6.5.6.13. Métodos para inspección de defectos en soldadura.

6.2.4.6.5.6.14. Procedimiento para inspección de vibración.

6.2.4.6.5.6.14.1 Cuando se detecte vibración en el ducto ascendente o en cualquiera de las secciones de la tubería que lo componen, la documentación de la anomalía se llevará a cabo de la siguiente manera:

Efectuar un levantamiento (isométrico) de todo el tramo que presenta Vibración, tanto submarino como de cubierta.

El levantamiento debe incluir detalles de la soportería, indicando tipo de soporte, condiciones actuales del soporte, separación entre soportes, los resultados de la inspección serán reportados en el registro correspondiente establecido por Ingeniería Subacuática. asimismo se incluirán fotografías de los soportes en mal estado.

6.2.4.6.5.6.14.2 Si la vibración se presenta en el tramo submarino, se realizará una inspección detallada a las abrazaderas indicando condiciones generales, falta de espárragos o espárragos flojos, holguras en las abrazaderas guías, estado de apriete de la abrazadera ancla, estado del neopreno, elevaciones de cada abrazadera, los resultados de la inspección serán reportados en el registro correspondiente establecido por Pemex. Se incluirán fotografías de todas las abrazaderas.

Condiciones de operación, los resultados de la inspección serán reportados en el registro correspondiente establecido por Pemex así como las variaciones cíclicas de éstas, tales como presión, temperatura, flujo, tipo de fluido, etc.

Para la eliminación de las vibraciones se requiere de una evaluación que depende de mediciones de períodos y frecuencias de excitación. Estas mediciones deben ser realizadas por personal y equipos especializados, por lo que la vibración deberá reportarse para que evalúe la necesidad de medir posteriormente los parámetros de vibración.

6.2.4.6.5.6.14.3 Métodos para inspección de vibración.

6.2.4.6.5.6.14.3.1 Los parámetros que deben medirse para evaluar la vibración en tuberías son principalmente: frecuencia y período de excitación. los equipos que pueden emplearse se denominan analizadores de vibración, el manejo de estos equipos, así como la interpretación de los resultados, requiere de personal especializado.

6.2.4.6.5.6.15. Procedimiento para inspección de abrazaderas.

6.2.4.6.5.6.15.1 Las abrazaderas son elementos de soporte muy importantes para el ducto ascendente, por ello la inspección detallada, de las guías como

de la abrazadera ancla, consiste básicamente en que el arreglo de cada una esté completo según diseño y sin daños.

6.2.4.6.5.6.15.2 El procedimiento para la inspección detallada de abrazaderas guía y ancla es el siguiente:

- a) Localización de la abrazadera (elevación).
- b) Tipo de abrazadera.
- c) Condiciones de apriete u holgura, tanto en la pierna como en el ducto.
- d) Número total de espárragos, incluyendo espárragos faltantes y flojos.
- e) Existencia de neopreno en el lado del ducto.
- f) Longitud del muñón de la abrazadera. si es abrazadera universal, indicar las longitudes de los muñones.
- g) Levantamiento de daños mecánicos.
- h) Levantamiento de corrosión.
- i) Incluir croquis y fotografías.

6.2.4.6.5.6.16. Métodos para inspección de abrazaderas.

6.2.4.6.5.6.16.1 Para la inspección de abrazaderas, se puede emplear cualquiera de los métodos de medición con instrumentos, como cintas, calibradores, escuadras, etc. en caso de encontrar daños mecánicos y/o corrosión en las abrazaderas, de forma similar, se medirán con medios ópticos, verificando cuidadosamente si los daños abarcan también el ducto ascendente.

6.2.4.6.5.6.17. Procedimiento para inspección de la zona de mareas y oleaje.

6.2.4.6.5.6.17.1 Por encontrarse en el nivel medio de mareas, la zona de mareas y oleaje es una de las zonas más expuestas a sufrir daños, los objetos flotantes pueden producir daños mecánicos, los cambios bruscos de temperatura ocasionados por el oleaje favorecen los procesos de corrosión. en la inspección de esta zona deben extremarse los cuidados que se tengan para detallar debidamente todos los daños existentes. a continuación se describen todos los puntos que conforman la inspección.

- a) Localización del recubrimiento anticorrosivo, indicando las elevaciones en las cuales principia y termina el recubrimiento.
- b) Tipo de recubrimiento anticorrosivo instalado.

- c) Condiciones del recubrimiento anticorrosivo, señalando:
  - Adherencia en los extremos superior e inferior.
  - Existencia y localización de desprendimientos de anticorrosivo, midiendo
  - Registrando las dimensiones de las áreas expuestas
- d) Registro de daños mecánicos (se emplearán los procedimientos ya descritos en la sección 6.5.6.1.1), poniendo especial atención a los daños sobre la pared del ducto.
- e) Inspección de corrosión (se emplearán los procedimientos descritos en la sección 6.5.6.9).
- f) Mediciones del potencial de protección catódica en las áreas de metal desnudo (por daño del recubrimiento), y de ser posible bajo el límite inferior del recubrimiento.
- g) Inspección de contactos entre la defensa y el ducto; se verificará que en ningún punto, la defensa de protección esté en contacto con el ducto, si existen puntos de contacto indicar localización y tomar fotografía.
- h) Si se encuentran áreas de recubrimiento desprendido, deberán repararse antes de terminar la inspección; debido a las condiciones y limitaciones de esta zona, puede emplearse el recubrimiento RE-32 para proteger de la corrosión las zonas expuestas mientras se efectúa la reparación definitiva, si ésta es necesaria.
- i) Registro de escombros. si se encuentran escombros que no puedan retirarse, se efectuará un levantamiento de los mismos.
- j) Levantar croquis y tomar fotografías.
- k) Distancia entre el ducto y la pierna.

6.2.4.6.5.6.17.2 Los datos recabados de la inspección de esta zona deberán documentarse en los formatos por el manual del IMP.

6.2.4.6.5.6.18. Métodos para inspección de la zona de mareas y oleaje.

6.2.4.6.5.6.18.1 La información solicitada por el procedimiento de inspección para la zona de mareas y oleaje puede recabarse en su totalidad con los métodos ya descritos anteriormente para daños mecánicos, corrosión, etc.

#### 6.2.4.6.5.6.19. Procedimiento para inspección de fugas.

6.2.4.6.5.6.19.1 Cuando se descubra o detecte una fuga en un ducto ascendente, se deberá reportar la localización de esta, indicando si se presentan en una conexión o en el tubo. Además se indicará cual es la posible causa de esta fuga, por ejemplo falta de apriete en la conexión, daño mecánico, etc.

#### 6.2.4.6.5.6.19.2 Métodos para detección de fugas.

6.2.4.6.5.6.19.2.1 Las fugas pueden descubrirse cuando la cantidad de fluido que escapa llega a la superficie y es suficiente para localizarlas visualmente.

6.2.4.6.5.6.19.2.2 Sin embargo, en otras ocasiones, las fugas son pequeñas o bien su posición no permiten que sean fácilmente descubribles, para estos casos existen técnicas que permiten detectar por medios indirectos las fugas. los métodos aplicables son:

Procedimiento para inspección del monoblock se recabará la siguiente información:

- a) Localización de la junta (nivel).
- b) Tipo de junta.
- c) Condiciones generales de la junta.
- d) Indicar si se presenta fuga
- e) Levantamiento de daños mecánicos
- f) Levantamiento de corrosión
- g) Prueba de continuidad eléctrica
- h) Inspección visual de la soldadura e indicar su estado.
- i) Incluir croquis y fotografía

6.2.4.6.5.6.19.2.3 Los resultados de la inspección del monoblock serán reportados en el registro correspondiente establecido por Pemex.

#### 6.2.4.6.5.6.19.2.3.1 Métodos para inspección del monoblock.

6.2.4.6.5.6.19.2.3.1.1 Para la inspección del monoblock, se podrán emplear cualquiera de los métodos de medición con instrumentos ópticos (cintas, calibradores, escuadras, etc.).

6.2.4.6.5.6.19.2.3.1.2 Para la prueba de continuidad eléctrica será con un multímetro previamente calibrado pudiendo realizarse mediante resistencia eléctrica o voltajes.

6.2.4.6.5.6.19.2.3.1.3 Se colocan las puntas en la pared del ducto en ambos extremos de la junta (retirando el recubrimiento, previamente de 1 cm x 1 cm).

6.2.4.6.5.6.19.2.3.1.4 Si el multímetro está en la opción de lectura ohmetro, entonces estaremos leyendo resistencias; en este caso, la resistencia de lectura debe ser diferente de cero ( $r(0)$ ) para comprobar que existe aislamiento entre las dos secciones del ducto ascendente separadas por la junta aislante, de otra forma hay continuidad y la junta no trabaja satisfactoriamente.

6.2.4.6.5.6.19.2.3.1.5 Si el multímetro está en la opción de lectura voltímetro, la diferencia de potencial debe ser diferente de cero ( $v$ ) (0) para comprobar que no hay continuidad eléctrica entre las dos secciones del ducto ascendente separadas por la junta aislante. en caso contrario el funcionamiento de la junta aislante no es satisfactorio.

Elaborar un croquis del daño donde se muestren todas las dimensiones, así como la profundidad del daño.

6.2.4.6.5.6.19.2.3.1.6 Se efectuará una inspección nivel 2 para determinar si existen grietas.

- Tomar fotografías del daño, donde se colocara un indicador para estimar su proporción a escala.

6.2.4.6.5.6.19.2.3.1.7 Detección de grietas: se aplicará la prueba de partículas magnéticas en todo caso para verificar la existencia de grietas, se tendrá especial atención al aplicar la prueba en los extremos de rayones, muescas o acanaladuras.

6.2.4.6.5.6.19.2.3.1.8 Si se detecta una grieta deberá indicarse su longitud y orientación con respecto al eje longitudinal del tubo.

6.2.4.6.5.6.19.2.3.1.9 Localización relativa y distancia entre uno y otro daño cuando se encuentren más de un daño superficial, especificar el tipo de cada uno.

Croquis detallado donde se muestre la forma y todas las características geométricas del daño, largo ancho y profundidad del daño.

Fotografías de apoyo.

#### 6.2.4.6.5.6.20 Métodos de inspección para daños mecánicos.

6.2.4.6.5.6.20.1 Hasta aquí se han especificado los parámetros que se deben medir para documentar daños mecánicos. a en la sección 8 se enlistan los métodos de pruebas no destructivas y la referencia de los procedimientos aplicables necesarios para la documentación del daño. En la sección se indican los detalles específicos para la aplicación de cada método.

#### 6.2.4.6.5.6.21 Mediciones ópticas.

6.2.4.6.5.6.21.1 Estos métodos, incluyen el empleo de cintas, calibradores y escuadras. por tener estos métodos un alto grado de dependencia de la habilidad del buzo y de su agudeza visual son los métodos con el menor grado de precisión.

#### 6.2.4.6.5.6.22 Investigación de socavación y acumulamientos

- a) La socavación.- se define como la distancia entre él la parte inferior del ducto y el fondo marino cuando se ha detectado la presencia de socavación se deberán medir sus dimensiones e indicar su localización,
- b) Acumulación de lodos en caso que durante la inspección al nivel del lecho marino se encuentre acumulación de lodos, se deberá dimensionar con respecto a puntos de referencia fijos, localización y extensión, comparándola con puntos fijos.

#### 6.2.4.6.6 Reportes y registros.

##### 6.2.4.6.6.1 Registro de resultados

6.2.4.6.6.1.1 Todos los resultados, deberán ser debidamente registrados y documentados en los formatos del manual genérico de inspección de ductos del IMP. complementados con dibujos. Y fotografías digitalizadas. el mismo formato será proporcionado al cliente en un software especialmente desarrollado con las características requeridas en el contrato el reporte será complementado con un reporte videográfico complementario.

Los reportes de las examinaciones con pruebas no destructivas serán anexados al manual genérico y al registro electrónico correspondiente.

#### 6.2.4.6.7 Evaluación de los resultados.

Los resultados de la inspección con pruebas no destructivas será en base a códigos y normas aplicables a cada método y se encuentran establecidos en el manual de procedimientos de Pemex.

6.2.4.6.7.1 La evaluación preliminar del estado general del ducto la emitirá el cuerpo de ingeniería de evaluación preliminar y la evaluación final la emitirá el cuerpo de ingeniería de evaluación del IMP

#### 6.2.4.6.8. Mantenimiento recomendado.

6.2.4.6.8.1. El mantenimiento menor, será recomendado por el cuerpo de ingeniería de evaluación preliminar. En base a los resultados de la evaluación preliminar.

6.2.4.6.8.2. El mantenimiento menor lo recomendará el cuerpo de ingeniería de evaluación del IMP. En base a los resultados de la evaluación final.



**6.2.4.7. ANEXOS (EJEMPLO ILUSTRADO DE UN REPORTE DE INSPECCIÓN).**

CLAVE DEL DUCTO:  
DIAMETRO  
PIERNA:  
PLATAFORMA:  
FECHA:  
BARCO:

REGISTRO DE RESULTADO DE INSPECCION

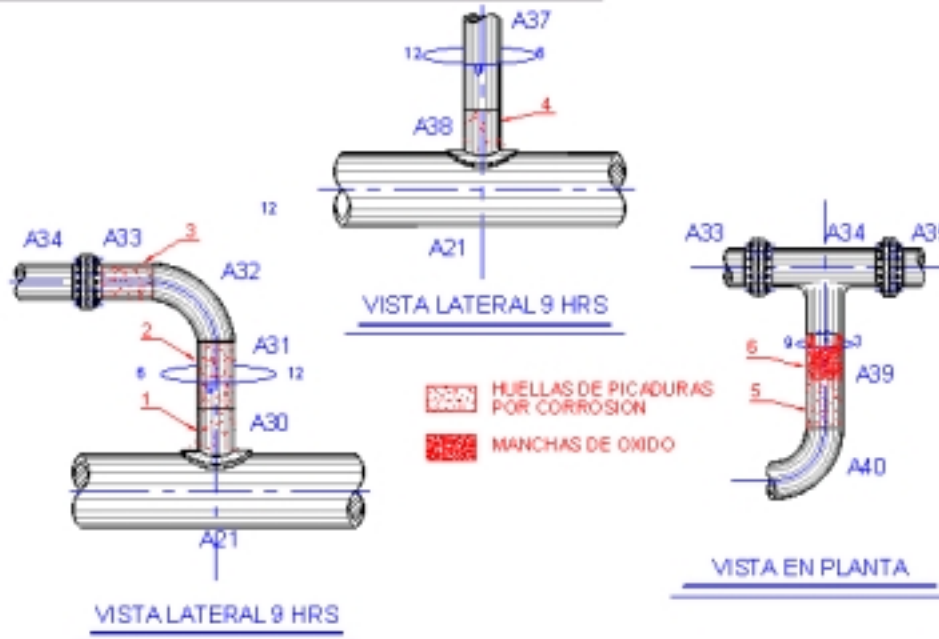
**INSPECCION A DUCTO ASCENDENTE DE 36"Ø  
PLATAFORMA**

**REPORTE DE INSPECCION DE LA  
ZONA "A"**

CLAVE DEL DUCTO:  
 DIAMETRO  
 PIERNA:  
 PLATAFORMA:  
 PERIODO DE INSPECCION:  
 BARCO:

REPORTE DE CORROSION EN ZONA "A"

CORROSION EN ZONA "A"



CORROSION								
No. DE CARRETE	TIPO DE CORROSION	DIMENSIONES (cm)	E.M.S.	E.M.D.	DIF.	DESG. %	HORARIO	DISTANCIA A SOLDADURA MAS CERCANA
A30	1) HUELLAS DE PICADURAS POR CORROSION	32 x 128	0.874"	0.804"	0.070"	8.6%	PERIMETRAL	SOBRE EL CARRETE
A31	2) HUELLAS DE PICADURAS POR CORROSION	42 x 18	0.325"	0.005"	0.040"	4.3%	PERIMETRAL	SOBRE EL CARRETE
A33	3) HUELLAS DE PICADURAS POR CORROSION	50 x 128	0.950"	0.910"	0.040"	4.2%	PERIMETRAL	SOBRE EL CARRETE
A38	4) HUELLAS DE PICADURAS POR CORROSION	13 x 128	0.960"	0.830"	0.070"	7.8%	PERIMETRAL	SOBRE EL CARRETE
A39	5) HUELLAS DE PICADURAS POR CORROSION	111 x 128	0.325"	0.045"	0.080"	8.6%	PERIMETRAL	SOBRE EL CARRETE
A39	6) MANCHAS DE OXIDO	50 x 50	N/A	N/A	N/A	N/A	DE 9 A 2	A 20 cm DE A34-A39

OBSERVACIONES: LAS HUELLAS DE PICADURAS POR CORROSION SE LOCALIZAN BAJO RECLUBRIMIENTO ANTICORROSION EN BUEN ESTADO, NO EXISTE CORROSION. LA INSPECCION SE REALIZA CONFORME AL PROCEDIMIENTO No. IS-GB-P-65a.

REPRESENTANTE DE COMPAÑIA

SUPERINTENDENTE DE BUCEO

BUZOS INSPECTORES

CLAVE DEL DUCTO:  
 DIAMETRO  
 PIERNA:  
 PLATAFORMA:  
 FECHA:  
 BARCO:

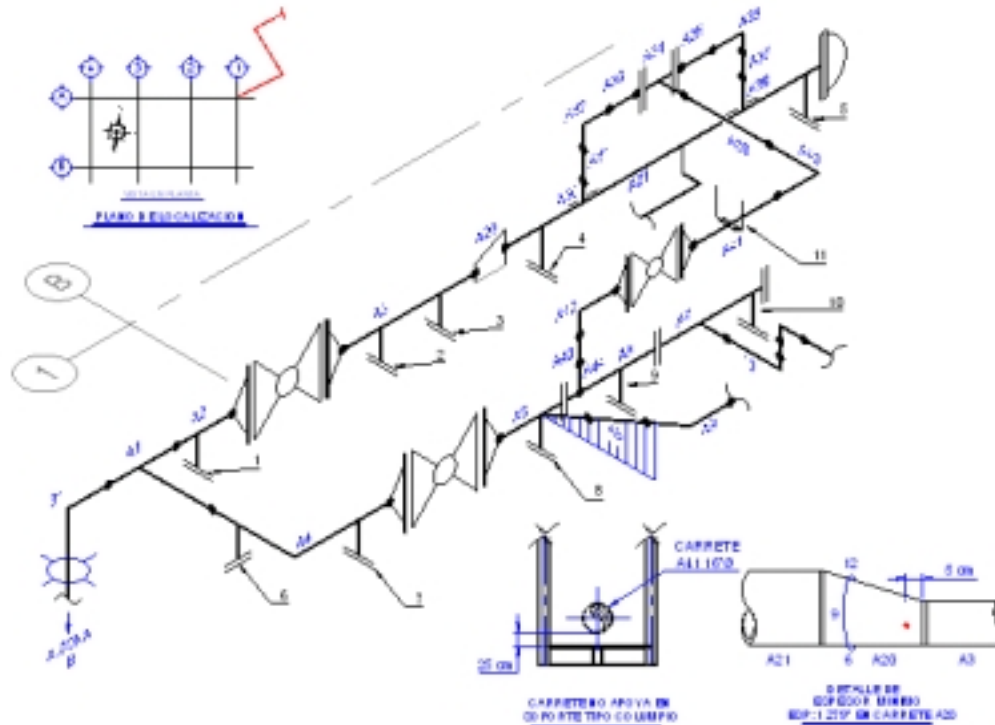
REGISTRO DE RESULTADO DE INSPECCION  
 ZONA "A"

ISOMETRICO DE ZONA "A"  
 Y ESPESOR MINIMO

ESPESOR MINIMO DETECTADO

1.279" EN CARRETE A20  
 (RED. EXT. 36"Ø x 42"Ø)

0.730" EN CARRETE A39 DE 16"Ø



SOPORTERIA

No. DE SOPORTE	TIPO	EL DUCTO APOYA SOBRE SOPORTE	DUCTO SOBRE:	ESTADO DEL SOPORTE	VIBRACION	OBSERVACIONES
1	PEDESTAL	SI	NEOPRENO	EN BUEN ESTADO	NO	EN BUEN ESTADO GENERAL
2	PEDESTAL	SI	METAL	EN BUEN ESTADO	NO	EN BUEN ESTADO GENERAL
3	PEDESTAL	SI	METAL	EN BUEN ESTADO	NO	EN BUEN ESTADO GENERAL
4	PEDESTAL	SI	METAL	EN BUEN ESTADO	NO	EN BUEN ESTADO GENERAL
5	PEDESTAL	SI	METAL	EN BUEN ESTADO	NO	EN BUEN ESTADO GENERAL
6	PEDESTAL	SI	NEOPRENO	EN BUEN ESTADO	NO	EN BUEN ESTADO GENERAL
7	PEDESTAL	SI	NEOPRENO	EN BUEN ESTADO	NO	EN BUEN ESTADO GENERAL
8	PEDESTAL	SI	NEOPRENO	EN BUEN ESTADO	NO	EN BUEN ESTADO GENERAL
9	PEDESTAL	SI	NEOPRENO	EN BUEN ESTADO	NO	EN BUEN ESTADO GENERAL
10	PEDESTAL	SI	NEOPRENO	EN BUEN ESTADO	NO	EN BUEN ESTADO GENERAL
11	COLUMPIO	NO	NO APLICA	EN BUEN ESTADO	NO	NO FUNCIONAL, EXISTE SEPARACION DE 25 cm

OBSERVACIONES: LA INSPECCION SE REALIZA CONFORME AL PROCEDIMIENTO No. IS-00-P-12a.

REPRESENTANTE DE COMPAÑIA

SUPERINTENDENTE DE BUCEO

BUZO INSPECTOR

CLAVE DEL DUCTO:  
 DIAMETRO  
 PIERNA:  
 PLATAFORMA:  
 FECHA:  
 BARCO:

REGISTRO DE RESULTADO DE INSPECCION  
 MEDICION DE ESPESORES EN ZONA "A"

MEDICION DE ESPESORES

CARRI TE NUMER O	RELO J	MEDICION DE ESPESORES (PULGADAS)				DIF.	DESG %	TIPO DE CARRETE	COSTU RA	LONG. cm	DIAM.	ESTADO DEL RECRUBRIMIENTO
		12.00	03.00	06.00	09.00							
A1	1	2.371"	2.351"	2.297"	1.749"	0.949"	36.8%	TEE	SI	133	36" Ø	ENBUENESTADO
	2	2.572"	IN	2.297"	2.351"							
	3	2.172"	2.273"	2.351"	1.623"							
	4	1.772"	1.972"	2.199"	1.048"							
A2	1	1.942"	1.636"	1.692"	1.529"	0.130"	7.6%	RECTO	SI	54	36" Ø	ENBUENESTADO
	2	1.652"	1.621"	1.699"	1.557"							
A3	1	1.516"	1.536"	1.536"	1.536"	0.101"	6.5%	RECTO	SI	365	36" Ø	ENBUENESTADO
	2	1.516"	1.529"	1.536"	1.456"							
	3	1.536"	1.556"	1.536"	1.550"							
	4	1.529"	1.516"	1.516"	1.557"							
A4	1	1.766"	1.613"	1.795"	1.777"	0.166"	5.8%	CODDO DE 90	SI	LE= 266 U= 143	36" Ø	ENBUENESTADO
	2	1.759"	1.762"	1.708"	1.777"							
	3	1.795"	1.795"	1.795"	1.777"							
A5	1	2.075"	2.151"	2.199"	1.999"	0.604"	27.5%	TEE	SI	132	36" Ø	ENBUENESTADO
	2	IN	IN	1.999"	1.999"							
	3	2.075"	2.099"	1.999"	1.999"							
	4	1.725"	1.725"	1.595"	1.825"							
A6	1	1.524"	1.524"	1.454"	1.524"	0.160"	6.5%	RECTO	SI	220	36" Ø	ENBUENESTADO
	2	1.549"	1.524"	1.524"	1.524"							
	3	1.449"	1.524"	1.524"	1.524"							
A7	1	2.351"	2.371"	2.221"	2.172"	0.598"	24.7%	TEE	SI	133	36" Ø	ENBUENESTADO
	2	2.199"	N/A	2.199"	2.172"							
	3	2.125"	2.423"	2.221"	2.199"							
	4	1.925"	2.075"	1.825"	1.925"							
A8	1	1.524"	1.549"	1.549"	1.574"	0.251"	15.2%	RECTO	SI	120	36" Ø	ENBUENESTADO
	2	1.549"	1.549"	1.399"	1.600"							
	3	1.549"	1.549"	1.549"	1.549"							
A9	1	1.825"	1.900"	1.825"	1.906"	0.160"	5.3%	CODDO DE 90	SI	LE= 297 U= 141	36" Ø	ENBUENESTADO
	2	1.900"	1.900"	1.825"	1.900"							
	3	1.948"	1.948"	1.876"	1.876"							
A10	1	1.549"	1.574"	1.574"	1.549"	0.099"	6.1%	CODDO DE 90	SI	LE= 265 U= 143	36" Ø	ENBUENESTADO
	2	1.600"	1.574"	1.524"	1.623"							
	3	1.549"	1.574"	1.549"	1.600"							
A20	1	1.366"	1.327"	1.288"	1.327"	0.048"	3.6%	REDUCCION EXCENTRICA	SI	61	36" Ø 42" Ø	ENBUENESTADO
	2	1.288"	1.327"	1.279"	1.327"							
A21	1	1.491"	1.516"	1.472"	1.420"	0.096"	6.3%	RECTO	SI	456	42" Ø	ENBUENESTADO
	2	1.510"	1.491"	1.472"	1.516"							
	3	1.491"	1.478"	1.472"	1.478"							

IN INACCESIBLE POR ENCONTRARSE SOPORTE (PEDESTAL).

LE: LONGITUD EXTERNA

LI: LONGITUD INTERNA

EQUIPO UTILIZADO: EPOCH II / 2100 No. SERIE 90162312.

OBSERVACIONES: LOS ESPESORES EN COLOR AZUL SIGNIFICAN EL ESPESOR REMANENTE, YA QUE EN ESTE PUNTO SE LOCALIZA UN DAÑO CALIENTE. EL ESPESOR EN COLOR ROJO ES EL ESPESOR MÍNIMO DEL DIAMETRO NOMINAL DEL DUCTO EN LA ZONA "A".

REPRESENTANTE DE COMPAÑIA

SUPERINTENDENTE DE BUCEO

BUZOS INSPECTORES

CLAVE DEL DUCTO:  
 DIAMETRO:  
 PIERNA:  
 PLATAFORMA:  
 FECHA:  
 BARCO:

REGISTRO DE RESULTADO DE INSPECCION  
 MEDICION DE ESPESORES EN ZONA "A"

MEDICION DE ESPESORES

CARRI TE NUMER O	RELO J	MEDICION DE ESPESORES (PULGADAS)				Dif.	DESG %	TIPO DE CARRETE	COSTU RA	LONG. cm	DIAM.	ESTADO DEL RECUBRIMIENTO
		12.00	03.00	06.00	09.00							
A30	1	0.850"	0.850"	0.850"	0.850"	0.024"	2.7%	RECTO	NO	32.5	16" Ø	ENBUENESTADO
	2	0.850"	0.850"	0.874"	0.850"							
A31	1	0.925"	0.850"	0.850"	0.900"	0.075"	8.1%	RECTO	NO	42	16" Ø	ENBUENESTADO
	2	0.925"	0.850"	0.850"	0.900"							
A32	1	0.900"	0.974"	1.024"	0.920"	0.120"	12.7%	CODDO DE 90	NO	LE= 124 Lh= 59	16" Ø	ENBUENESTADO
	2	0.900"	1.000"	0.894"	0.974"							
	3	0.925"	1.000"	0.950"	0.974"							
A33	1	0.850"	0.950"	0.874"	0.900"	0.100"	10.5%	RECTO	NO	50	16" Ø	ENBUENESTADO
	2	0.874"	0.900"	0.900"	0.850"							
A34	1	1.000"	1.195"	1.020"	0.920"	0.475"	35.8%	TEE	NO	57	16" Ø	ENBUENESTADO
	2	1.024"	1.1	1.074"	1.030"							
	3	1.049"	1.325"	1.000"	0.934"							
	4	1.049"	0.934"	0.850"	0.920"							
A35	1	0.925"	0.874"	0.770"	0.764"	0.161"	17.4%	RECTO	NO	56	16" Ø	ENBUENESTADO
	2	0.925"	0.850"	0.850"	0.900"							
A36	1	1.024"	1.024"	1.000"	1.000"	0.150"	12.8%	CODDO DE 90	SI	LE= 98 Lh= 34	16" Ø	ENBUENESTADO
	2	1.024"	1.049"	1.125"	1.074"							
	3	1.024"	1.049"	1.000"	1.150"							
A37	1	0.750"	0.850"	0.850"	0.824"	0.090"	10.6%	RECTO	NO	75	16" Ø	ENBUENESTADO
	2	0.850"	0.770"	0.850"	0.824"							
	3	0.850"	0.850"	0.850"	0.824"							
A38	1	0.900"	0.820"	0.800"	0.850"	0.100"	11.1%	RECTO	NO	10	16" Ø	ENBUENESTADO
	1	0.850"	0.874"	0.730"	0.874"							
A39	2	0.850"	0.900"	0.925"	0.850"	0.195"	21.1%	RECTO	NO	88	16" Ø	ENBUENESTADO (PRESENTA MANCHA DE CODDO DE 0.25m <sup>2</sup> )
	3	0.850"	0.874"	0.874"	0.850"							
	1	0.800"	0.900"	0.950"	0.800"							
A40	2	0.800"	0.850"	0.900"	0.800"	0.150"	15.8%	CODDO DE 90	NO	LE= 10 Lh= 54	16" Ø	ENBUENESTADO
	3	0.800"	0.850"	0.824"	0.824"							
	1	0.874"	0.850"	0.850"	0.850"							
A41	2	0.874"	0.874"	0.850"	0.850"	0.024"	2.7%	RECTO	NO	101	16" Ø	ENBUENESTADO
	3	0.874"	0.874"	0.850"	0.850"							
	1	0.925"	1.049"	1.000"	1.024"							
A42	2	0.900"	1.049"	1.050"	0.974"	0.290"	18.2%	CODDO DE 90	NO	LE= 125 Lh= 60	16" Ø	ENBUENESTADO
	3	0.974"	1.049"	0.950"	0.950"							
	1	0.900"	0.874"	0.850"	0.850"							
A43	2	0.900"	0.900"	0.850"	0.850"	0.050"	5.6%	RECTO	NO	66	16" Ø	ENBUENESTADO
	1	0.874"	0.874"	0.874"	0.900"							
A44	1	0.874"	0.874"	0.874"	0.874"	0.026"	2.9%	RECTO	NO	32	16" Ø	ENBUENESTADO
	2	0.874"	0.874"	0.874"	0.874"							

NI: INACCESIBLE POR ENCONTRARSE SOPORTE (PEDESTAL).

LE: LONGITUD EXTERNA

LI: LONGITUD INTERNA

EQUIPO UTILIZADO: EPOCH II / 2100 No. SERIE 90162312.

OBSERVACIONES: LOS ESPESORES EN COLOR AZUL SIGNIFICAN EL ESPESOR REMANENTE, YA QUE EN ESTE PUNTO SE LOCALIZA UN DAÑO CALIENTE. EL ESPESOR EN COLOR ROJO ES EL ESPESOR MINIMO DE LOS CARRETES DE 16"Ø LOCALIZADOS EN LA ZONA "A".

REPRESENTANTE DE COMPAÑIA

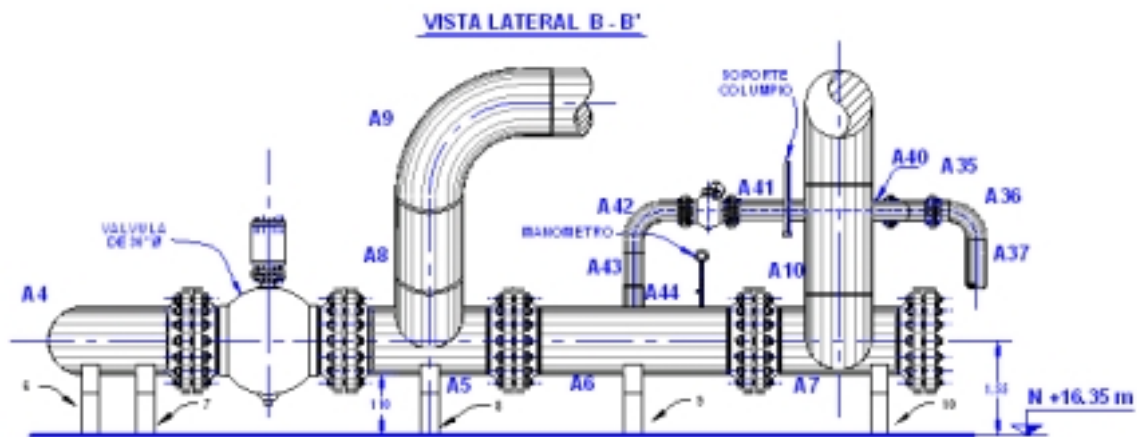
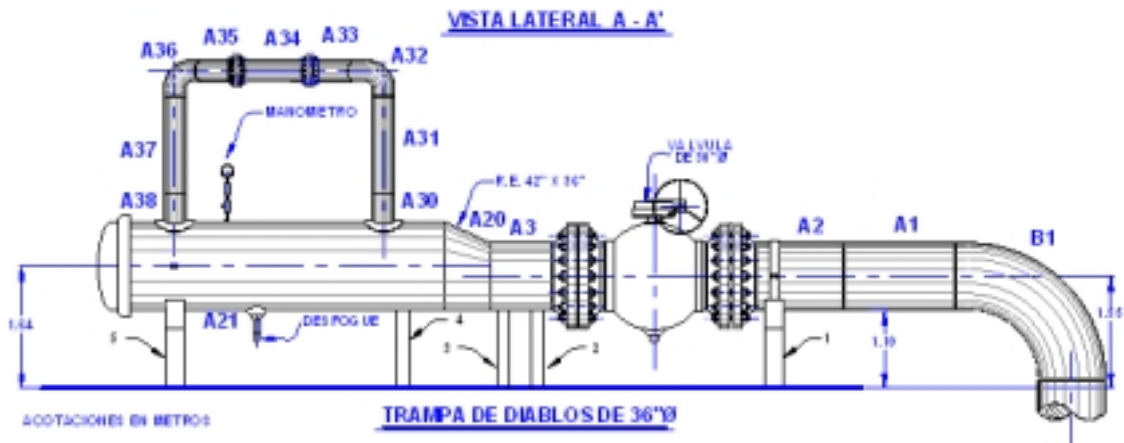
SUPERINTENDENTE DE BUCEO

BUZOS INSPECTORES

CLAVE DEL DUCTO:  
 DIAMETRO  
 PIERNIA:  
 PLATAFORMA:  
 FECHA:  
 BARCO:

REGISTRO DE RESULTADO DE INSPECCION  
 ZONA A

VISTAS LATERALES DE TRAMPA DE DIABLOS



OBSERVACIONES: CROQUIS REPRESENTATIVO (SIN ESCALA) DE LA TRAMPA DE DIABLOS DE 36"Ø EN EL NIVEL N +16.35 m. LA INSPECCION SE REALIZA CONFORME AL PROCEDIMIENTO No. IS-GB-P-12a.

REPRESENTANTE DE COMPAÑIA

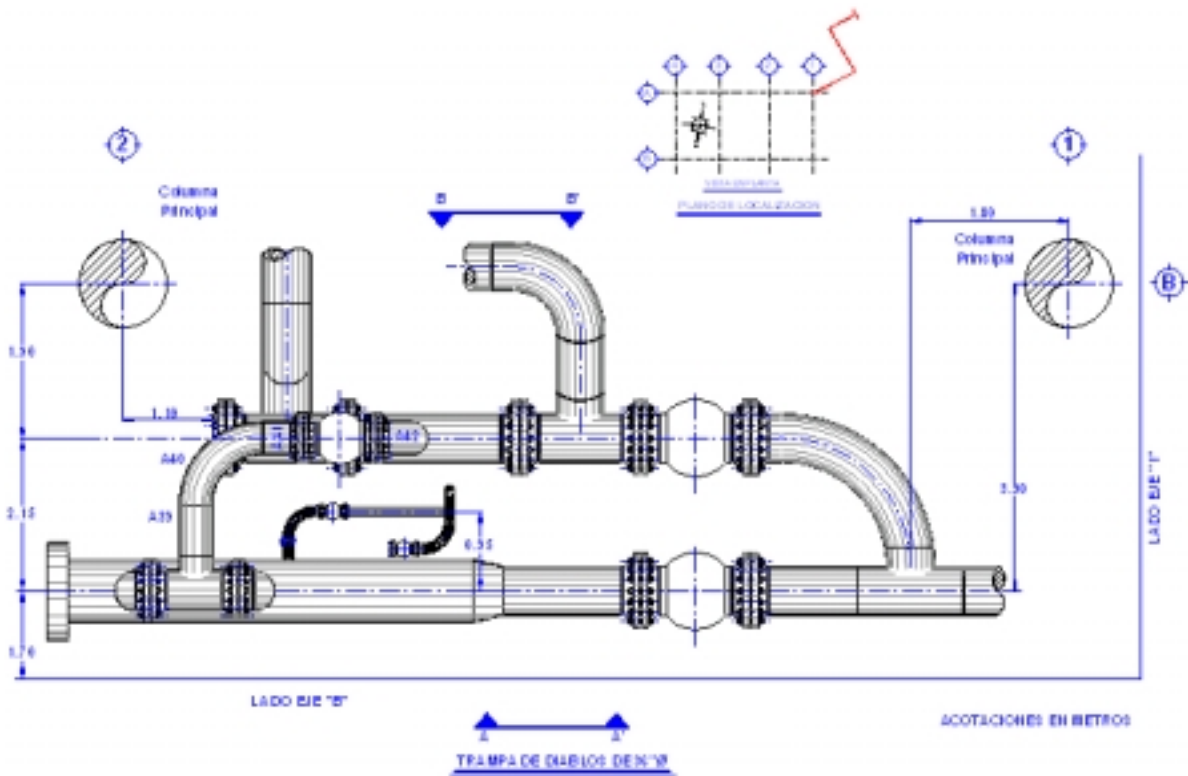
SUPERINTENDENTE DE BUCEO

BUZO INSPECTOR

**CLAVE DEL DUCTO:**  
**DIAMETRO:**  
**PIERNA:**  
**PLATAFORMA:**  
**FECHA:**  
**BARCO:**

**REGISTRO DE RESULTADO DE INSPECCION**  
**ZONA A**

**VISTA EN PLANTA DE LA TRAMPA DE DIABLOS**



**OBSERVACIONES:** CROQUIS REPRESENTATIVO (SIN ESCALA) DE LA TRAMPA DE DIABLOS DE 36"Ø EN EL NIVEL N +16.35 m. LA INSPECCION SE REALIZA CONFORME AL PROCEDIMIENTO No. IS-GB-P-12a.

REPRESENTANTE DE COMPAÑÍA

SUPERINTENDENTE DE BUCEO

BUZOS INSPECTORES

CLAVE DEL DUCTO:

DIAMETRO

PIERNA:

PLATAFORMA:

FECHA:

BARCO:

REGISTRO DE RESULTADO DE INSPECCION

**INSPECCION A DUCTO ASCENDENTE DE 36"Ø  
PLATAFORMA**

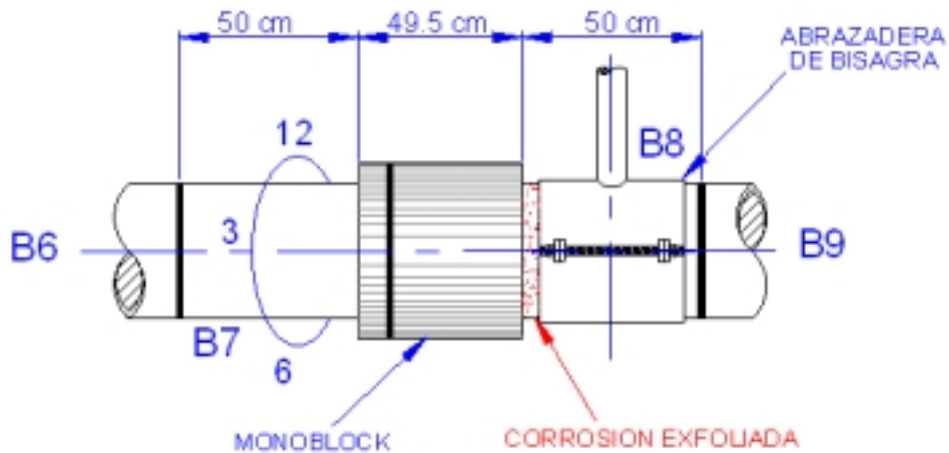
**REPORTE DE INSPECCION DE LA  
ZONA "B"**



CLAVE DEL DUCTO:  
 DIAMETRO  
 PIERNA:  
 PLATAFORMA:  
 PERIODO DE INSPECCION:  
 BARCO:

REPORTE DE CORROSION EN ZONA "B"

CORROSION EN ZONA "B"



CORROSION								
No. DE CARRETE	TIPO DE CORROSION	DIMENSIONES (cm)	E.M.S.	E.M.D.	DIF.	DESG. %	HORARIO	DISTANCIA A SOLDADURA MAS CERCANA
B8	EXFOLIADA	289 x 2	100%	N	N/A	N/A	PERIFERICAL	ENTRE MONOBLOCK Y CARRETE B8

N= INACCESIBLE N/A= NO APLICA

**OBSERVACIONES:** NO HAY ESPACIO SUFICIENTE PARA REALIZAR LA TOMA DE ESPESORES EN EL AREA AFECTADA POR LA CORROSION DEBIDO A QUE SE ENCUENTRA ENTRE EL MONOBLOCK Y LA ABRAZADERA. DURANTE LA INSPECCION SE REALIZAN TRABAJOS DE MANTENIMIENTO (APLICACION DE RECURRIMIENTO ANTICORROSIVO). LA INSPECCION SE EFECTUA CONFORME AL PROCEDIMIENTO No. IS-GB-P-65a.

REPRESENTANTE DE COMPAÑIA SUPERINTENDENTE DE BUCEO BUZO INSPECTOR

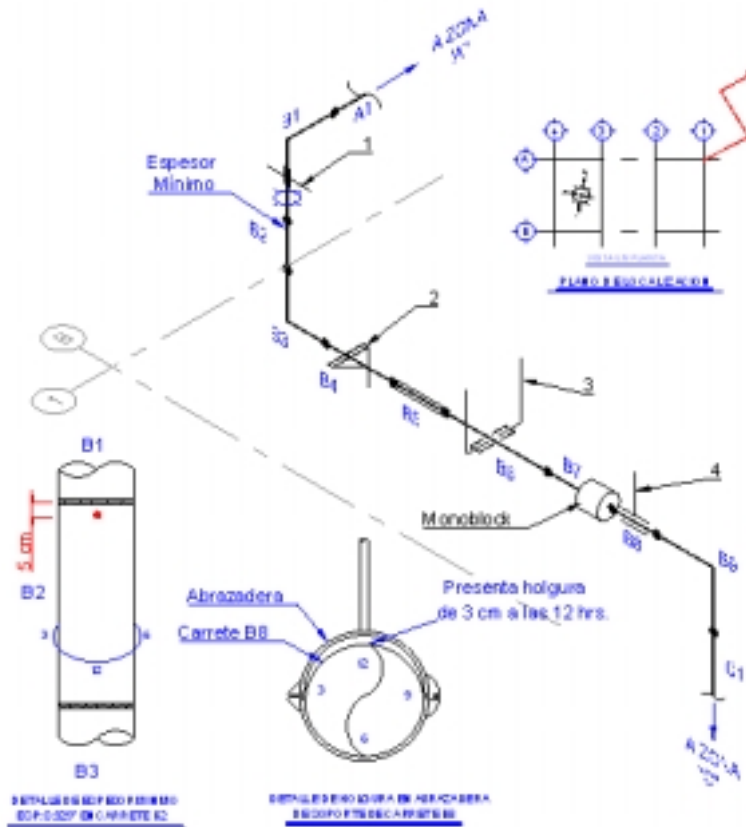
CLAVE DEL DUCTO:  
 DIAMETRO:  
 PIERNA:  
 PLATAFORMA:  
 FECHA:  
 BARCO:

REGISTRO DE RESULTADO DE INSPECCION  
 ZONA "B"

ISOMETRICO DE ZONA "B"  
 Y ESPESOR MINIMO

ESPESOR MINIMO DETECTADO

0.929" EN CARRETE B2 DE 36"Ø



SOPORTERIA						
No. DE SOPORTE	TIPO	EL DUCTO APOYA SOBRE SOPORTE	DUCTO SOBRE:	ESTADO DEL SOPORTE	VIBRACION	OBSERVACIONES
1	CORNAMUSA	SI	METAL	BUEN ESTADO	NO	PRESENTA PLACA DE REFUERZO
2	MENSULA	SI	METAL	BUEN ESTADO	NO	SE ENCUENTRA SOLDADO AL DUCTO
3	COLUMPIO	SI	METAL	BUEN ESTADO	NO	SE ENCUENTRA SOLDADO AL DUCTO
4	SOPORTE COLGANTE CON ABRAZADERA	SI	NEOPRENO	BUEN ESTADO	NO	PRESENTA CORROSION LEGERA EN UN AREA DE 0.4 m <sup>2</sup> , PRESENTA HOLGURA EN LA MEDIA CONCHA SUPERIOR DE 3 cm A LAS 12 hrs.

OBSERVACIONES: LA INSPECCION SE REALIZA CONFORME AL PROCEDIMIENTO No. IS-GB-P-12a.

REPRESENTANTE DE COMPAÑIA

SUPERINTENDENTE DE BUCEO

BUZO INSPECTOR

CLAVE DEL DUCTO:  
 DIAMETRO:  
 PIERNA:  
 PLATAFORMA:  
 FECHA:  
 BARCO:

REGISTRO DE RESULTADO DE INSPECCION  
 MEDICION DE ESPESORES EN ZONA "B"

MEDICION DE ESPESORES

CARRIOTE NUMERO	RELOJ	MEDICION DE ESPESORES (PULGADAS)				DIF.	DESG. %	TIPO DE CARRIOTE	COSTURA	LONG. cm	DIAM.	ESTADO DEL RECUBRIMIENTO
		12.00	03.00	06.00	09.00							
B1	1	1.217"	1.261"	1.270"	1.328"	0.157"	11.7%	CODO DE 90°	SI ESMERILADA	LE+ 500	36" Ø	EN BUEN ESTADO
	2	1.189"	1.241"	1.238"	1.270"							
	3	1.181"	1.233"	1.238"	1.289"							
	4	1.201"	1.218"	1.231"	1.231"							
B2	1	0.929"	0.941"	0.929"	0.941"	0.051"	5.2%	RECTO	SI	205	36" Ø	EN BUEN ESTADO
	2	0.941"	0.949"	0.941"	0.949"							
	3	0.959"	0.980"	0.949"	0.970"							
B3	1	1.262"	1.231"	1.189"	1.218"	0.143"	11.3%	CODO DE 90°	SI	LI+ 358	36" Ø	EN BUEN ESTADO
	2	1.169"	1.261"	1.249"	1.262"							
	3	1.128"	1.181"	1.271"	1.231"							
	4	1.240"	1.262"	1.262"	1.231"							
B4	1	0.970"	0.941"	0.980"	1.070"	0.129"	12.1%	RECTO	SI	170	36" Ø	SE REALIZAN TRABAJOS DE MANTENIMIENTO
	2	0.949"	0.970"	0.959"	0.959"							
	3	0.959"	0.941"	0.959"	0.949"							
B5	1	1.051"	1.029"	1.009"	1.009"	0.051"	4.9%	ENCAMISADO O EN CARRIOTE RECTO	SI	150	36" Ø 38" Ø	SE REALIZAN TRABAJOS DE MANTENIMIENTO
	2	1.041"	1.009"	1.009"	1.000"							
	3	1.098"	1.009"	1.000"	1.000"							
B6	1	1.051"	1.000"	1.009"	1.009"	0.092"	8.8%	RECTO	SI	710	36" Ø	SE REALIZAN TRABAJOS DE MANTENIMIENTO
	2	1.039"	0.980"	0.980"	1.020"							
	3	1.098"	0.980"	1.020"	1.040"							
	4	1.098"	1.000"	1.020"	1.020"							
	5	1.098"	0.980"	0.980"	0.959"							
B7	1	1.020"	1.009"	0.959"	0.970"	0.031"	8.7%	RECTO	SI	50	36" Ø	EN REGULAR ESTADO
	2	1.039"	1.050"	0.970"	0.980"							
B8	1	0.949"	1.009"	1.000"	1.009"	0.060"	5.9%	RECTO	SI	50	36" Ø	EN REGULAR ESTADO
B9	1	1.328"	1.309"	1.339"	1.289"	0.157"	11.7%	CODO DE 90°	SI	LE+ 500	36" Ø	EN REGULAR ESTADO
	2	1.339"	1.409"	1.391"	1.402"							
	3	1.289"	1.418"	1.370"	1.359"							
	4	1.262"	1.318"	1.358"	1.318"							

MI: INACCESIBLE POR ENCONTRARSE SOPORTE (PEDESTAL).

LE: LONGITUD EXTERNA

LI: LONGITUD INTERNA

EQUIPO UTILIZADO: EPOCH I / 2100 No. SERIE 90182312.

OBSERVACIONES: EL ESPESOR EN COLOR ROJO ES EL ESPESOR MINIMO DEL DIAMETRO NOMINAL DEL DUCTO EN LA ZONA "B", EL CUAL ES DE 0.929" Y SE LOCALIZA EN EL CARRIOTE "B2". SE REALIZA INSPECCION DE ACUERDO AL PROCEDIMIENTO IS-CB-P-12a.

REPRESENTANTE DE COMPAÑIA

SUPERINTENDENTE DE BUCEO

BUZO INSPECTOR

CLAVE DEL DUCTO:  
DIAMETRO  
PIERNA:  
PLATAFORMA:  
FECHA:  
BARCO:

REGISTRO DE RESULTADO DE INSPECCION

**INSPECCION A DUCTO ASCENDENTE DE 36"Ø  
PLATAFORMA**

**REPORTE DE INSPECCION DE LA  
ZONA "C"**

CLAVE DEL DUCTO:  
 DIAMETRO  
 PIERNA:  
 PLATAFORMA:  
 FECHA:  
 BARCO:

REGISTRO DE RESULTADO DE INSPECCION  
 MEDICION DE ESPESORES EN ZONA "C"

MEDICION DE ESPESORES

CARRETE NUMERO	RELOJ	MEDICION DE ESPESORES (PULGADAS)				DIF.	DESG %	TIPO DE CARRETE	COSTU RA	LONG. cm	DIAM.	ESTADO DEL RECUBRIMIENTO
		12:00	03:00	06:00	09:00							
C1	1	1.009"	1.009"	1.020"	1.009"	0.011"	11%	RECTO	SI	180	36" Ø	BUEN ESTADO
	2	1.020"	1.020"	1.020"	1.020"							
C2	1	1.289"	1.400"	1.338"	1.338"	0.111"	7.9%	CODDO DE 10'	SI	LI= 40 LE= 55	36" Ø	BUEN ESTADO
	2	1.309"	1.380"	1.338"	1.299"							

LI= LONGITUD INTERNA LE= LONGITUD EXTERNA

**EQUIPO UTILIZADO:** EPOCH II / 2100 No. SERIE 90162312.

**OBSERVACIONES:** EL ESPESOR EN COLOR ROJO ES EL ESPESOR MINIMO DETECTADO EN LOS CARRETES DE LA ZONA "C", EL CUAL ES DE 1.009" Y SE LOCALIZA EN EL CARRETE "C1". LOS CARRETES DE ESTA ZONA PRESENTAN RECUBRIMIENTO ANTICORROSIVO EN BUEN ESTADO GENERAL, SOLO SE APRECIAN MANCHAS DE OXIDO SOBRE ESTE EN UN AREA CONJUNTA DE 1.6 m<sup>2</sup>. SE REALIZA INSPECCION DE ACUERDO AL PROCEDIMIENTO IS-GB-P-12a.

CLAVE DEL DUCTO:  
 DIAMETRO:  
 PIERNA:  
 PLATAFORMA:  
 FECHA:  
 BARCO:

REGISTRO DE RESULTADO DE INSPECCION  
 ZONA "C"

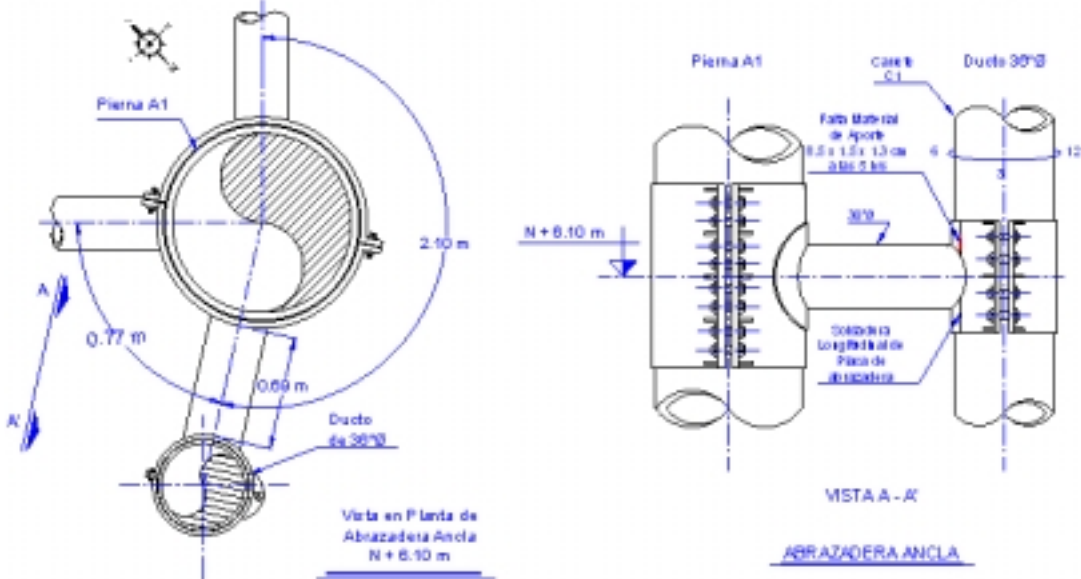
ABRAZADERAS DE SUJECION EN LA ZONA "C"

ELEMENTO	ELEVACION	EDD. DE RECUBRIMIENTO	DERRIAM ES	CORROSION	DAÑOS MECANICOS	OBSERVACIONES
ABRAZADERA ANCLA	N+6.10 m	RA-26 EN BUEN ESTADO	NO	LIGERA EN 0.20 m <sup>2</sup>	EN BUEN ESTADO GENERAL	VER CROQUIS.

ABRAZADERA ANCLA										
ELEMENTO	EMPAQUE DE NEOPRENO	ESPARRAGOS					HOLGURAS			
		CANT.	FLOJOS	FALT.	DIAM.	LONG.	12-00	03-00	06-00	09-00
DUCTO	SI	4	NO	NO	1 1/4"	8 1/2"	NP	NP	NP	NP
PIERNA	NO	8	NO	NO	T	7 1/2"	NP	NP	NP	NP

ORIENTACION DE ABRAZADERA ANCLA						
NIVEL	DISTANCIA d		DISTANCIAS L1 Y L2			
			DISEÑO		ACTUAL	
	DISEÑO	ACTUAL	L1	L2	L1	L2

NP: NO PRESENTA  
 CIA



OBSERVACIONES: SE DETECTA LA FALTA DE MATERIAL DE APORTE EN LA SOLDADURA LONGITUDINAL DE LA PLACA DE LA ABRAZADERA, SIN AFECTAR LA FUNCIONALIDAD DE ESTA ULTIMA, LA CUAL SE ENCUENTRA EN BUEN ESTADO GENERAL. SE APRECIAN MANCHAS DE OXIDO SOBRE LOS CARRETES "C1" Y "C2", DEBIDO A LA CORROSION EN LA ABRAZADERA DEL LADO DEL DUCTO.

REPRESENTANTE DE COMPAÑIA

SUPERINTENDENTE DE BUCEO

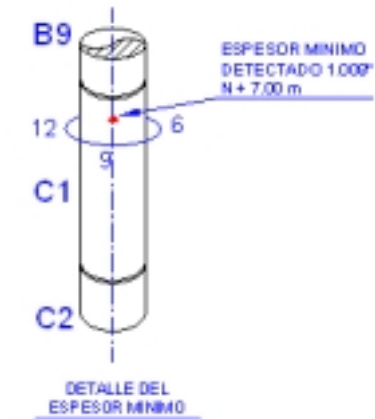
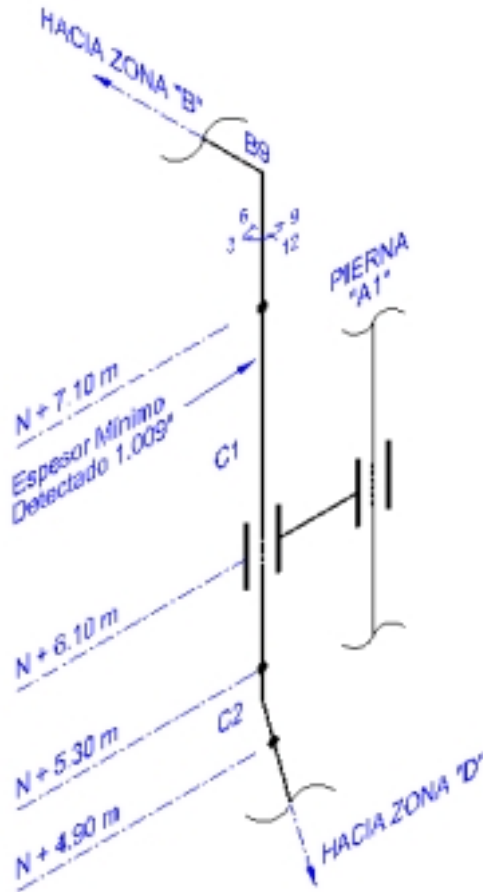
BUZO INSPECTOR

CLAVE DEL DUCTO:  
 DIAMETRO:  
 PIERNA:  
 PLATAFORMA:  
 FECHA:  
 BARCO:

REGISTRO DE RESULTADO DE INSPECCION  
 ZONA "C"

ISOMETRICO DE ZONA "C"  
 Y ESPESOR MINIMO

ESPESOR MINIMO DETECTADO:  
 009" EN CARRETE C1 DE 36"



**OBSERVACIONES:** EL CROQUIS MUESTRA LOS CARRETES QUE FORMAN LA ZONA "C" Y SUS ELEVACIONES CORRESPONDIENTES. EL DETALLE DEL ESPESOR MINIMO NO MUESTRA LA ABRAZADERA ANCLA. LA INSPECCION SE REALIZA CONFORME AL PROCEDIMIENTO No. IS-GB-P-17a.

REPRESENTANTE DE COMPAÑIA

SUPERINTENDENTE DE BUCED

BUZO INSPECTOR

CLAVE DEL DUCTO:  
DIAMETRO:  
PIERNA:  
PLATAFORMA:  
FECHA:  
BARCO:

REGISTRO DE RESULTADO DE INSPECCION

**INSPECCION A DUCTO ASCENDENTE DE 36"Ø  
PLATAFORMA**

**REPORTE DE INSPECCION DE LA  
ZONA "D"**

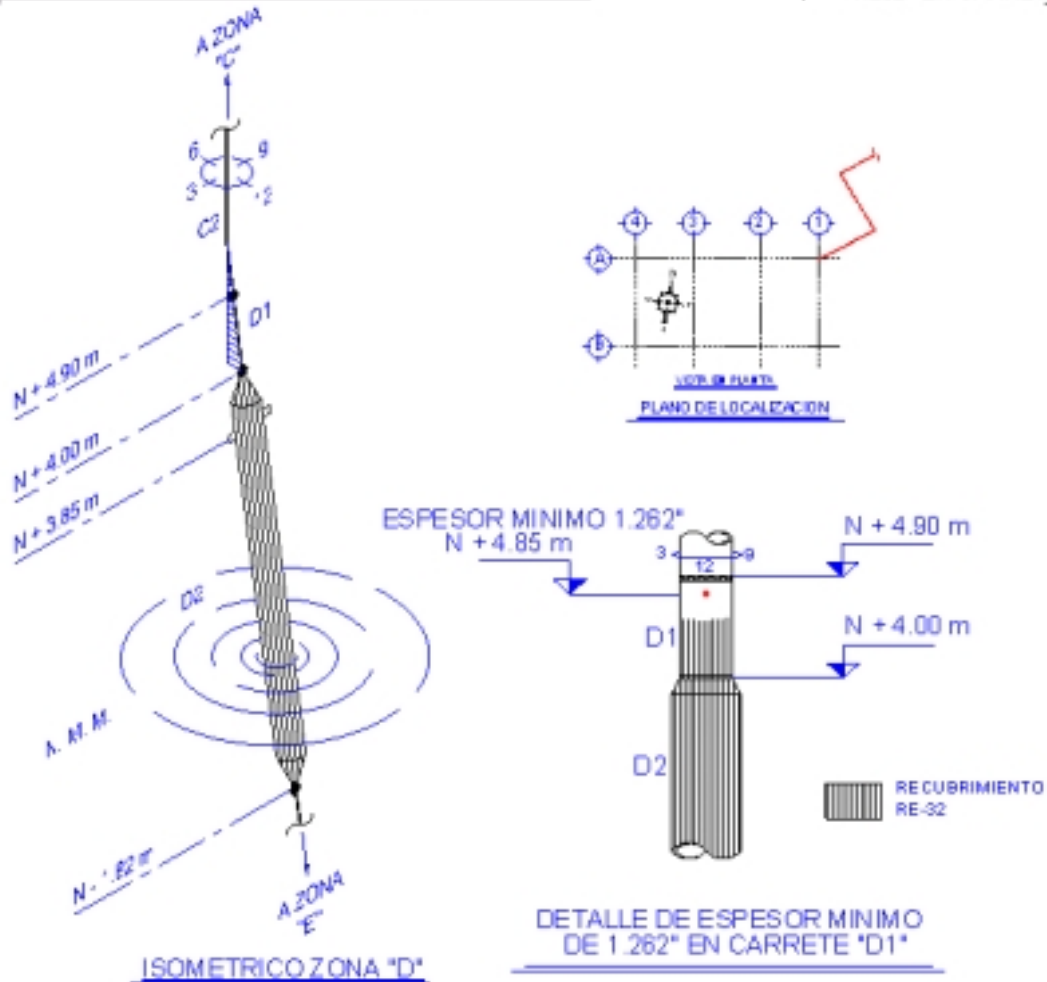


**CLAVE DEL DUCTO:**  
**DIAMETRO**  
**PIERNA:**  
**PLATAFORMA:**  
**FECHA:**  
**BARCO:**

**REGISTRO DE RESULTADO DE INSPECCION  
 ZONA "D"**

**ISOMETRICO DE ZONA "D"  
 Y ESPESOR MINIMO**

**ESPESOR MINIMO DETECTADO**  
 1.262" EN CARRETE D1



**OBSERVACIONES:** EL CROQUIS MUESTRA LOS CARRETES QUE FORMAN LA ZONA "D" Y SUS ELEVACIONES CORRESPONDIENTES, ASI COMO EL ESPESOR MINIMO DETECTADO EN LA MISMA. LA INSPECCION SE REALIZA CONFORME AL PROCEDIMIENTO No. IS-GB-P-17a.

REPRESENTANTE DE COMPAÑIA

SUPERINTENDENTE DE BUCEO

BUZO INSPECTOR

CLAVE DEL DUCTO:  
 DIAMETRO:  
 PIERNA:  
 PLATAFORMA:  
 FECHA:  
 BARCO:

REGISTRO DE RESULTADO DE INSPECCION  
 DEFENSA DE DUCTO EN ZONA "D"

DEFENSA DE DUCTO

ZONAS	SEPARACION DEFENSA-PIERNA	SEPARACION DUCTO- DEFENSA EN (cm)			
		12:00	03:00	06:00	09:00
ZONA SUPERIOR	110 cm	26	30	50	23
ZONA MEDIA	97 cm	33	30	48	27
ZONA INFERIOR	115 cm	34	29	47	31

REQUIERE CAMBIO DE DEFENSA
NO

ESTADO DE MIEMBROS ESTRUCTURALES:
LA DEFENSA NO PRESENTA DAÑOS MECANICOS, PRESENTA CORROSION EXFOLIADA EN UN AREA DE 0.4 m <sup>2</sup> .

BRIDA SOPORTE	HORARIO	ESPARRAGOS					OBSERVACIONES
		CANTIDAD	FLOJOS	FALT.	DIAM.	LONG.	
ZONA SUPERIOR	09:00	12	NO	NO	3/4" Ø	5"	EN BUEN ESTADO
	03:00	12	NO	NO	3/4" Ø	5"	EN BUEN ESTADO
ZONA MEDIA	09:00	12	NO	NO	7/8" Ø	11"	EN BUEN ESTADO
	03:00	12	NO	NO	7/8" Ø	11"	EN BUEN ESTADO
ZONA INFERIOR	09:00	12	NO	NO	7/8" Ø	11"	EN BUEN ESTADO
	03:00	12	NO	NO	7/8" Ø	11"	EN BUEN ESTADO

ABRAZADERAS	MODO DE SUJECION
SUPERIOR	TIPO BISAGRA CON 4 ESPARRAGOS DE 15" DE LONG POR 7/8" Ø COMPLETOS Y APRETADOS.
MEDIA	TIPO BISAGRA CON 5 ESPARRAGOS COMPLETOS Y APRETADOS DE 20" DE LONG POR 1" Ø, FALTAN 2 ESPARRAGOS.
INFERIOR	TIPO BISAGRA CON 5 ESPARRAGOS COMPLETOS Y APRETADOS DE 20" DE LONG POR 1" Ø, FALTAN 2 ESPARRAGOS.

OBSERVACIONES: LA DEFENSA DE DUCTO SE ENCUENTRA EN BUEN ESTADO GENERAL, SOLO SE APRECIA CORROSION LIGERA EN UN AREA DE 0.4 m<sup>2</sup> Y LA CARENIA DE ESPARRAGOS EN LAS ABRAZADERAS DE SOPORTE MEDIO E INFERIOR. SE REALIZA INSPECCION DE ACUERDO AL PROCEDIMIENTO IS-GB-P-17a.

REPRESENTANTE DE COMPAÑIA

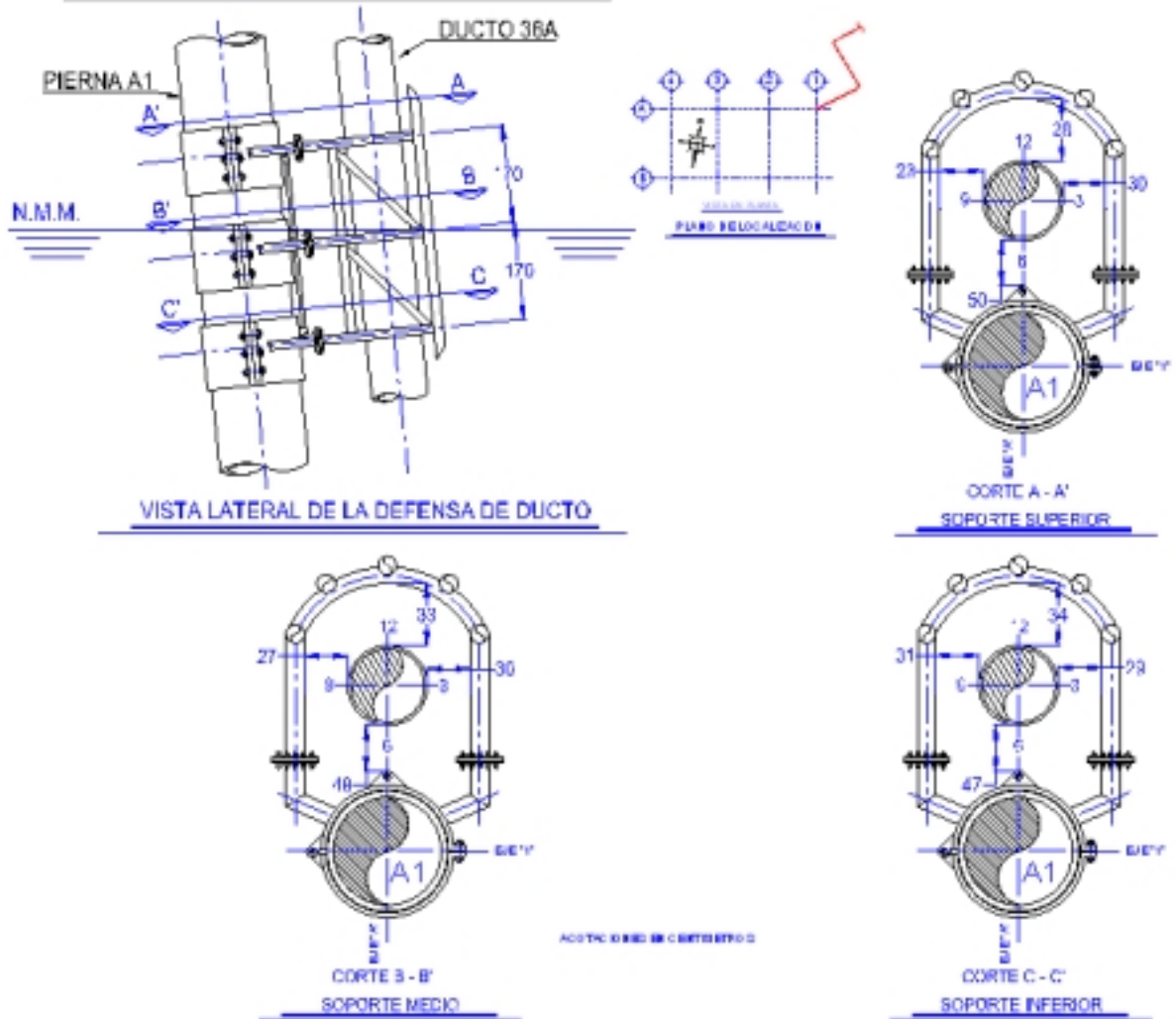
SUPERINTENDENTE DE BUCEO

BUZO INSPECTOR

CLAVE DEL DUCTO:  
 DIAMETRO:  
 PIERNA:  
 PLATAFORMA:  
 FECHA:  
 BARCO:

REGISTRO DE RESULTADO DE INSPECCION  
 ZONA "D"

DEFENSAS DE DUCTOS



OBSERVACIONES: LA DEFENSA DE DUCTO SE ENCUENTRA EN BUEN ESTADO GENERAL, SOLO SE APRECIA CORROSION LIGERA EN UN AREA DE 0.4 m<sup>2</sup>. SE REALIZA INSPECCION DE ACUERDO AL PROCEDIMIENTO IS-GB-P-17a.

REPRESENTANTE DE COMPAÑIA

SUPERINTENDENTE DE BUCEO

BUZO INSPECTOR

CLAVE DEL DUCTO:  
 DIAMETRO:  
 PIERNA:  
 PLATAFORMA:  
 FECHA:  
 BARCO:

REGISTRO DE RESULTADO DE INSPECCION  
 MEDICION DE ESPESORES EN ZONA "D"

MEDICION DE ESPESORES

CARRI TE NUMER O	RELO J	MEDICION DE ESPESORES (PULGADAS)				DIF.	DESG %	TIPO DE CARRETE	COSTU RA	LONG. cm	DIAM.	ESTADO DEL RECUBRIMIENTO
		12:00	03:00	06:00	09:00							
D1	1	1.262"	1.262"	1.271"	1.271"	0.009"	0.7%	RECTO	SI	90	36" Ø	BUENESTADO
D2	N/A	N	N	N	N	N/A	N/A	RECTO	N/A	674	40" Ø	BUENESTADO

N/A INACCESIBLE POR PRESENTAR RE-32 EN BUEN ESTADO

EQUIPO UTILIZADO: EPOCH II / 2100 No. SERIE 90162312.

OBSERVACIONES: EL ESPESOR EN COLOR ROJO ES EL ESPESOR MINIMO DETECTADO EN LA ZONA "D", EL CUAL ES DE 1.262". EL ENCAMISADO METALICO ESTA CUBIERTO AL 100% POR RECUBRIMIENTO ANTICORROSIVO RE-32 EN BUEN ESTADO. SE REALIZA INSPECCION DE ACUERDO AL PROCEDIMIENTO IS-GB-P-12a.

REPRESENTANTE DE COMPAÑIA

SUPERINTENDENTE DE BUCEO

BUZO INSPECTOR

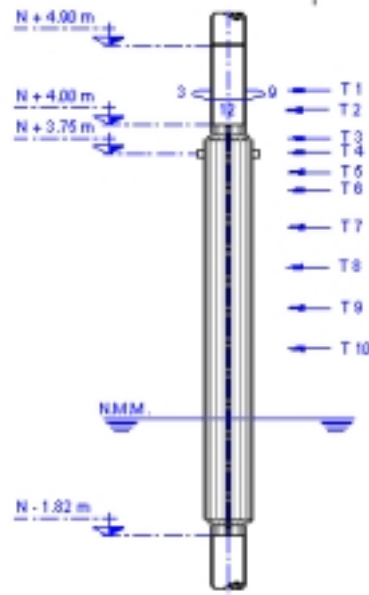
CLAVE DEL DUCTO:  
 DIAMETRO:  
 PIERNA:  
 PLATAFORMA:  
 FECHA:  
 BARCO:

REGISTRO DE RESULTADO DE INSPECCION  
 ZONA "D"

MEDICION DE TEMPERATURAS EN ZONA DE MAREAS

TIPO DE ENCAMISADO :	
MEXSSUB	

MEDICION EN °C		
REF.	NIVEL	TEMP.
T1	+ 4.50	28.0°C
T2	+ 4.25	28.0°C
T3	+ 3.85	27.5°C
T4	+ 3.75	27.3°C
T5	+ 3.25	27.0°C
T6	+ 3.00	27.0°C
T7	+ 2.50	26.8°C
T8	+ 2.00	26.5°C
T9	+ 1.50	26.3°C
T10	+ 1.00	26.0°C



MEDICION DE TEMPERATURAS EN ZONA DE MAREAS

TEMPERATURAS PROMEDIOS EN ZONA DE MAREAS	TEMPERATURA PROMEDIO EN DUCTO	TEMPERATURA PROMEDIO EN CAMISA	DIFERENCIA DE TEMPERATURAS
		28.0°C	27.0°C

CAMISA METALICA				
NIVEL DE A		TIPO	HALLAZGOS ANTERIORES	OBSERVACIONES
+ 4.00	- 1.82	MEXSSUB	SIN REFERENCIA	EN BUEN ESTADO GENERAL.

RECUBRIMIENTOS		
NIVEL (m)	TIPO DE RECUBRIMIENTOS	OBSERVACIONES
DE N + 4.00 m A N - 1.82 m	RE-32	EN BUEN ESTADO AL 100%.

OBSERVACIONES: SE REALIZA INSPECCION DE ACUERDO A LOS PROCEDIMIENTOS IS-0B-64a E IS-0B-P-65a.

REPRESENTANTE DE COMPAÑIA

SUPERINTENDENTE DE BUCEO

BUZO INSPECTOR

CLAVE DEL DUCTO:  
DIAMETRO:  
PIERNA:  
PLATAFORMA:  
FECHA:  
BARCO:

REGISTRO DE RESULTADO DE INSPECCION

**INSPECCION A DUCTO ASCENDENTE DE 36Ø  
DE PLATAFORMA**

**REPORTE DE INSPECCION DE LA  
ZONA "E"**

CLAVE DEL DUCTO:  
 DIAMETRO:  
 PIERNA:  
 PLATAFORMA:  
 FECHA:  
 BARCO:

REGISTRO DE RESULTADO DE INSPECCION  
 ZONA "E"

SUJECION DE ABRAZADERAS  
 CONECTOR RISER-OFFSET

INSPECCION DE ABRAZADERAS:

REF.	TIPO	NIVEL [m]	DISTANCIA PIERNA-RISER	CRECIM. MARINO DURO		OBSERVACIONES
				ESP.	EXT.	
1	ABRAZADERA GUIA	- 6.40 m	75 cm	1.5 m	80%	EN BUEN ESTADO
2	ABRAZADERA GUIA	-17.37 m	74 cm	1.5 m	60%	EN BUEN ESTADO

HOLGURAS EN ABRAZADERAS	REF.	ELEMENTO RISER (cm)				ELEMENTO PIERNA (cm)			
		12:00	03:00	06:00	09:00	12:00	03:00	06:00	09:00
		1	NP	NP	NP	NP	NP	NP	NP
2	NP	NP	S: 3.2 I: 3.2	S: 4.4 I: 4.4	NP	NP	NP	NP	

S: PARTE SUPERIOR I: PARTE INFERIOR NP: NO PRESENTA

ELEMENTO RISER:

ABRAZADERA		ESPARRAGOS					TRABAJ A ESTRUC	ABRAZADERA SOBRE:
REF.	TIPO	CANT.	FLOJ.	FALT.	DIAMETRO	LONG.		
1	BISAGRA	2	0	2	7/8"	12"	SI	NEOPRENO
2	BISAGRA	6	0	0	7/8"	13 1/2"	SI	METAL

ELEMENTO PIERNA:

ABRAZADERA		ESPARRAGOS					TRABAJ A ESTR.	ABRAZADERA SOBRE:
REF.	TIPO	CANT.	FLOJ.	FALT.	DIAMETRO	LONG.		
1	BISAGRA	4	0	0	1"	12"	SI	METAL
2	BISAGRA	4	0	0	1"	14 1/2"	SI	METAL

CONECTOR OFFSET-RISER: BRIDA RTJ.

PROF.	DISTANCIA ENTRE PIERNA Y BRIDAS	POTENCIAL CATODICO	SEPARACION ENTRE BRIDAS cm				FUGAS	ESPARRAGOS			
			12:00	03:00	06:00	09:00		NUMERO	DIAMETRO	TUERCA	LONG.
-38.48 m	55 cm	-0.954 v	2.2	2.2	2.2	2.2	NO	28	2-1/2"	3-3/4"	10-1/4"

OBSERVACIONES: LAS ABRAZADERAS GUIA SE ENCUENTRAN EN BUEN ESTADO GENERAL AL IGUAL QUE LA BRIDA RTJ, LA CUAL TIENE ESPARRAGOS COMPLETOS Y APRETADOS Y PRESENTA CONTRATUERCAS EN LA PARTE SUPERIOR E INFERIOR DE CADA UNO DE ELLOS, NO SE DETECTAN FUGAS. SE REALIZA INSPECCION DE ACUERDO A LOS PROCEDIMIENTOS IS-GB-P-65a E IS-GB-P-12a.

REPRESENTANTE DE COMPAÑIA

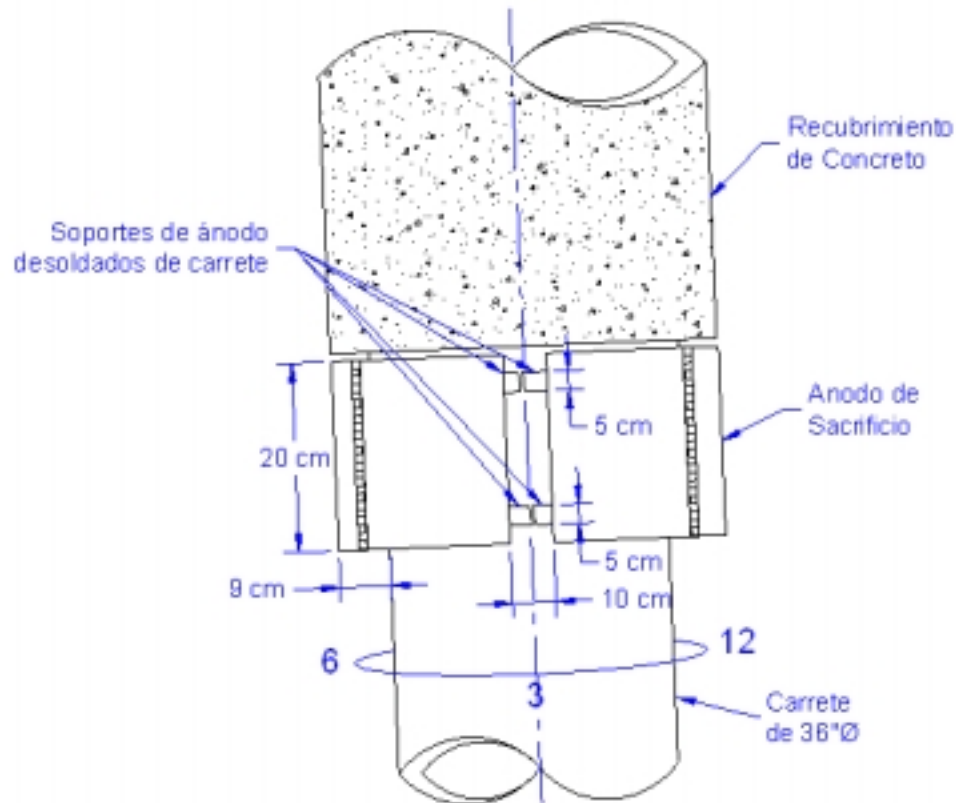
SUPERINTENDENTE DE BUCEO

BUZO INSPECTOR

CLAVE DEL DUCTO:  
DIAMETRO:  
PIERNA:  
PLATAFORMA:  
FECHA:  
BARCO:

REGISTRO DE RESULTADO DE INSPECCION  
ZONA "E"

DETALLE DE SUJECION  
DEL ANODO DE SACRIFICIO N -23.77 m



ANODO DE SACRIFICIO  
N - 23.77 m

OBSERVACIONES: LOS SOPORTES DE SUJECION DEL LADO DE LAS 3 HRS, SE ENCUENTRAN DESOLDADOS DEL CARRETE, LOS SOPORTES DEL LADO OPUESTO ESTAN EN BUEN ESTADO. EL POTENCIAL DEL ANODO INSPECCIONADO ES DE -1.062 v. LA INSPECCION SE REALIZA CONFORME AL PROCEDIMIENTO No. IS-GB-P-82a.

REPRESENTANTE DE COMPAÑIA

SUPERINTENDENTE DE BUCEO

BUZOS INSPECTORES



CLAVE DEL DUCTO:  
 DIAMETRO:  
 PIERNA:  
 PLATAFORMA:  
 FECHA:  
 BARCO:

REGISTRO DE RESULTADO DE INSPECCION  
 MEDICION DE ESPESORES EN ZONA "E"

MEDICION DE ESPESORES

ELEV.	RELOJ	MEDICION DE ESPESORES (Pulgadas)				DIF.	DESG. %	DESP. DE REC.		DAÑOS MECANICOS	
		12:00	03:00	06:00	09:00			LARGO	ANCHO	TIPO	DIMENSION en
- 5.19 m	a)	1.259"	1.259"	1.259"	1.252"	0.007"	0.6%	N/A	N/A	N/P	N/A
	b)	0.980"	0.992"	0.990"	0.980"	0.012"	1.2%	N/A	N/A	N/P	N/A
- 6.00 m	1	0.980"	0.980"	0.980"	0.984"	0.004"	0.4%	N/A	N/A	N/P	N/A
- 7.00 m	1	1.000"	0.992"	1.000"	1.000"	0.008"	0.8%	N/A	N/A	N/P	N/A
-9.28 m	a)	1.000"	1.004"	1.004"	0.992"	0.012"	1.2%	N/A	N/A	N/P	N/A
	b)	1.000"	1.000"	1.004"	1.000"	0.004"	0.4%	N/A	N/A	N/P	N/A
-25.90 m	1	0.996"	1.000"	0.996"	1.000"	0.004"	0.4%	N/A	N/A	N/P	N/A
-30.17 m	1	1.000"	IN	IN	1.000"	0.000"	0.0%	65 cm	25 cm	N/P	N/A

a) ESPESORES TOMADOS EN EL AREA SUPERIOR ADYACENTE A LA SOLDADURA  
 b) ESPESORES TOMADOS EN EL AREA INFERIOR ADYACENTE A LA SOLDADURA  
 IN: INACCESIBLE POR PRESENTAR RECUBRIMIENTO DE CONCRETO  
 N/P: NO PRESENTA  
 N/A: NO APLICA

EQUIPO UTILIZADO: EPOCH II / 2100 No. SERIE 90162312.

OBSERVACIONES: EL ESPESOR EN COLOR ROJO ES EL ESPESOR MINIMO DETECTADO EN LA ZONA "E", EL CUAL ES DE 0.980". EL ENCAMISADO METALICO ESTA CUBIERTO AL 100% POR RECUBRIMIENTO ANTICORROSIVO RE-32 EN BUEN ESTADO. SE REALIZA INSPECCION DE ACUERDO AL PROCEDIMIENTO IS-GB-P-12a.

ANODO DE SACRIFICIO

PROFUNDIDAD	DIMENSIONES				ESTADO DE SUNECCION	POTENCIAL CATODICO	OBSERVACIONES
	LARGO	ANCHO	ESPESOR	DESGASTE			
N - 23.77 m	163 cm POR SECCION	20 cm	9 cm	100 %	DESOLDADO DE LOS SOPORTES VER REPORTE ANEXO	-1062 V	FORMADO POR DOS SECCIONES

REPRESENTANTE DE COMPAÑIA

SUPERINTENDENTE DE BUCEO

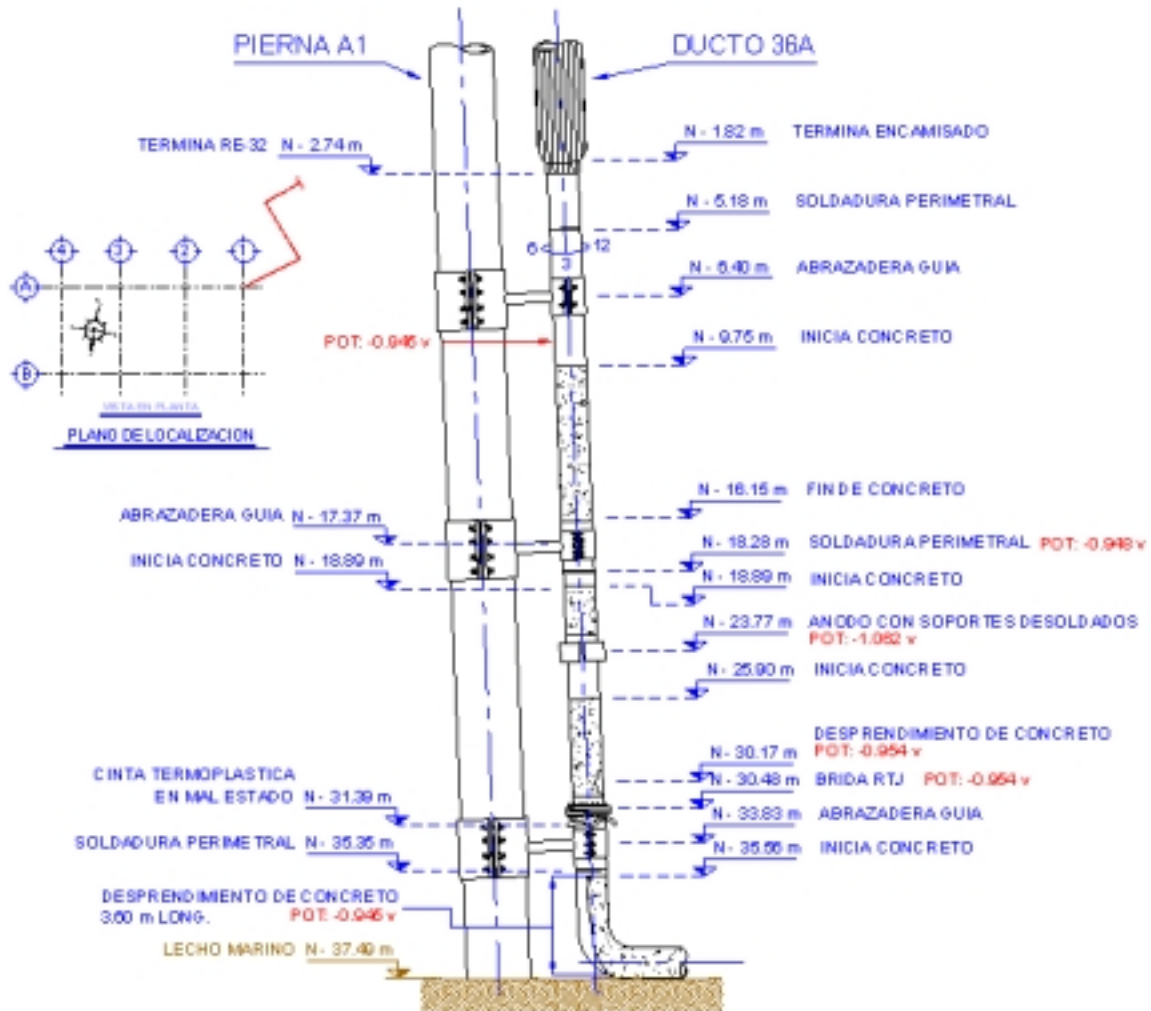
BUZO INSPECTOR

CLAVE DEL DUCTO:  
 DIAMETRO:  
 PIERNA:  
 PLATAFORMA:  
 FECHA:  
 BARCO:

REGISTRO DE RESULTADO DE INSPECCION  
 ZONA "E"

ZONA "E" TRAMO VERTICAL SUMERGIDO

ESPESOR MINIMO DETECTADO  
 0.980" EN ELEV. N - 5.18 m



OBSERVACIONES: EL CROQUIS MUESTRA LA ZONA "E" CON SUS ELEVACIONES CORRESPONDIENTES. LA INSPECCION SE REALIZA CONFORME AL PROCEDIMIENTO No. IS-GB-P-12a.

REPRESENTANTE DE COMPAÑIA

SUPERINTENDENTE DE BUCO

BUZOS INSPECTORES

CLAVE DEL DUCTO:

DIAMETRO

PIERNA:

PLATAFORMA:

FECHA:

BARCO:

REGISTRO DE RESULTADO DE INSPECCION

**INSPECCION A DUCTO ASCENDENTE DE 36"Ø  
DE PLATAFORMA**

**REPORTE DE INSPECCION DE LA  
ZONA "F"**

CLAVE DEL DUCTO:  
 DIAMETRO:  
 PIERNA:  
 PLATAFORMA:  
 FECHA:  
 BARCO:

REGISTRO DE RESULTADO DE INSPECCION  
 ANODOS DE SACRIFICIO EN ZONA "F"

ANODOS DE SACRIFICIO

ANODO DE SACRIFICIO							
CADENAMIENTO	DIMENSIONES				ESTADO DE SUJECION	POTENCIAL CATODICO	OBSERVACIONES
	LARGO	ANCHO	ESPESOR	DESGASTE			
43.35m	IN	21cm	8cm	40%	EN BUEN ESTADO	-1045v	NO SE TOMA LONG. DEBIDO A QUE EXISTE AZOLVE EN LA ZONA DEL 20%.

**OBSERVACIONES:** EL ANODO ESTA EN BUEN ESTADO GENERAL, NO PRESENTA DAÑOS MECANICOS Y SU LECTURA DE POTENCIAL CATODICO ESTA DENTRO DE LOS LIMITES PERMISIBLES. SE REALIZA INSPECCION DE ACUERDO AL PROCEDIMIENTO IS-GB-P-62a.

REPRESENTANTE DE COMPAÑIA

SUPERINTENDENTE DE BUCEO

BUZO INSPECTOR

CLAVE DEL DUCTO:  
DIAMETRO  
PIERNA:  
PLATAFORMA:  
FECHA:  
BARCO:

REGISTRO DE RESULTADO DE INSPECCION  
MEDICION DE ESPESORES EN ZONA "F"

MEDICION DE ESPESORES

CADENA-MIENTO	RELOJ	MEDICION DE ESPESORES (PULGADAS)				Dir.	DESG. %	OBSERVACIONES
		12.00	03.00	06.00	09.00			
N -31.39 m	1	0.972"	0.956"	0.968"	0.972"	0.016"	1.6%	CINTA TERMOPLASTICA EN MAL ESTADO
N -35.35 m	1	0.956"	0.940"	0.956"	0.968"	0.020"	2.1%	ESP. TOMADOS EN EL AREA ADYACENTE A LA SOLDADURA EN LA PARTE SUPERIOR
	1	1.204"	1.186"	1.220"	1.173"	0.047"	3.9%	ESP. TOMADOS EN EL AREA ADYACENTE A LA SOLDADURA EN LA PARTE INFERIOR
N -36.25	1	1.173" / 1.185" / 1.00	IN	IN	IN	0.000"	0.7%	ESP. TOMADOS EN DESP. DE CONCRETO
5.60 m	1	1.161"	IN	IN	1.204"	0.043"	3.6%	ESP. TOMADOS EN DESP. DE CONCRETO. POT: -0.962 v
7.20 m	1	1.181"	IN	IN	1.204"	0.023"	1.9%	ESP. TOMADOS EN DESP. DE CONCRETO
10.00 m	1	1.204"	IN	IN	1.196"	0.008"	0.7%	ESP. TOMADOS ANTES DE LA SOLDADURA
	1	1.023"	IN	IN	1.023"	0.000"	0.0%	ESP. TOMADOS DESPUES DE LA SOLDADURA
16.30 m	1	IN	1.039"	IN	IN	N/A	N/A	ESP. TOMADOS ANTES DE LA SOLDADURA EN AREA DE DESP. DE CONCRETO
	1	IN	1.065"	IN	IN	N/A	N/A	ESP. TOMADOS DESPUES DE LA SOLDADURA EN AREA DE DESP. DE CONCRETO
39.60 m	1	1.065"	1.023"	IN	IN	0.000"	0.8%	ESP. TOMADOS ANTES DE LA SOLDADURA EN AREA DE DESP. DE CONCRETO
	1	1.204"	1.196"	IN	IN	0.000"	0.7%	ESP. TOMADOS DESPUES DE LA SOLDADURA EN AREA DE DESP. DE CONCRETO
41.50 m	1	1.186"	1.220"	1.259"	IN	0.071"	5.6%	ESP. TOMADOS EN CODD
43.60 m	1	1.204"	1.181"	IN	1.188"	0.023"	1.9%	ESP. TOMADOS ANTES DE LA SOLDADURA
	1	0.972"	0.960"	IN	0.964"	0.012"	1.2%	ESP. TOMADOS DESPUES DE LA SOLDADURA
47.20 m	1	0.976"	0.960"	IN	0.976"	0.000"	0.8%	AREA SIN RECUBRIMIENTO
51.65 m	1	0.976"	0.964"	IN	0.960"	0.016"	1.6%	ESP. TOMADOS ANTES DE LA SOLDADURA
	1	0.881"	0.897"	IN	0.877"	0.020"	2.2%	ESP. TOMADOS DESPUES DE LA SOLDADURA
53.20 m	1	0.869"	0.869"	IN	0.901"	0.012"	1.3%	ESP. TOMADOS ANTES DE LA SOLDADURA
	1	0.755"	0.763"	IN	0.755"	0.000"	1.8%	ESP. TOMADOS DESPUES DE LA SOLDADURA
54.30 m	1	0.755"	0.763"	IN	0.755"	0.000"	1.8%	ESP. TOMADOS ANTES DE LA SOLDADURA
	1	0.874"	0.874"	IN	0.870"	0.004"	0.5%	ESP. TOMADOS DESPUES DE LA SOLDADURA

EQUIPO UTILIZADO: EPOCH II / 2100 No. SERIE 90162312.

OBSERVACIONES: EL ESPESOR EN COLOR ROJO ES EL ESPESOR MINIMO DETECTADO EN LA ZONA "F", EL CUAL ES DE 0.755" Y SE LOCALIZA A 53.20 m DEL CODD ASCENDENTE, POR ARRIBA DE LOS ESPESORES REQUERIDOS. SE REALIZA INSPECCION DE ACUERDO AL PROCEDIMIENTO IS-GB-P-12a.

REPRESENTANTE DE COMPAÑIA

SUPERINTENDENTE DE BUCED

BUCO INSPECTOR

CLAVE DEL DUCTO:  
 DIAMETRO  
 PIERNA:  
 PLATAFORMA:  
 FECHA:  
 BARCO:

REGISTRO DE RESULTADO DE INSPECCION  
 ZONA "F"

SUJECION DE ABRAZADERAS

INSPECCION DE ABRAZADERAS:

REF.	TIPO	NIVEL (m)	DISTAN- CIA PIERNA- RISER	CRECIM. MARINO DURO		OBSERVACIONES
				ESP.	EXT.	
1	ABRAZADERA GUIA	-33.83	78 cm	3.0 cm	20%	EN BUEN ESTADO GENERAL.

HOLGURAS EN ABRAZADERAS	REF.	ELEMENTO RISER (cm)				ELEMENTO PIERNA (cm)			
		12.00	03.00	06.00	09.00	12.00	03.00	06.00	09.00
		NP	NP	NP	NP	NP	NP	NP	NP
		NP: NO PRESENTA		S: PARTE SUPERIOR		I: PARTE INFERIOR			

ELEMENTO RISER:

ABRAZADERA		ESPARRAGOS					TRABAJ A ESTRUC.	ABRAZADERA SOBRE:
REF.	TIPO	CANT.	FLOJ.	FALT.	DIAMETRO	LONG.		
1	BISAORA	3	0	0	7.6"	12 1/2"	SI	NEOPRENO

ELEMENTO PIERNA:

ABRAZADERA		ESPARRAGOS					TRABAJ A ESTR.	ABRAZADERA SOBRE:
REF.	TIPO	CANT.	FLOJ.	FALT.	DIAMETRO	LONG.		
1	BISAORA	4	0	0	7.6"	12	SI	METAL

OBSERVACIONES: LA ABRAZADERA GUIA NO PRESENTA DAÑOS MECANICOS RELEVANTES QUE AFECTEN SU FUNCIONALIDAD. LA INSPECCION SE REALIZA CONFORME AL PROCEDIMIENTO No. IS-OB-P-12a E IS-OB-P-64a.

REPRESENTANTE DE COMPAÑIA

SUPERINTENDENTE DE BUCEO

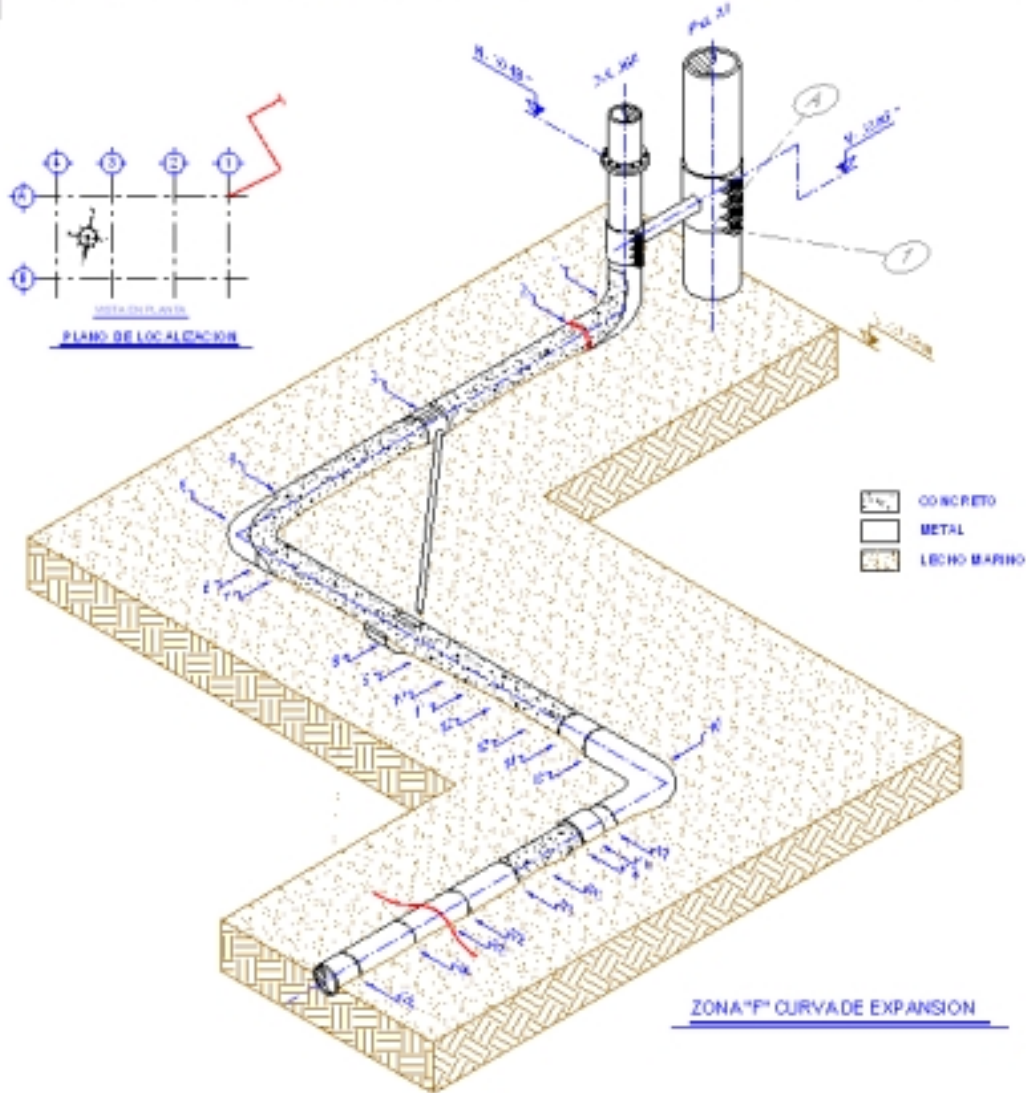
BUZOS INSPECTORES

CLAVE DEL DUCTO:  
 DIAMETRO:  
 PIERNA:  
 PLATAFORMA:  
 FECHA:  
 BARCO:

REGISTRO DE RESULTADO DE INSPECCION  
 ZONA "F"

ZONA "F" CURVA DE EXPANSION

ESPESOR MINIMO DETECTADO  
 0.755" A 53.20 m  
 ENTE



OBSERVACIONES: EL CROQUIS MUESTRA LA CURVA DE EXPANSION, LOS HALLAZGOS ENCONTRADOS SE INDICAN EN EL REPORTE ANEXO. LA INSPECCION SE REALIZA CONFORME A LOS PROCEDIMIENTOS No. IS-OB-P-12a, IS-OB-P-64a E IS-OB-P-68a.

REPRESENTANTE DE COMPAÑIA

SUPERINTENDENTE DE BUCO

BUZOS INSPECTORES

CLAVE DEL DUCTO:  
 DIAMETRO:  
 PIERNA:  
 PLATAFORMA:  
 FECHA:  
 BARCO:

REGISTRO DE RESULTADO DE INSPECCION  
 ZONA "F"

ZONA "F" CURVA DE EXPANSION

ESPEJOR MINIMO DETECTADO  
 0.755" A 53.20 m  
 DEL CODO ASCENDENTE

NIVEL O CADENA- MIENTO	HALLAZGOS ENCONTRADOS
1) 0.00 m	CODO ASENTADO EN LECHO MARINO. SE DETECTA DESPRENDIMIENTO DE CONCRETO.
2) 1.00 m	PRESENTA GRIETA EN RECUBRIMIENTO DE CONCRETO DE 9 A 3 HRS. DUCTO ASENTADO SOBRE LECHO MARINO.
3) 3.00 m	PRESENTA ABRAZADERA CON 7 ESPAPARRAGOS A LAS 12 HRS Y ATIESADOR DE 6 m DE LONG. SOLDADO A ESTA A LAS 9 HRS.
4) 5.00 m	INICIA DESPRENDIMIENTO DE RECUBRIMIENTO DE CONCRETO DE 9 A 3 HRS. AZOLVE DEL 30%.
5) 7.20 m	CENTRO DE CODO DE 30° HACIA LA IZQUIERDA.
6) 10.00 m	SE APRECIA SOLDADURA PERIMETRAL.
7) 10.20 m	TERMINA DESPRENDIMIENTO DE RECUBRIMIENTO DE CONCRETO.
8) 12.80 m	ABRAZADERA ABIERTA, EL ATIESADOR SE ENCUENTRA CORTADO.
9) 16.30 m	DESPRENDIMIENTO DE RECUBRIMIENTO DE CONCRETO DE 80 x 50 cm A LAS 3 HRS, SE APRECIA SOLDADURA PERIMETRAL.
10) 20.00 m	AZOLVE DEL 15%, RECUBRIMIENTO DE CONCRETO EN BUEN ESTADO.
11) 25.00 m	AZOLVE DEL 15%, RECUBRIMIENTO DE CONCRETO EN BUEN ESTADO.
12) 30.00 m	AZOLVE DEL 15%, RECUBRIMIENTO DE CONCRETO EN BUEN ESTADO.
13) 35.00 m	AZOLVE DEL 15%, RECUBRIMIENTO DE CONCRETO EN BUEN ESTADO.
14) 38.20 m	TERMINA RECUBRIMIENTO DE CONCRETO.
15) 39.60 m	SOLDADURA PERIMETRAL.
16) 41.50 m	CENTRO DE CODO DE 30° HACIA LA DERECHA.
17) 43.60 m	SOLDADURA PERIMETRAL DE CODO.
18) 43.95 m	ANILLO DE SACRIFICIO EN BUEN ESTADO GENERAL.
19) 44.25 m	INICIA RECUBRIMIENTO DE CONCRETO EN BUEN ESTADO.
20) 45.00 m	DUCTO AZOLVADO AL 20%.
21) 47.20 m	TERMINA RECUBRIMIENTO DE CONCRETO.
22) 51.65 m	SOLDADURA PERIMETRAL.
23) 52.20 m	CABLE DE 1" Ø SOBRE DUCTO.
24) 53.20 m	SOLDADURA PERIMETRAL.
25) 54.13 m	SOLDADURA PERIMETRAL, AZOLVE DEL 60%. FINALIZA RECORRIDO.

OBSERVACIONES: NO SE DETECTAN DAÑOS MECANICOS RELEVANTES. LA INSPECCION SE REALIZA CONFORME AL PROCEDIMIENTO No. IS-GB-P-12a, IS-GB-P-64a E IS-GB-P-68a.

REPRESENTANTE DE COMPAÑIA

SUPERINTENDENTE DE BUCEO

BUZOS INSPECTORES



## **6.2.5.- MÉTODO DE EVALUACIÓN DE RESULTADOS DE UNA INSPECCIÓN DE DUCTOS ASCENDENTES.**

Como se mencionó antes, la evaluación de los resultados de inspección es una actividad muy importante y es la detonante de las actividades posteriores de reparación o mantenimiento del ducto ascendente de acuerdo a la severidad de los hallazgos producto de las inspecciones, al compararlos contra los códigos o normas aplicables de acuerdo a la zona del ducto donde fueron encontrados.

Mediante el método siguiente se evalúan actualmente los hallazgos detectados en la inspección de ductos ascendentes.

### **CONTENIDO:**

6.2.5.1.- OBJETIVO

6.2.5.2.- ALCANCE

6.2.5.3.- REFERENCIAS

6.2.5.4.- TERMINOLOGÍA

6.2.5.5.- RESPONSABILIDADES

6.2.5.6.- PROCEDIMIENTO

### **DESARROLLO.**

6.2.5.1.- OBJETIVO

Establecer las actividades requeridas que deben considerarse para realizar la evaluación de los resultados de una inspección del Ducto Ascendente en el desarrollo de un proyecto de evaluación de Tuberías Submarinas, empleando tecnología de punta.

6.2.5.2.- ALCANCE

Establecer la metodología adecuada que se debe llevar a cabo dentro de la Subgerencia de procesado e interpretación de Datos para evaluar Ductos Ascendentes durante el desarrollo de un proyecto de evaluación de Tuberías Submarinas.

#### 6.2.5.3.- REFERENCIAS.

- DET NORSKE VERITAS RULES FOR SUBMARINE PIPELINES
- ANSI/ASME “AMERICAN NATIONAL STANDARD INSTITUTE”
- ANSI CODE B31.8 GAS TRANSMISSION AND DISTRIBUTION PIPING SYSTEMS
- ANSI CODE B31.4 LIQUID PETROLEUM TRANSPORTATION PIPING SYSTEMS
- ANSI CODE B31.3 CHEMICAL PLANT AND PETROLEUM REFINERY PIPING
- ESPECIFICACION “EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN LA SONDA P.E.P. P.2.0722.01 CAMPECHE”.

#### 6.2.5.4.- TERMINOLOGÍA.

**BASES DE USUARIO** Documento proporcionado por el Cliente en el cual se describen los requerimientos y características generales del proyecto a desarrollar.

**BASES DE EVALUACIÓN** Documento aprobado por el Cliente donde se describen los objetivos, alcances y características específicas para el desarrollo del proyecto de evaluación.

**DUCTO ASCENDENTE** Sección de tubería para el ascenso de la misma, desde su conexión con la curva de expansión, hasta su conexión con la tubería sobre cubierta.

**PUNTO DE ORIGEN** Plataforma de donde parte la línea submarina.

**PUNTO DE DESTINO** Plataforma o disparo submarino a donde arriba la línea Submarina.

#### 6.2.5.5.- RESPONSABILIDADES

Es responsabilidad del Subgerente de Procesado e interpretación de Datos proporcionar los medios y recursos necesarios al Jefe de área, para desarrollar la evaluación del ducto ascendente.

Es responsabilidad del Jefe de área y de los Ingenieros Intérpretes y de Procesado elaborar el análisis, revisar los resultados y realizar la evaluación del ducto ascendente.

#### 6.2.5.6.- PROCEDIMIENTO

Para asegurar la integridad del ducto ascendente, se debe realizar una evaluación cualitativa basada en los resultados de una inspección visual detallada y una evaluación cuantitativa de cada uno de los elementos, accesorios y dispositivos de que consta, en la que se puedan determinar los daños y anomalías existentes, lo cual permitirá evaluar mediante modelos y análisis por computadora, el comportamiento estructural estático y dinámico del ducto ascendente y calificar su integridad, proporcionando finalmente las necesidades de mantenimiento preventivo o correctivo que se requiera.

6.2.5.6.1 Para dar inicio a las actividades para evaluación del ducto ascendente, deberá recopilar y revisar la información requerida:

- a) Bases de usuario proporcionadas por el cliente.
- b) Bases de evaluación aprobadas por el cliente.
- c) Información de la Inspección del ducto ascendente conteniendo:
  - c.1 Verificación de abolladuras y/o corrosión en el ducto ascendente
  - c.2 Verificación de la ubicación y estado de la junta aislante (Monoblock).
  - c.3 Verificación del número y localización de las abrazaderas (ancla y guías).
  - c.4 Verificación de soldaduras y conexiones en el ducto ascendente.
  - c.5 Localización del ducto ascendente en la plataforma.
- d) Reporte de la última corrida de diablo instrumentado.
- e) Fecha de instalación y tiempo de operación del ducto ascendente.
- f) Planos estructurales de la Subestructura y Superestructura de las plataformas de origen y destino
- g) Planos estructurales de embarcaderos y defensas de las plataformas de origen y destino.
- h) Condiciones de operación (presión, temperatura y servicio) actuales del ducto ascendente.
- i) Condiciones de operación (presión, temperatura y servicio) actuales del ducto ascendente.
- j) Planos del diseño original de la Tubería Submarina.

6.2.5.6.2 Elaboración de Análisis para la Evaluación del Ducto Ascendente.

Las siguientes actividades se realizarán de acuerdo con el Procedimiento Técnico para Evaluación del Ducto Ascendente código IS-SP-P-31.

- a) Determinación del espesor remanente del ducto ascendente.
- b) Realización del análisis estructural bajo fuerzas de oleaje de tormenta.
- c) Realización del análisis por vorticidad.

- d) Realización del análisis de flexibilidad en condiciones de operación.
- e) Revisión e interpretación de resultados de los análisis.
- f) Elaboración del reporte de resultados.
- g) Elaboración del plano para el ducto ascendente.
- h) Elaboración de la Memoria Técnico- Descriptiva.
- i) Integración de la Memoria Técnico Descriptiva en el Libro de Proyecto.

#### **6.2.6.- EVALUACIÓN DEL PROTECTOR CONTRA IMPACTOS DEL DUCTO ASCENDENTE.**

Una parte importante de los ductos ascendentes son sus protectores contra impactos o comúnmente llamadas defensas, las cuales los protegen contra golpes que pudieran recibir de las embarcaciones que arriban a las plataformas por diferentes motivos tales como transporte de personal, de equipos, materiales, comisaría, materiales para perforación de pozos, etc. Así como la llegada de otros barcos de construcción y mediante el siguiente método actualmente se lleva a cabo su evaluación:



**FIGURA No. 63 DEFENSA DE UN DUCTO ASCENDENTE**

## CONTENIDO:

- 6.2.6.1 OBJETIVO
- 6.2.6.2 ALCANCE
- 6.2.6.3 REFERENCIAS
- 6.2.6.4 TERMINOLOGIA
- 6.2.6.5 RESPONSABILIDADES
- 6.2.6.6 PROCEDIMIENTO
- 6.2.6.7 ANEXOS
- 6.2.6.8 DIAGRAMA DE FLUJO

## DESARROLLO.

### 6.2.6.1.- OBJETIVO

Establecer las actividades requeridas para realizar la evaluación tanto de la abrazadera ancla o fija, como de las abrazaderas guías ó deslizables que proporcionan soporte al ducto ascendente, en el desarrollo de un proyecto de evaluación de Tuberías Submarinas, empleando tecnología de punta.

### 6.2.6.2.- ALCANCE

Determinar la metodología adecuada que se debe seguir dentro de la Subgerencia de Procesado e Interpretación de Datos en la evaluación del protector para el ducto ascendente, en el desarrollo de un proyecto de evaluación para Tuberías Submarinas.

### 6.2.6.3.- REFERENCIAS

- A.I.S.C.I. AMERICAN NATIONAL STANDARD INSTITUTE.
- A.W.S.D1.1 "STRUCTURAL WELDING CODE (STEEL)".
- A.P.I. RP 2A WSD "RECOMMENDED PRACTICE FOR PLANNING, DESIGNING AND CONSTRUCTING FIXED OFFSHORE PLATFORMS".
- I.M.C.A. INSTITUTO MEXICANO DE LA CONSTRUCCIÓN EN ACERO

- ESPECIFICACIÓN “EVALUACIÓN DE LINEAS SUBMARINAS EN LA SONDA DE P.E.P. P.2.0722.01 CAMPECHE.

#### 6.2.6.4.- TERMINOLOGÍA.

**BASES DE EVALUACION** Documento aprobado por el cliente donde se describen los objetivos, alcances y características específicas para el desarrollo del proyecto.

**DUCTO ASCENDENTE** Sección de tubería para el ascenso de la misma, desde su conexión con la curva de expansión, hasta su conexión con la tubería sobre cubierta.

**PLATAFORMA DE SALIDA** Plataforma marina de donde parte la línea submarina.

**PLATAFORMA DE LLEGADA** Plataforma o disparo submarino a donde arriba la línea submarina.

#### 6.2.6.5.- RESPONSABILIDADES

Es responsabilidad del Subgerente de Procesado e interpretación de Datos proporcionar los medios y recursos necesarios al Jefe de área, para desarrollar la evaluación del protector para el Ducto Ascendente.

Es responsabilidad del Jefe de área, de los Ingenieros de Interpretación y Procesado, establecer y llevar a cabo los análisis requeridos para la evaluación del protector para el Ducto Ascendente y la solución de las anomalías detectadas.

#### 6.2.6.6.- PROCEDIMIENTO

El protector para el ducto ascendente es de gran relevancia para la integridad del ducto ascendente, puesto que su principal función es protegerlo contra el Impacto accidental de embarcaciones.

6.2.6.6.1. Para dar inicio a las actividades para evaluación del protector del ducto ascendente, se deberá recabar y revisar la información que se utilizará para su desarrollo.

- a) Bases de usuario proporcionadas por el cliente.
- b) Localización del protector para el ducto ascendente en las plataformas de salida y llegada.
- c) Información de la Inspección del protector para el ducto ascendente, incluyendo:
  - c.1 Estado físico de las conexiones bridadas, así como de los espárragos.
  - c.2 Estado físico de las abrazaderas para sujeción del protector para ducto ascendente.
  - c.3 Verificación de la existencia de posibles abolladuras y/o corrosión en los elementos que conforman al protector.
  - c.4 Verificación del estado físico de las defensas de caucho.
- d) Planos estructurales de proyecto y "AS-BUILT" del protector del embarcadero y defensas de las plataformas de salida y llegada.
- e) Planos de la estructura principal de las plataformas de salida y llegada.

#### 6.2.6.6.2 Desarrollo de la evaluación del Protector para el Ducto Ascendente.

Las siguientes actividades se realizarán de acuerdo con el Procedimiento Técnico para Evaluación del Protector para el Ducto Ascendente:

- a) Generación del modelo geométrico del protector para el ducto ascendente
- b) Elaboración del análisis estructural del protector para el ducto ascendente.
- c) Revisión de resultados y elaboración de soluciones a las anomalías detectadas.
- d) Elaboración del plano del protector para el ducto ascendente
- e) Reporte de resultados.
- f) Elaboración de la Memoria Técnico- Descriptiva.
- g) Integración de la Memoria Técnico- Descriptiva al Libro de Proyecto.

#### 6.2.7.- ANEXOS

Se anexa Lista de Verificación.

## LISTA DE VERIFICACIÓN

		JEFE DE AREA	VERIFICO	FECHA
7.1	Bases de evaluación aprobadas por el cliente.	Ω _____	_____	_____
7.2	Localización del protector para el ducto ascendente en las plataformas de salida y llegada.	Ω _____	_____	_____
7.3	Datos del reporte de inspección del protector para el ducto ascendente.	Ω _____	_____	_____
7.4	Planos estructurales del embarcadero y defensas de las plataformas de salida y llegada.	Ω _____	_____	_____
7.5	Planos de la estructura principal de las plataformas de salida y llegada.	Ω _____	_____	_____
7.6	Análisis de flexibilidad de la Interconexión Submarina.	Ω _____	_____	_____
7.7	Modelo estructural del protector para el ducto ascendente.	Ω _____	_____	_____
7.8	Análisis estructural del protector para el ducto ascendente.	Ω _____	_____	_____
7.9	Revisión de resultados.	Ω _____	_____	_____
7.10	Recomendaciones y soluciones para las anomalías detectadas.	Ω _____	_____	_____
7.11	Plano del protector para el ducto ascendente.	Ω _____	_____	_____
7.12	Reporte de resultados	Ω _____	_____	_____
7.13	Memoria Técnico – Descriptiva	Ω _____	_____	_____
7.14	Integración de la Memoria Técnico-Descriptiva al Libro de Proyecto.	Ω _____	_____	_____

**TABLA No.149 LISTA DE VERIFICACIÓN DEL PROTECTOR DE UN DUCTO ASCENDENTE**



### 6.2.8.- DIAGRAMA DE FLUJO

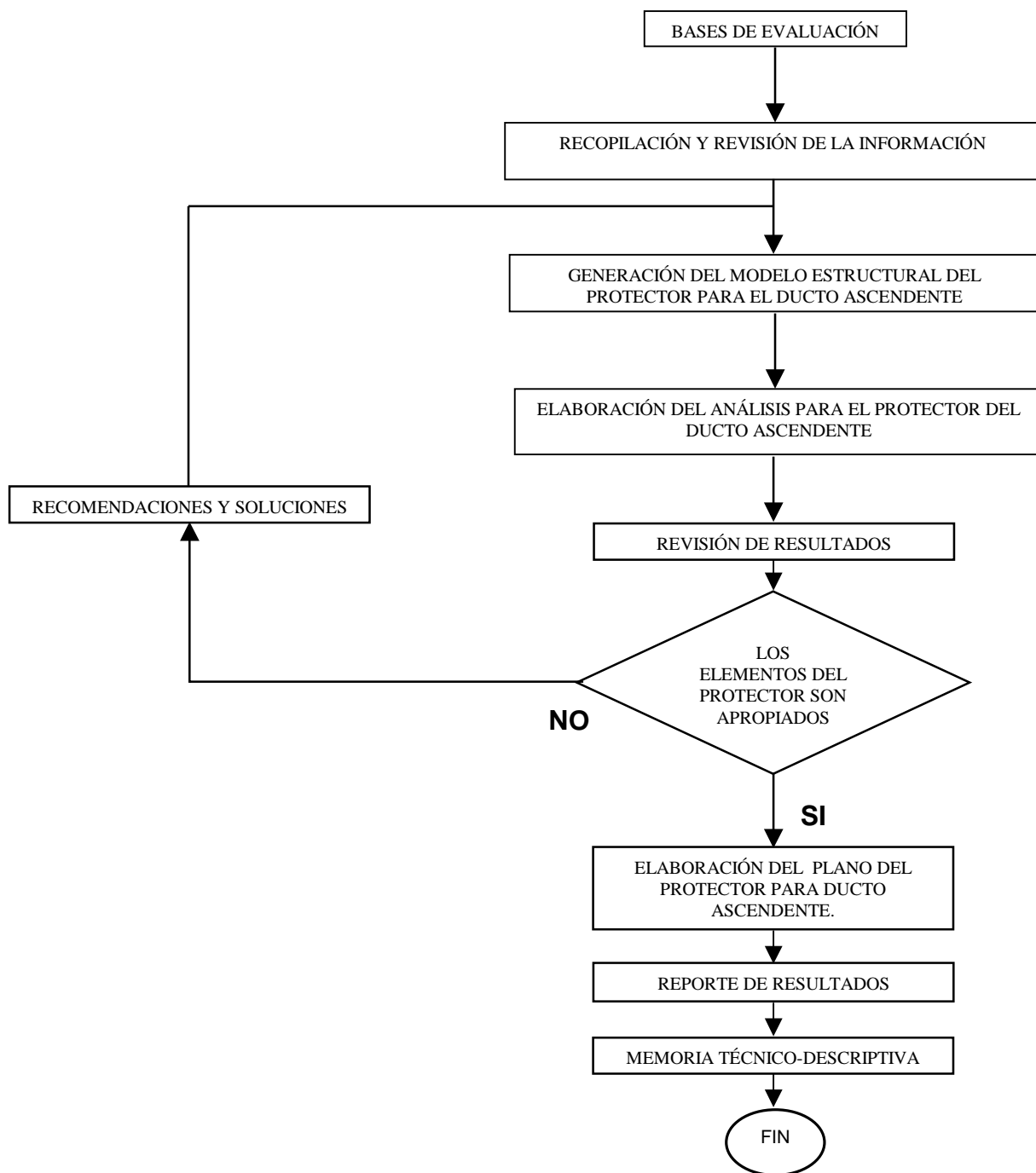
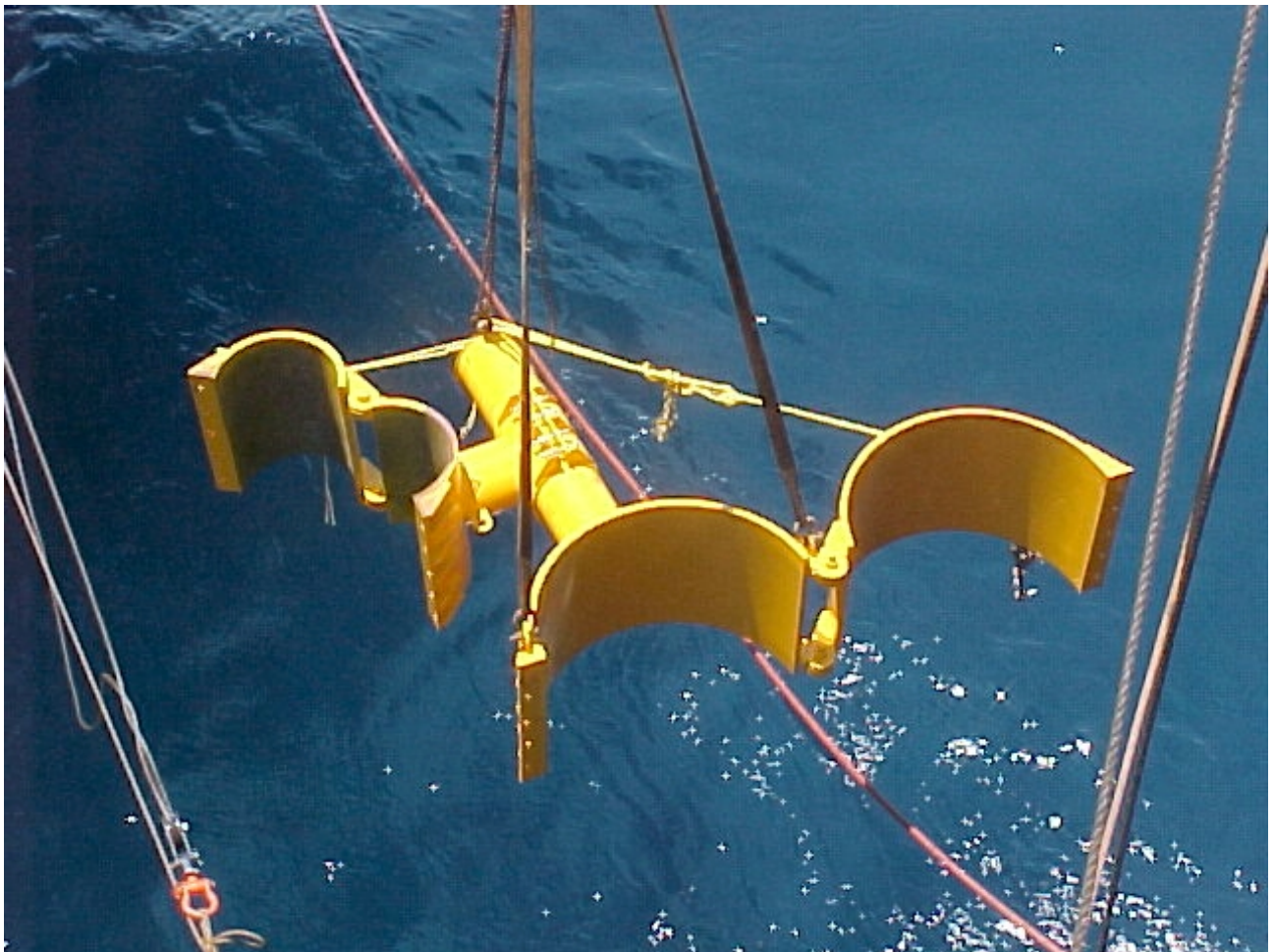


DIAGRAMA No. 10

### **6.2.7.- MÉTODO PARA LA EVALUACIÓN DEL ESTADO DE LAS ABRAZADERAS DE SOPORTE DE LOS DUCTOS ASCENDENTES.**

Las abrazaderas son componentes primordiales para los ductos ascendentes ya que son su soporte con la pierna de la plataforma. Se clasifican en abrazaderas ancla o fijas y abrazaderas guía. Las ancla tienen la función de sujetar firmemente al ducto ascendente en su zona atmosférica para que soporte las condiciones ambientales normales y de tormenta de marea y oleaje, además de soportar gran parte del peso del ducto ascendente, mientras que las abrazaderas guía o deslizables solo le proporcionan un soporte lateral a fin de que siempre mantenga su posición vertical contra las cargas de viento, marea y oleaje normal o de tormenta.

Por lo anterior es importante ilustrar el método que actualmente se está aplicando para evaluar el estado de las abrazaderas de un ducto ascendente en operación en las plataformas marinas de producción de hidrocarburos en la Sonda de Campeche:



**FIGURA No. 64 ABRAZADERAS**

## CONTENIDO

- 6.2.7.1. OBJETIVO
- 6.2.7.2 ALCANCE
- 6.2.7.3 REFERENCIAS
- 6.2.7.4 TERMINOLOGÍA
- 6.2.7.5 RESPONSABILIDADES
- 6.2.7.6 PROCEDIMIENTO
- 6.2.7.7 ANEXOS
- 6.2.7.8 DIAGRAMA DE FLUJO

### DESARROLLO:

#### 6.2.7.1.- OBJETIVO

Establecer las actividades requeridas para realizar la evaluación tanto de la abrazadera ancla o fija, como de las abrazaderas guías ó deslizables que proporcionan soporte al ducto ascendente, en el desarrollo de un proyecto de evaluación de Tuberías Submarinas, empleando tecnología de punta.

#### 6.2.7.2.- ALCANCE

Determinar la metodología adecuada que se debe seguir dentro de la Subgerencia de Procesado e Interpretación de Datos para la evaluación de abrazaderas de ancla y deslizables para soporte del ducto ascendente así como la solución de las anomalías detectadas.

#### 6.2.7.3.- REFERENCIAS

- A.I.S.C.I. AMERICAN NATIONAL STANDARD INSTITUTE.
- ASTM A-193 MATERIALES PARA ESPARRAGOS DE ACERO DE ALEACIÓN Y ACERO IOXIDABLE PARA SERVICIO A ALTA TEMPERATURA.

- A.W.S.D1.1 "STRUCTURAL WELDING CODE (STEEL)".
- ASTM A-194 TUERCAS PARA PASADORES DE ACERO AL CARBON Y ACERO DE LEACIÓN PARA SERVICIOS DE ALTA PRESIÓN Y TEMPERATURA.
- I.M.C.A. INSTITUTO MEXICANO DE LA CONSTRUCCIÓN EN ACERO.

#### 6.2.7.4.- TERMINOLOGIA

**BASES DE EVALUACION** Documento aprobado por el cliente donde se describen los objetivos, alcances y características específicas para el desarrollo del proyecto.

**DUCTO ASCENDENTE** Sección de tubería para el ascenso de la misma, desde su conexión con la curva de expansión, hasta su conexión con la tubería sobre cubierta.

**CURVA DE EXPANSIÓN** Sección de tubería comprendida entre la línea regular y el ducto ascendente o interconexión submarina.

**LÍNEA REGULAR** Sección de la línea submarina apoyada en el suelo marino, comprendida entre las curvas de expansión de salida y llegada de dos ductos ascendentes.

**TUBERÍA SUBMARINA** Tubería de acero al carbón con lastre de concreto utilizada para la conducción de hidrocarburos de una plataforma marina a otra o de plataforma a tierra.

**PUNTO DE ORIGEN** Plataforma de donde parte la línea submarina.

**PUNTO DE DESTINO** Plataforma o instalación terrestre o disparo submarino a donde arriba la línea submarina.

#### 6.2.7.5.- RESPONSABILIDADES

Es responsabilidad del Subgerente de Procesado e interpretación de Datos proporcionar los medios y recursos necesarios al Jefe de área, para desarrollar la evaluación de las Abrazaderas para el Ducto Ascendente.

Es responsabilidad del Jefe de área, de los Ingenieros Intérpretes y de Procesado realizar la evaluación de las Abrazaderas para el Ducto Ascendente y dar soluciones y recomendaciones para cada una de las anomalías detectadas.

#### 6.2.7.6.- PROCEDIMIENTO

Las abrazaderas del ducto ascendente tienen gran relevancia en la estabilidad y el comportamiento estructural tanto del ducto ascendente como de la curva de expansión y la línea regular de la tubería submarina.

La abrazadera ancla se deberá evaluar con la finalidad de verificar que proporcione soporte adecuado al ducto ascendente bajo las condiciones ambientales normales y accidentales en que opera la tubería submarina.

Las abrazaderas guía se deberán evaluar con la finalidad de verificar que restrinjan los movimientos laterales del ducto ascendente, así como el de soportar y transmitir a las piernas de la Subestructura las cargas producidas por el oleaje y las corrientes bajo condiciones ambientales normales y de tormenta.

6.2.7.6.1. Para dar inicio a las actividades para evaluación de la abrazaderas del ducto ascendente, se deberá recabar y revisar la información que se utilizará para su desarrollo.

- a) Bases de usuario proporcionadas por el cliente.
- b) Información de la Inspección de las abrazaderas del ducto ascendente, incluyendo:

b.1 Diámetro interior de las abrazaderas ancla y guías.

b.2 Dimensiones y espesores de las placas, diámetro del muñón, que conforman las abrazaderas.

b.3 Abolladuras, deformaciones y corrosión de las abrazaderas ancla y guía.

b.4 Estado físico y dimensiones de los tornillos o espárragos de las abrazaderas.

b.5 Estado físico del neopreno.

b.6 Apriete de los tornillos o espárragos y ajuste de las abrazaderas sobre el ducto ascendente y columna de la subestructura.

b.7 Localización de las abrazaderas ancla y guías.

- c) Planos de proyecto y “AS-BUILT” de abrazaderas, ductos ascendentes y de la estructura principal de la subestructura y superestructura de las plataformas de origen y destino.
- d) Planos de proyecto y “AS-BUILT” de los embarcaderos y defensas de las plataformas de origen y destino.

#### 6.2.7.6.2 Desarrollo de la evaluación de Abrazaderas para el Ducto Ascendente.

Las siguientes actividades se realizarán de acuerdo con el Procedimiento Técnico para Evaluación de Abrazaderas para el Ducto Ascendente:

- a) Generación del modelo estructural de las abrazaderas fijas y guías.
- b) Elaboración del análisis estructural de las abrazaderas ancla y guías.
- c) Revisión de resultados y elaboración de soluciones a las anomalías detectadas.
- d) Elaboración del plano de detalles de abrazaderas para el ducto ascendente.
- e) Reporte de resultados.
- f) Elaboración de la Memoria Técnico- Descriptiva.
- g) Integración de la Memoria Técnico- Descriptiva al Libro de Proyecto.

#### 6.2.7.7.- ANEXOS

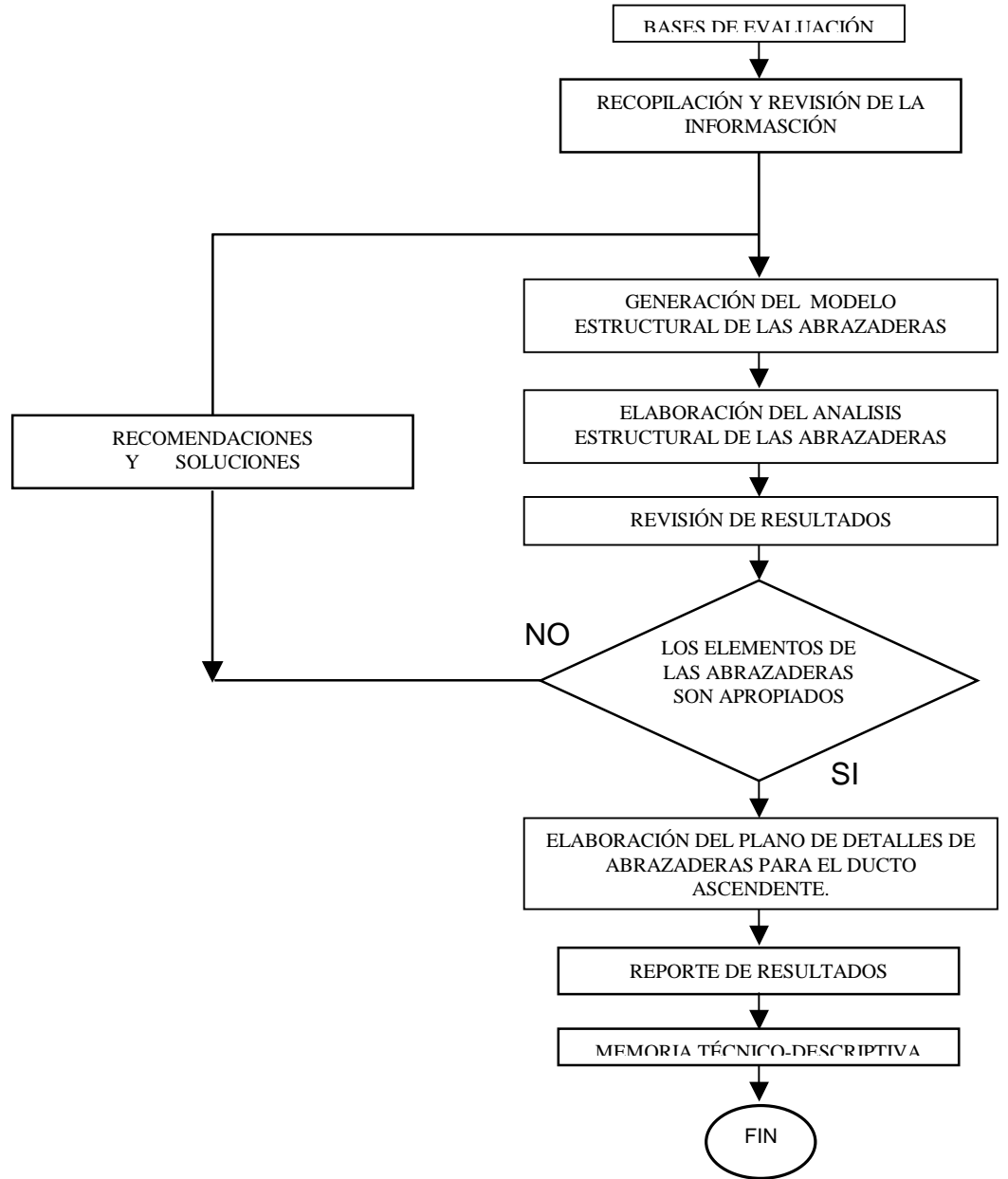
Se anexa Lista de Verificación.

## LISTA DE VERIFICACIÓN

		JEFE DE AREA	VERIFICO	FECHA
7.1	Bases de evaluación aprobadas por el cliente.	Ω _____	_____	_____
7.2	Datos del reporte de inspección de las abrazaderas del ducto ascendente.	Ω _____	_____	_____
7.3	Planos de proyecto y "AS-BUILT" de ductos ascendentes, abrazaderas y estructura principal de las plataformas de origen y destino.	Ω _____	_____	_____
7.4	Planos de proyecto y "AS-BUILT" de los embarcaderos y defensas de las plataformas.	Ω _____	_____	_____
7.5	Generación del modelo estructural de las abrazaderas fijas y guías.	Ω _____	_____	_____
7.6	Elaboración del análisis estructural de las abrazaderas ancla y guías.	Ω _____	_____	_____
7.7	Revisión de resultados	Ω _____	_____	_____
7.8	Recomendaciones y soluciones para las anomalías detectadas.	Ω _____	_____	_____
7.9	Memoria Técnico -Descriptiva	Ω _____	_____	_____
7.10	Plano de detalles de las abrazaderas para el ducto ascendente.	Ω _____	_____	_____
7.11	Memoria Técnico -Descriptiva	Ω _____	_____	_____
7.12	Integración de Memoria Técnico-Descriptiva al Libro de Proyecto.	Ω _____	_____	_____

**TABLA No. 150**

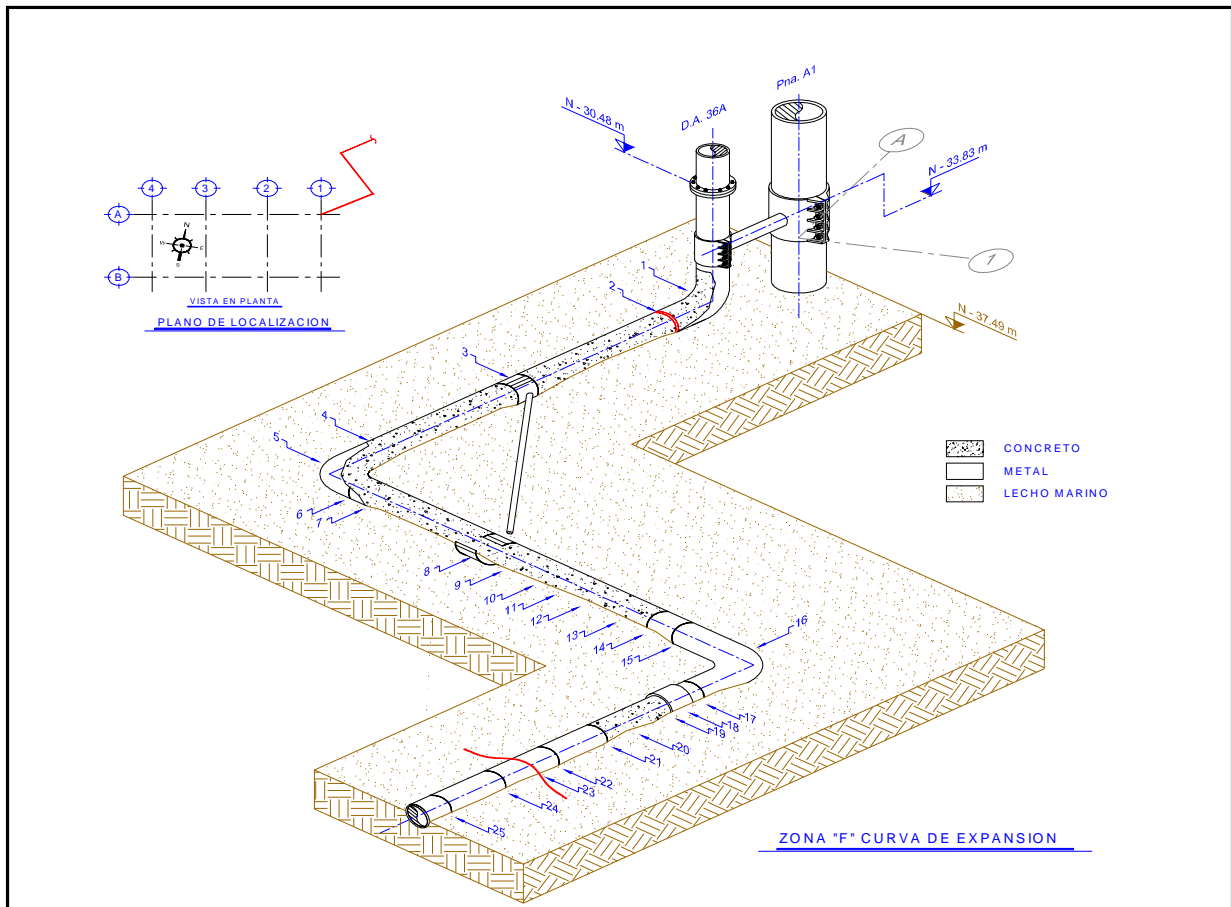
6.2.7.8.- DIAGRAMA DE FLUJO





**6.2.8.- MÉTODO PARA LA INSPECCIÓN Y EL LEVANTAMIENTO DE LA CURVA DE EXPANSIÓN DEL DUCTO ASCENDENTE.**

La curva de expansión de un ducto ascendente es el desarrollo del ducto que va desde la brida de unión entre su parte vertical con la línea horizontal apoyada en el fondo marino y hasta un diámetro después de la soldadura del último codo de desvío de la curva de expansión.



**FIGURA No. 65 CURVA DE EXPANSION**

Tal y como su nombre lo indica, esta curva sirve para absorber los esfuerzos por expansión térmica de la línea submarina durante su operación, debido a la alta temperatura del hidrocarburo que transporta (por lo regular de 60 a 95 grados centígrados dependiendo si es gasoducto o oleoducto), así como a la temperatura ambiente del lecho marino (2 a 8 grados centígrados dependiendo del tirante de agua), de tal forma que una línea submarina, durante su operación, tiene constantes expansiones y contracciones

milimétricas, mismas que son absorbidas por las dos curvas de expansión que tiene en cada uno de los dos ductos ascendentes de salida y llegada a plataformas.

En virtud de la alta importancia de este componente, a continuación se desarrolla el procedimiento que actualmente se sigue para efectuar la inspección y el levantamiento de la curva de expansión:

#### 6.2.8.1.- OBJETIVO

Proporcionar la metodología para la ACTIVIDADES de la ACTIVIDADE, así como los lineamientos para el levantamiento de las coordenadas de ACTIVID de la curva de ACTIVIDAD.

#### 6.2.8.2.- ALCANCE

El alcance de este procedimiento cubre la ACTIVIDADE de la curva de ACTIVIDAD aplicando los tres niveles de ACTIVIDADE, ACTIVI general, ACTIVI detallada y pruebas no destructivas, de acuerdo a los daños y particulares de cada ducto, así como también el levantamiento de coordenadas de algunos puntos de la curva de ACTIVIDAD.

#### 6.2.8.3.- ACTIVIDADES .

##### a) Curva de ACTIVIDAD

Es el arreglo de tubería instalada en el lecho marino, cuya función es observar los movimientos de la línea submarina ocasionados por la de temperatura del fluido.

##### b) Equipo de localización acústico.

Equipo mediante el cual se logra la ACTIVIDADES n de señales acústicas a eléctricas, proporcionando información digital y gráfica sobre los puntos localizados.

##### c) Señal acústica.

ACTIVIDADE y propagación de las ondas de sonido, transmitidas desde el equipo denominado hidrófono hasta el transmisor/receptor inteligente y ACTIVIDAD.

##### d) Hidrófono.

Transductor electroacústico destinado a transformar en los líquidos las ACTIVIDADES acústicas en ACTIVIDADES eléctricas.

##### e) Azolvamiento.

Dícese del suelo marino depositado por la acción de las corrientes a un costado, o ACTIVIDAD la totalidad de la tubería (curva de ACTIVIDAD) ACTIVIDADE ser inspeccionada.

f) Socavación.

Es la ACTIVID o pérdida del suelo inmediato al lecho bajo el tubo.

#### 6.2.8.4.- DESARROLLO DE ACTIVIDADES

##### 6.2.8.4.1 Responsabilidades.

a) Es responsabilidad del superintendente de inspección o su designado la implementación del presente procedimiento.

b) Es responsabilidad del supervisor de actividades submarinas verificar que el personal realice y reporte los resultados de acuerdo a lo establecido en este procedimiento.

c) Es responsabilidad del inspector realizar las actividades de inspección y medición, así como de seguir los lineamientos establecidos por este procedimiento.

d) Es responsabilidad del supervisor del cliente proporcionar la información necesaria para que la compañía realice los trabajos de inspección y de verificar el cumplimiento del presente procedimiento.

##### 6.2.8.4.2 Requisitos.

###### 6.2.8.4.2.1 Requisitos de personal

a) El supervisor es un técnico calificado, con conocimiento para inspeccionar, identificar y documentar los daños en la curva de expansión.

b) El personal inspector deberá tener experiencia y estar calificado para poder ejecutar cualquier nivel de inspección (Nivel 1, nivel 2 y Nivel 3) según se requiera.

###### 6.2.8.4.2.2 Requisitos del equipo.

a) El equipo para el levantamiento de las coordenadas de la curva de expansión debe ser compatible con el de posicionamiento por satélite de la embarcación.

###### 6.2.8.4.2.3 Equipo a utilizar.

a) Equipo de buceo

- b) Equipo de localización acústico
- c) Cámara fotográfica de 35 a 70 mm, lente de 28 mm capaz de tomar acercamientos
- d) Cámara de video portátil
- e) Equipo de pruebas no destructivas (partículas magnéticas y ultrasonido).

#### 6.2.8.4.3 Actividades.

Para las actividades de inspección en la curva de expansión el inspector debe realizar la inspección visual general nivel 1, en caso de encontrar daños se procederá a efectuar la inspección visual detallada nivel 2 y de requerirse se aplicarán la inspección con pruebas no destructivas nivel 3. los daños y anomalías que pueden presentarse y deben documentarse son:

- a) Daños mecánicos
- b) Corrosión
- c) Estado de ánodos de sacrificio
- d) Medición del potencial catódico
- e) Desprendimiento del lastre de concreto
- f) Estado del recubrimiento anticorrosivo
- g) Escombros
- h) Socavación
- i) Asolvamiento
- j) Fugas

El inspector deberá reportar la profundidad a la que se encuentra el lecho marino, para el caso de que la curva de expansión se encuentra azolvada, ésta se debe desazolver

Para obtener la configuración de la curva de expansión mediante el levantamiento de las coordenadas de algunos puntos previamente definidos, será con un equipo que emplea el método de localización acústica. El principio básico de este tipo de equipo está basado en la emisión de señales acústicas desde un hidrófono emisor-receptor hacia los transmisores receptores inteligentes. Los pulsos de esas señales son reflejados y procesados continuamente en un sistema de cómputo a bordo de la embarcación.

Las coordenadas de los puntos a obtener son las siguientes:

- a) La punto 1, localizado sobre el eje longitudinal del ducto ubicándolo sobre el punto de unión (soldadura) entre el codo vertical y el primer tramo recto sobre el lecho marino.
- b) Los puntos 2,3,4 y 5 localizados sobre el eje longitudinal del ducto ubicados sobre los puntos de unión (soldaduras) entre el codo horizontal y los tramos rectos.

- c) El punto 6 localizado sobre el eje longitudinal del ducto al final del ultimo codo horizontal, a una distancia de 5 m. Entre la unión del ultimo codo horizontal y el tramo recto.

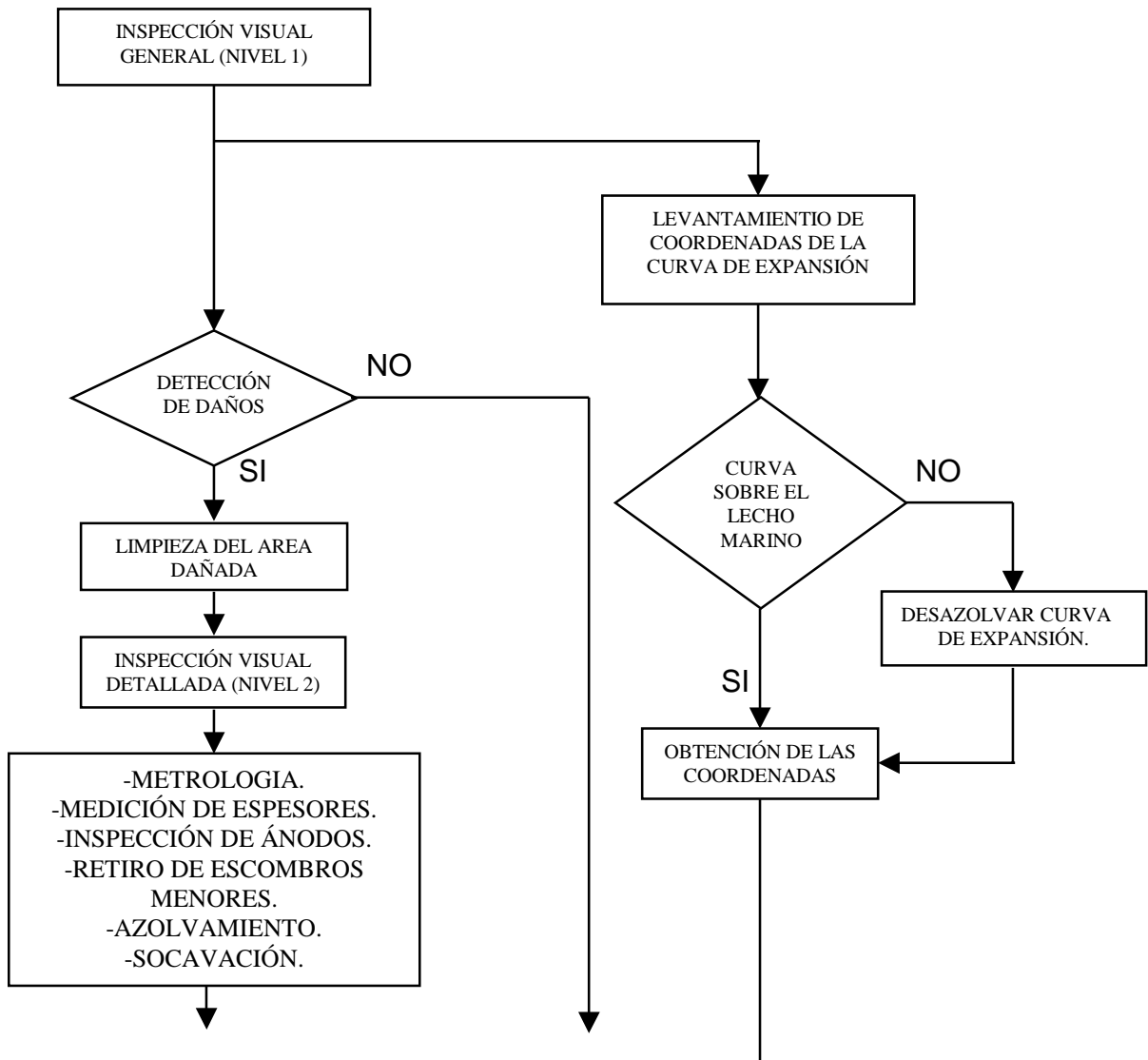
Una vez obtenidas todas las coordenadas anteriores deberán de reportarse en el formato correspondiente.

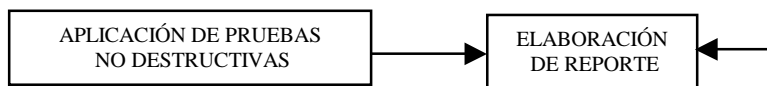
#### 6.2.8.4.4 Criterios de aceptación.

a) El equipo de localización acústica tendrá un margen de error máximo de 0.5% de la profundidad del agua.

b) El equipo de partículas deberá generar una fuerza de campo magnética comprendida entre 2400 A/m y 400 A/m en el área de examen.

#### 6.2.8.5.- DIAGRAMA DE FLUJO.





**DIAGRAMA No.11**

#### 6.2.8.6.- REFERENCIAS

- 1992 Manual de procedimientos técnico operativos / procedimiento para inspección de la curva de expansión
- 1997 manual genérico de inspección de ductos ascendentes
- 1997 Catalogo técnico Nautronix
- 1997 Catalogo técnico Ore International

#### **6.2.9.- MÉTODO PARA LA EVALUACIÓN DE RESULTADOS DE INSPECCIÓN DE LA CURVA DE EXPANSIÓN.**

##### CONTENIDO:

6.2.9.1.- OBJETIVO

6.2.9.2.- ALCANCE

6.2.9.3- REFERENCIAS

6.2.9.4.- TERMINOLOGIA

6.2.9.5.- RESPONSABILIDADES

6.2.9.6.- PROCEDIMIENTO

6.2.9.7.- ANEXOS

6.2.9.8.- DIAGRAMA DE FLUJO

##### DESARROLLO:

#### 6.2.9.1.- OBJETIVO

Establecer las actividades requeridas que deben considerarse para realizar la evaluación de los resultados obtenidos en la inspección de la curva de expansión de un Ducto Ascendente en el desarrollo de un proyecto de evaluación de Tuberías Submarinas, empleando tecnología de punta.

#### 6.2.9.2.- ALCANCE

Determinar la metodología adecuada que se debe llevar a cabo dentro de la Subgerencia de Procesado e interpretación de Datos para la evaluación de la Curva de Expansión, en el desarrollo de un proyecto de evaluación de Tuberías Submarinas.

#### 6.2.9.3.- REFERENCIAS

- ANSI CODE B31.8 GAS TRANSMISSION AND DISTRIBUTION PIPING SYSTEMS
- ANSI CODE B31.4 LIQUID PETROLEUM TRANSPORTATION PIPING SYSTEMS
- ANSI CODE B31.3 CHEMICAL PLANT AND PETROLEUM REFINERY PIPING
- ESPECIFICACION "EVALUACION DE LINEAS SUBMARINAS EN LA SONDA P.E.P. P.2.0722.01 CAMPECHE".

#### 6.2.9.4.- TERMINOLOGIA

**BASES DE EVALUACION** Documento aprobado por el cliente donde se describen los objetivos, alcances y características específicas para el desarrollo del proyecto de evaluación.

**TUBERÍA SUBMARINA** Tubería de acero al carbón con lastre de concreto utilizada para la conducción de hidrocarburos de una plataforma marina a otra o de plataforma a tierra.

**CURVA DE EXPANSIÓN** Sección de tubería comprendida entre la línea regular y el ducto ascendente o interconexión submarina.

**DUCTO ASCENDENTE** Sección de tubería para el ascenso de la misma, desde su conexión con la curva de expansión, hasta su conexión con la tubería sobre cubierta.

#### 6.2.9.5.- RESPONSABILIDADES

Es responsabilidad del Subgerente de Procesado e interpretación de Datos proporcionar los medios y recursos necesarios al Jefe de área, para desarrollar la evaluación de la curva de expansión.

Es responsabilidad del Jefe de área y de los Ingenieros Interpretes y de Procesado, realizar los análisis, revisar los resultados y llevar a cabo la evaluación de la curva de expansión.

#### 6.2.9.6.- PROCEDIMIENTO

La curva de expansión ocupa una función primordial en el comportamiento estructural de la línea submarina para proporcionar la flexibilidad requerida y mantener por debajo de los esfuerzos admisibles a los esfuerzos producidos por la expansión térmica, por lo que su evaluación deberá cumplir con las normas, códigos y especificaciones nacionales e internacionales aplicables.

6.2.9.6.1 Para dar inicio a las actividades para la evaluación de la curva de expansión, se deberá recopilar y revisar la información requerida:

- a) Bases de evaluación aprobadas por el cliente.
- b) Información de la inspección de la curva de expansión y del resto de la Línea Submarina.
- c) Reporte de la última corrida de diablo instrumentado.
- d) Fecha de instalación y tiempo de operación de la Línea Submarina.
- e) Condiciones de operación y diseño originales de la Línea Submarina (presión, temperatura y servicio).
- f) Condiciones de operación (presión, temperatura y servicio) que presta actualmente la Línea Submarina.
- g) Planos de proyecto y AS-BUILT de la Tubería Submarina.

#### 6.2.9.6.2 Desarrollo de la Evaluación de la Curva de Expansión.

Las siguientes actividades se realizarán de acuerdo con el Procedimiento Técnico para Evaluación de la Curva de Expansión.

- a) Determinar el espesor remanente de la curva de expansión a partir del reporte de inspección y corrida de diablo instrumentado o partir de la medición de espesores efectuada con ultrasonido con apoyo de buzos de inspección.
- b) Verificar si el reporte de inspección indica la existencia de socavación o azolve del lecho marino, con respecto de la curva de expansión.
- c) Verificar si el reporte de inspección indica desprendimiento del lastre de concreto en la curva de expansión.
- d) Definir los análisis a que debe someterse la curva de expansión.
- e) Calcular los datos para la modelación de las condiciones de análisis de la curva de expansión como parte integral de la Línea Submarina.
- f) Revisar resultados de los programas de análisis y verificar que los esfuerzos actuantes sean menores a los admisibles.
- g) Elaboración del reporte de resultados.



- h) Elaborar plano de la curva de expansión.
- i) Elaborar Memoria Técnico- Descriptiva correspondiente a la evaluación de la curva de expansión.
- j) Integrar la información al Libro de Proyecto.

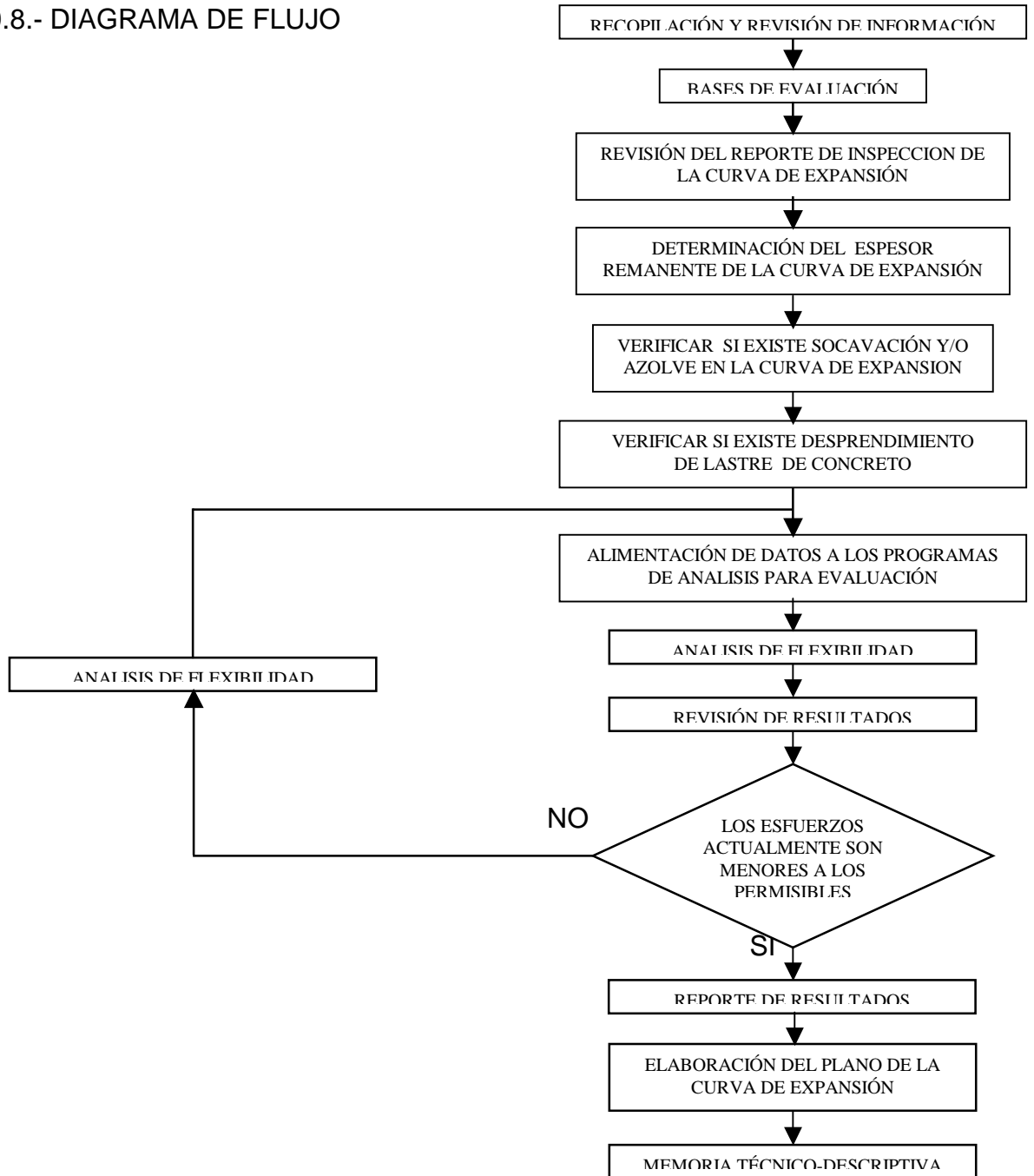
**6.2.9.7.- ANEXOS.**

Se anexa Lista de Verificación.

**LISTA DE VERIFICACIÓN**

	JEFE DE AREA	VERIFICO	FECHA
7.1 Bases de evaluación aprobadas por el cliente.	Ω _____	_____	_____
7.2 Reporte de inspección de la Curva de Expansión	Ω _____	_____	_____
7.3 Ultima corrida de diablo instrumentado	Ω _____	_____	_____
7.4 Fecha de instalación y tiempo de operación de la Línea Submarina	Ω _____	_____	_____
7.5 Condiciones de operación y diseño originales de la Línea Submarina	Ω _____	_____	_____
7.6 Condiciones de operación actuales de la Línea Submarina	Ω _____	_____	_____
7.7 Cálculo de espesor remanente de la curva de expansión.	Ω _____	_____	_____
7.8 Datos del reporte de inspección de la socavación o azolve del lecho marino en la curva de Expansión.	Ω _____	_____	_____
7.9 Datos del reporte de inspección de desprendimiento del lastre de Concreto	Ω _____	_____	_____
7.10 Relación de análisis aplicables para evaluar a la curva de expansión	Ω _____	_____	_____
7.11 Datos de entrada del programa de análisis de flexibilidad.	Ω _____	_____	_____
7.12 Resultados de los programas de análisis y comparación de esfuerzos.	Ω _____	_____	_____
7.13 Recomendaciones y soluciones para las anomalías detectadas.	Ω _____	_____	_____
7.14 Reporte de resultados de la Evaluación de la Curva de Expansión.	Ω _____	_____	_____
7.15 Plano de la Curva de Expansión.	Ω _____	_____	_____
7.16 Memoria Técnico – Descriptiva	Ω _____	_____	_____
7.17 Integración de Memoria Técnico – Descriptiva en el Libro de Proyecto.	Ω _____	_____	_____

### 6.2.9.8.- DIAGRAMA DE FLUJO



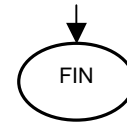


DIAGRAMA No. 12

### 6.2.10.- CONCLUSIONES.

La inspección de los ductos ascendentes y de sus curvas de expansión son actividades muy importantes para detectar con oportunidad posibles daños que, de no atenderse, pudieran originar fallas y fugas de hidrocarburos en el mar, por lo que por medio de los métodos antes descritos Pemex ha logrado conservarlos en buen estado durante su vida útil ya que actualmente muchos ductos ascendentes ya casi la han completado, más sin embargo, esta ha sido ampliada o duplicada gracias a los constantes programas de conservación a los que son sometidos para la prevención de la corrosión interna y externa, la prevención de golpes por agentes externos, por fenómenos meteorológicos como los huracanes, etc. Y actualmente continúan con su función de transporte de hidrocarburos hacia otras plataformas de producción o perforación o hacia instalaciones de almacenamiento o compresión en tierra, donde los hidrocarburos son finalmente entregados a las ramas operativas para su máximo aprovechamiento.

## **6.3 INSPECCIÓN DEL DUCTO MEDIANTE LA CORRIDA DE DIABLOS INSTRUMENTADOS.**

### **CONTENIDO.**

#### **6.3.1.- ANTECEDENTES.**

#### **6.3.2.- APLICACIÓN DEL PROYECTO.**

#### **6.3.3.- EL DESARROLLO ACTUAL DE LOS DIABLOS INSTRUMENTADOS.**

#### **6.3.4.- PROCEDIMIENTO DE TRABAJO PARA LA INSPECCIÓN DE DUCTOS SUBMARINOS CON DIABLOS INSTRUMENTADOS.**

#### **6.3.5.- PROCEDIMIENTO DE TRABAJO PARA LA REPARACIÓN DE ANOMALÍAS DETECTADAS CON EL DIABLO INSTRUMENTADO.**

#### **6.3.6.- CONCLUSIONES.**

### **DESARROLLO.**

#### **6.3.1.- ANTECEDENTES.**

La corrida de diablos instrumentados es una operación para la inspección en línea de los ductos en operación y es un trabajo delicado que requiere de una gran coordinación técnica entre el personal de operación del ducto, el de mantenimiento de ductos, el de la contratista proveedor del servicio de inspección con su diablo instrumentado y el de personal de seguridad industrial de las instalaciones donde se efectuará tanto el lanzamiento como la recepción del diablo instrumentado.

Esta coordinación se debe tener no solo para el instrumentado. Se debe tener para todas las corridas previas de los diablos de exploración geométrica y de limpieza interior.

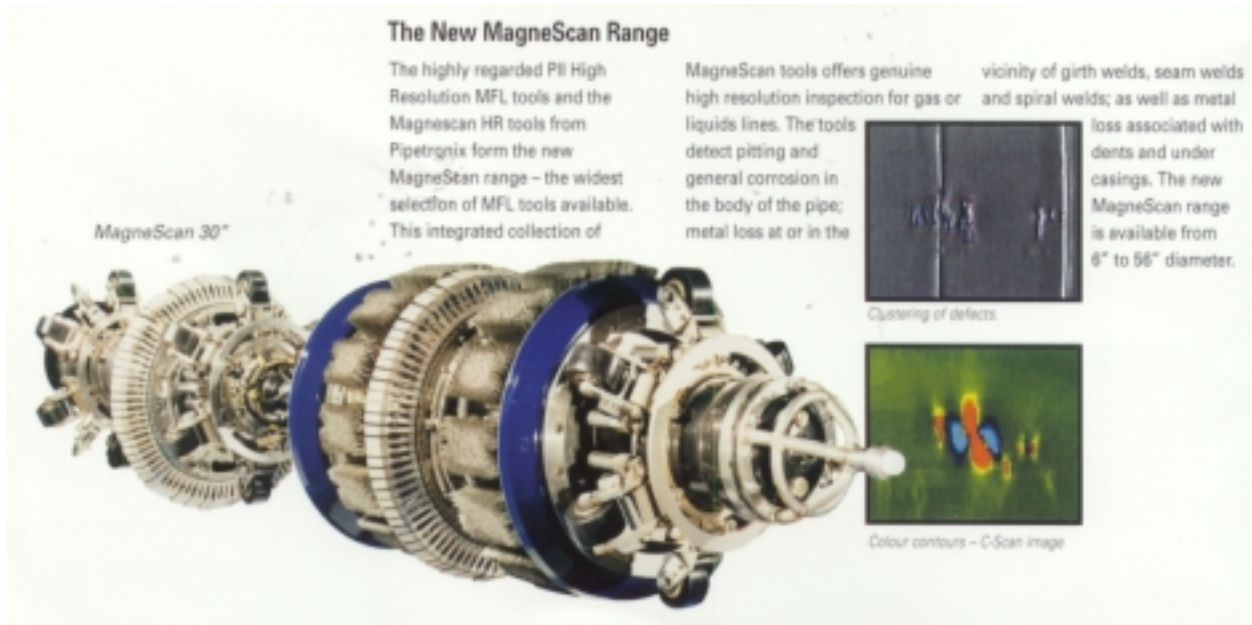
Sin embargo en la actualidad una inspección exitosa de un ducto en tierra o en el mar da como resultado un cúmulo de información muy valiosa del estado y configuración del ducto en la fecha de la inspección pues además de obtenerse las indicaciones de pérdida metálica también se obtienen con exactitud el número de soldaduras de campo con las que finalmente quedó construido el ducto, el número de válvulas, derivaciones, grapas o encamisado de refuerzo que tiene en todo su desarrollo, y hasta datos de geoposicionamiento satelital para poder trazar con exactitud se desarrollo en las cartas geográficas marinas o terrestres.



**FIGURA No.66 DIABLO INSTRUMENTADO CORRIENDO EN UN DUCTO TERRESTRE**

Además un reporte de inspección con diablo instrumentado es el detonante para iniciar estudios de rehabilitación para que cumpla el propósito que el operador tenga para un futuro a corto, mediano o largo plazo y es un soporte documental y electrónico muy útil par demostrar a las autoridades reguladoras de protección al medio ambiente sobre el buen estado e n que se encuentre un determinado ducto que pase por ejemplo por una zona ambientalmente protegida por la gran diversidad de flora y fauna que la habita a parte de los índices de población de personas que vivan en cercanías de ese ducto.

Por lo anterior en este tema desarrollamos tanto los avances que actualmente se tienen en el empleo y desarrollo de estos diablos instrumentados, así como el procedimiento que se sigue para su utilización así como para la reparación de las anomalías que son detectadas y posteriormente confirmadas en el campo con métodos de inspección visual y con pruebas no destructivas como el ultrasonido, los líquidos penetrantes o la radiografía.



**FIGURA No. 67 DIABLO INSTRUMENTADO DE FLUJO MAGNÉTICO DE 30"DIÁMETRO**

### **6.3.2.- APLICACIÓN DEL PROYECTO.**

La inspección del gasoducto de 36" diam. del Complejo de Producción Marino hacia la Terminal Marítima de Dos Bocas Tabasco con diablo instrumentado está programada para efectuársele cada 6 años dependiendo de la cantidad de indicaciones de pérdida de metal o daños severos que sean detectados desde la primera inspección que se le efectúe.

Por tratarse de un gasoducto que trabajará con gas amargo, el diablo instrumentado que trabaja a base de la técnica de pérdida de flujo magnético es el más indicado para utilizarse en la inspección, con sus correspondientes corridas previas de diablos exploradores como geómetra y sobre todo de diablos de limpieza para asegurar una corrida de inspección exitosa.

### **6.3.3.- EL DESARROLLO ACTUAL DE LOS DIABLOS INSTRUMENTADOS.**

#### **CONTENIDO:**

**6.3.3.1.- Introducción.**

**6.3.3.2.- Diablos de Exploración.**

**6.3.3.3.- Diablos de Limpieza.**

**6.3.3.4.- Diablos con Placas Calibradoras.**

**6.3.3.5.- Diablo Simulador (Dummy).**

**6.3.3.6.- Diablo de inspección geométrica.**

**6.3.3.7.- Diablo Calibrador Electro- mecánico.**

**6.3.3.8.- Diablo Calibrador Electrónico – mecánico.**

**6.3.3.9.- Diablo Geómetra- mecánico.**

**6.3.3.10.- Diablos de Pérdida de Flujo Magnético.**

**6.3.3.10.1.- Diablo convencional o de primera generación de flujo magnético.**

**6.3.3.10.2.- Diablo de flujo magnético de alta resolución.**

**6.3.3.11.- Diablo de Inspección Ultrasónica.**

**6.3.3.12.- Diablo con Sistema de Navegación Inercial.**

**6.3.3.13.- Diablo de Velocidad Constante.**

**6.3.3.14.- Diablo para Determinar la Profundidad del Ducto.**

**6.3.3.15.- Diablo de Inspección con Cámara.**

**6.3.3.16.- Diablos en desarrollo.**

**6.3.3.16.1 .- Diablo para detectar fracturas en ductos.**

**6.3.3.16.2 .- Diablo de inspección de ondas elásticas.**

**6.3.3.16.3 .- Diablo con transductores acústicos electro- magnéticos (emat).**

**6.3.3.16.4 .- Diablos que utilizan Corrientes de EDDY.**

**6.3.3.16.5 .- Diablos de inspección de densidad de corriente.**

**6.3.3.17.- Comparación de las Herramientas de Detección de Pérdida de Metal.**

**6.3.3.18.- Diablo de Flujo Magnético de Alta Resolución Disponible.**

**6.3.3.19.- Diablos Ultrasónicos Disponibles.**

**6.3.3.20.-Comparación entre los Métodos de Medición de Espesores de Pared Ultrasónicos y de Flujo Magnético.**

**6.3.3.21.- Selección de Métodos y Diablos de Inspección Interior.**

**6.3.3.22.- Comparación de Métodos.**

**6.3.3.23.- Beneficios.**

**6.3.3.24.- Costos**

#### **6.3.3.1.- Introducción.**

**Diablo** es el término utilizado en la industria Petrolera Mexicana para identificar la herramienta o dispositivo empleado para la limpieza o inspección interior de las tuberías. Estos son impulsados a través del ducto ya sea mediante el uso del producto normalmente transportado o mediante el uso de un fluido alterno como gas nitrógeno, agua, etc., En los casos, debido a la poca longitud del ducto o a la carencia de

instalaciones adecuadas para el lanzamiento y recepción, podría ser más recomendable el impulsar estas herramientas a través del ducto utilizando un cable y un malacate.

Los diablos instrumentados que utilizan tecnología de **flujo magnético (MFL)** para la detección de pérdidas de metal aisladas como picaduras y corrosión general, fueron introducidos hace treinta años. En la última década, con la creciente demanda de información para aplicarse a los análisis recientemente introducidos como “fitness for purpose”, (no tiene una traducción exacta, pero se puede interpretar como un análisis que determine si la condición actual del ducto permite un desempeño confiable para unas condiciones de trabajo dadas y futuras de presión y temperatura), ha llevado a la necesidad de mejores y más poderosos instrumentos de inspección. La posibilidad de satisfacer estas necesidades se ha incrementado dramáticamente con la llegada de equipos con computadoras bastante compactas.

Alrededor de 1980 se introdujeron al mercado herramientas de flujo magnético mejoradas. Mientras que estas herramientas de alta resolución “avanzadas” o de “Segunda Generación” (AMFL) todavía aplicaban el principio del flujo magnético, intentaban emplear metodologías más sofisticadas para determinar la ubicación de una anomalía y sus dimensiones. Debido al espesor de la pared y a las limitaciones tecnológicas de la dispersión del flujo magnético, se han desarrollado nuevas y mejores herramientas que utilizan el principio ultrasónico para la detección de la corrosión. Las **herramientas ultrasónicas** todavía se encuentran en la etapa de evolución, porque hasta hace poco, el tamaño y los requerimientos de energía de los componentes eléctricos de una herramienta ultrasónica no permitían la construcción de una herramienta que técnicamente se pudiera comparar con una herramienta de flujo magnético. Sin embargo, la tecnología ultrasónica ha estado en el mercado el tiempo suficiente para obtener resultados confiables y precisos en cuanto a su capacidad de detección y de identificación de defectos mediante el uso de sensores más sofisticados y del análisis por computadora.

A continuación se explica el principio básico de operación de los diferentes tipos de diablos que se han estado utilizando en la Región Marina de Pemex Exploración y Producción.

**6.3.3.2.- Diablos de exploración.-** Los diablos de exploración son los primeros diablos enviados al ducto para detectar si existen obstrucciones severas en el ducto y para determinar la limpieza del mismo. Para este propósito, se utilizan principalmente diablos de espuma suave debido a que pueden penetrar por espacios estrechos significativos y simplemente se romperá si se encuentra alguna obstrucción severa. Si esto ocurre, será necesario localizar la obstrucción utilizando un diablo de limpieza adaptado con un transmisor localizador que pueda ser utilizado para localizar el diablo en el momento en que se queda atorado en una obstrucción. En ese momento la obstrucción tendrá que ser cortada y sustituida antes de seguir trabajando con los diablos. La presencia de desechos recuperados con el diablo de espuma suave por lo general indica que será necesaria una mayor limpieza del ducto.





FIGURA No. 68 DIABLOS DE ESPUMA SUAVES Ó POLIPIG

**6.3.3.3.- Diablos de limpieza.-** Para inspeccionar de manera efectiva un ducto, en la busca de defectos mediante la utilización de diablos instrumentados, es necesario que el ducto se encuentre libre de desechos, partículas de materia como asfaltenos producto del transporte del gas amargo marino como el que transportará el nuevo gasoducto de 36" diam. del Complejo Marino a la Terminal de Dos Bocas, Tabasco de 77 Km. de longitud, parafina y otros materiales que pudieran afectar la calidad de la señal. Cuando este sea el caso, los diablos de limpieza (ver figura siguiente) se deben mandar por el ducto para desplazar cualquiera de estos materiales. Pueden construirse de espuma de densidad alta o media, poliuretano de una pieza, poliuretano de múltiples piezas o una combinación de copas de poliuretano en cualquier extremo de una armazón de acero. Estos diablos de limpieza se pueden modificar mediante la anexión de cepillos y escariadores para llevar a cabo una limpieza mas profunda de la pared del ducto o para remover cualquier formación de cera que pudiera estar presente. En la mayoría de ellos se les pueden adaptar transmisores localizadores, cuando se quiere conocer su ubicación precisa dentro de la tubería.



FIGURA No. 69 LIMPIEZA INTERIOR DE UN DUCTO EMPLEANDO DIABLOS DE COPAS Y CEPILLOS

**6.3.3.4.- Diablo con placas calibradoras.-** Las placas calibradoras también se pueden adaptar a los diablos de limpieza de poliuretano de una limpieza y a los de combinados de copas de poliuretano/armazón de acero, para determinar si existe alguna obstrucción en el ducto que pudiera impedir el paso de las subsecuentes herramientas de inspección. Estas obstrucciones podrían ser ocasionadas por curvaturas de radio corto, abolladuras y ovalamiento en el ducto.

Las placas calibradoras generalmente se construyen con placas de aluminio de 0.250 pulgadas de espesor y tienen numerosas ranuras radiales marcadas dentro de ellas y espaciadas aproximadamente cada dos pulgadas alrededor de la circunferencia externa de la placa y se extienden hacia adentro aproximadamente de una pulgada y media desde el borde.

Las placas están dimensionadas y espaciadas de tal forma que se aproximen al diámetro interno y de curvatura requerida para detectar cualquier obstrucción y permitir que las herramientas de inspección subsecuentes, pasen a través del ducto sin dañarse. Si después de la inspección las placas no resultan seriamente dobladas, no se requerirá de una inspección geométrica subsecuente. Sin embargo, si las placas calibradoras sufren daño, se tendrán que emplear herramientas geométricas instrumentadas para determinar la ubicación y grado de la obstrucción.



**FIGURA No. 70 DIABLO CON PLACAS CALIBRADORAS**

### 6.3.3.5.- Diablo simulador (dummy).-

Una vez que se ha determinado que no existen obstrucciones que impiden el paso del diablo de medición a través del ducto, por lo general se envía un simulador (dummy) de la herramienta de inspección final (el diablo instrumentado o “inteligente”) como una verificación adicional para asegurar que no existen curvas de radio corto o cualquiera otra obstrucción en el ducto que afectaría la herramienta “inteligente”. El simulador es una replica exacta de la herramienta de inspección final, excepto que esta no lleva ningún tipo de instrumento o aditamento electrónico. Las placas calibradoras también se pueden adaptar al simulador para la verificación final de cualquier obstrucción en el ducto (ver figura siguiente). Si el simulador sale sin ningún daño, entonces se considera seguro el lanzamiento de la herramienta “inteligente”.

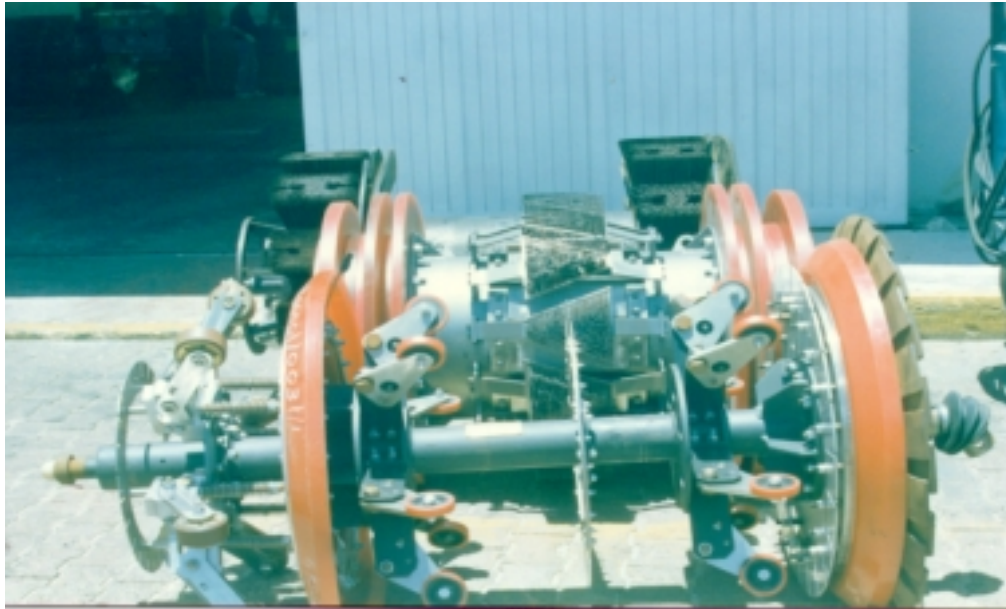


FIGURA No. 71 DIABLO SIMULADOR DUMMY

**6.3.3.6.- Diablo de inspección geométrica.-** La herramienta geométrica se utiliza para medir ubicar los radios de curvatura, abolladuras y algunas otras obstrucciones que pudieran estar presentes a lo largo del ducto. Es muy importante usar esta herramienta antes de lanzar alguna otra para detectar corrosión, ya que la mayoría de las herramientas no son capaces de pasar en codos de radios cortos (curvaturas de menos de 3D en diámetros grandes y 6D en ductos de diámetros pequeños) o pasar en ductos con abolladuras u obstrucciones grandes. Hay varias herramientas de este tipo que pueden realizar esta tarea, como las siguientes:

- Calibrador Electro-mecánico
- Calibrador Electrónico-mecánico
- Geómetra Electromagnético

### 6.3.3.7.- Calibrador Electro-mecánico

Los primeros diablos calibradores (caliper) utilizaban un método electro-mecánico, ver figura siguiente:



FIGURA No. 72 DIABLO CALIBRADOR ELECTROMECHANICO

Una serie de sensores salen en forma radial del centro del diablo, los cuales van unidos a una varilla que pasa a través de un sello a una cámara presionada. Dentro de la cámara se encuentra una plumilla montada en el extremo de la varilla, la cual a su vez se apoya en una gráfica que está girando entre los rodillos. Uno de los rodillos es impulsado por un motor que es accionado por un interruptor que va montado en uno de los brazos, el interruptor es accionado por los magnetos que van unidos a las ruedas del odómetro.

A medida que el diablo pasa por una reducción en diámetro, los sensores sufren una deflexión. Esto mueve la varilla central una cierta distancia (dependiendo de la magnitud de la reducción) la cual se marca en la gráfica de acuerdo al defecto.

Es decir, se registra tanto la distancia como la reducción, misma que se interpretaran de la gráfica posteriormente a la corrida. Con la adecuada habilidad de interpretación se puede distinguir los diferentes tipos de reducciones, tales como abolladuras y ovalamientos.

### 6.3.3.8.- Calibrador Electrónico-mecánico.

Un avance obvio en los calibradores electro-mecánicos fue el registrar el movimiento de la plumilla de manera electrónica en lugar de registrarlo en una gráfica. El resultado de este avance es que los datos se alimentan a una PC y los resultados se pueden ver en una pantalla. Se pueden también imprimir los resultados si es que se requiere.

Una gran ventaja del método electrónico-mecánico es la habilidad de seleccionar cualquier señal o serie de señales y amplificarlas. De esta manera se pueden determinar las características y dimensiones de manera más exacta y sin la necesidad de un técnico que interprete los resultados.

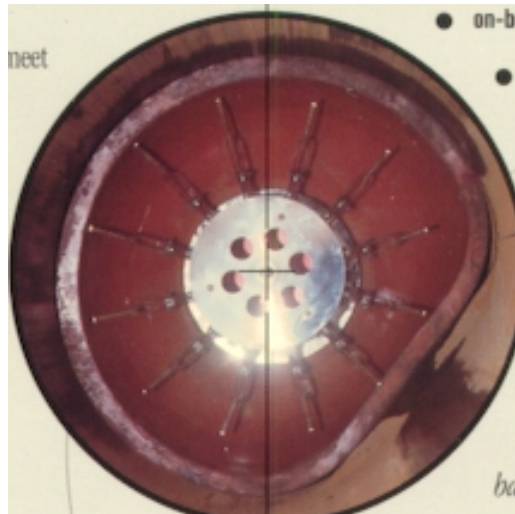
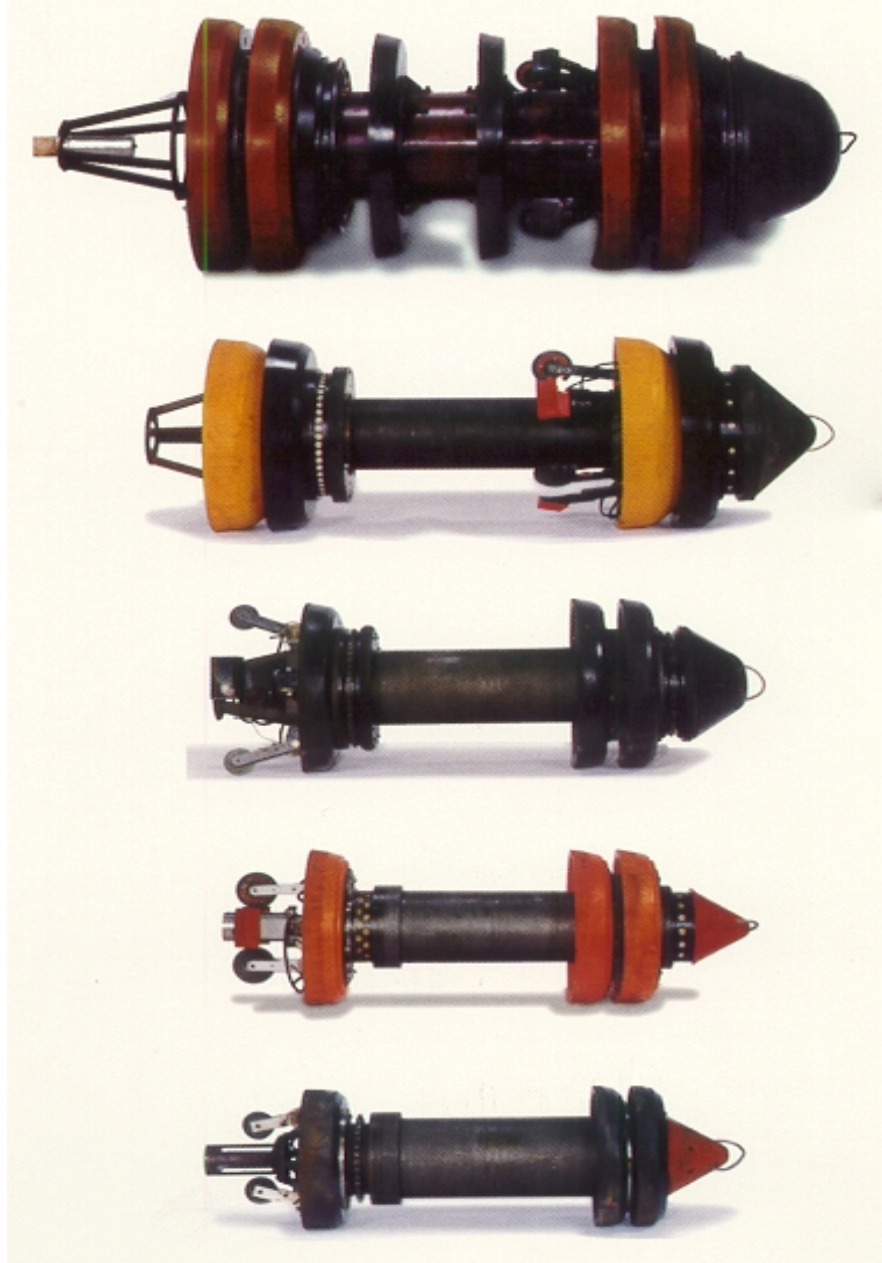


FIGURA No. 73 COPA TRASERA DEL DIABLO GEOMETRA DETECTANDO UNA ABOLLADURA

#### 6.3.3.9.- Diablo geómetra-electromagnético.

Las herramientas electromagnéticas (ver figura siguiente) utilizan una unidad en forma de domo la cual en la parte trasera genera un campo electromagnético. Para propósitos prácticos, el campo magnético se afecta únicamente por la distancia relativa entre cualquier material ferroso (pared del ducto) y un sensor. Los cambios en el campo debidos a las reducciones en el diámetro del ducto se convierten a señal eléctrica la cual se procesa, se guarda abordo del diablo y posteriormente se descarga la información a una PC al recibir el diablo.



**FIGURA No 74 DIABLOS GEOMETRAS ELECTROMAGNETICOS**

Las lecturas geométricas se toman por un determinado número de sensores individuales, cada uno de ellos registra en su propio canal formando de esta manera la base para determinar la localización radial de cualquier defecto. La distancia se mide por un odómetro y un canal adicional registra la velocidad.

Se pueden obtener resultados preliminares casi inmediatamente y la información impresa, combinada con la capacidad de acercamiento para correlacionar los registros a escala, simplifican grandemente los reportes.

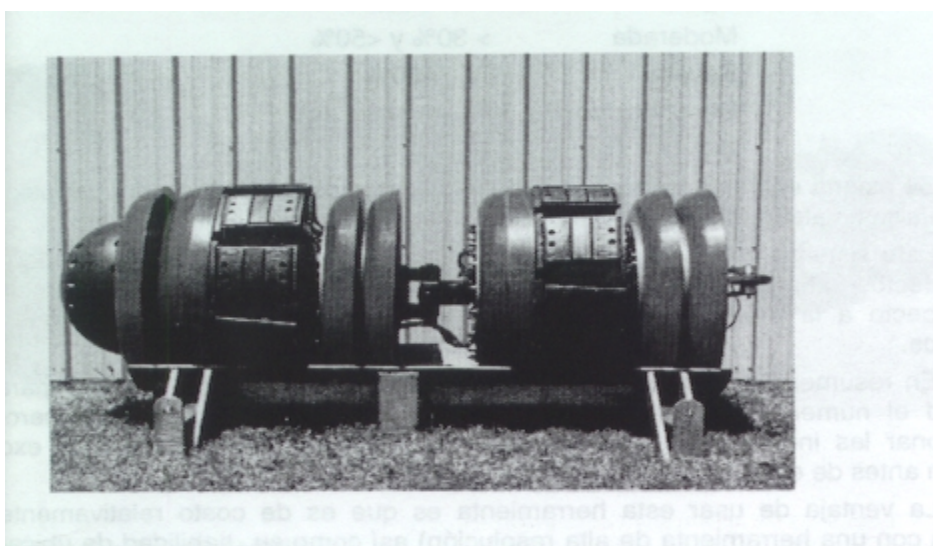
Una de las ventajas más grandes de este sistema es que no requiere hacer contacto con la pared del ducto, lo cual elimina muchos problemas mecánicos. Esta herramienta es capaz de tomar lecturas a una velocidad de 50 datos por segundo y tiene un rango amplio de velocidades aceptables.

### **6.3.3.10.- Diablos Instrumentados que Trabajan Bajo la Técnica de Pérdida de Flujo Magnético.**

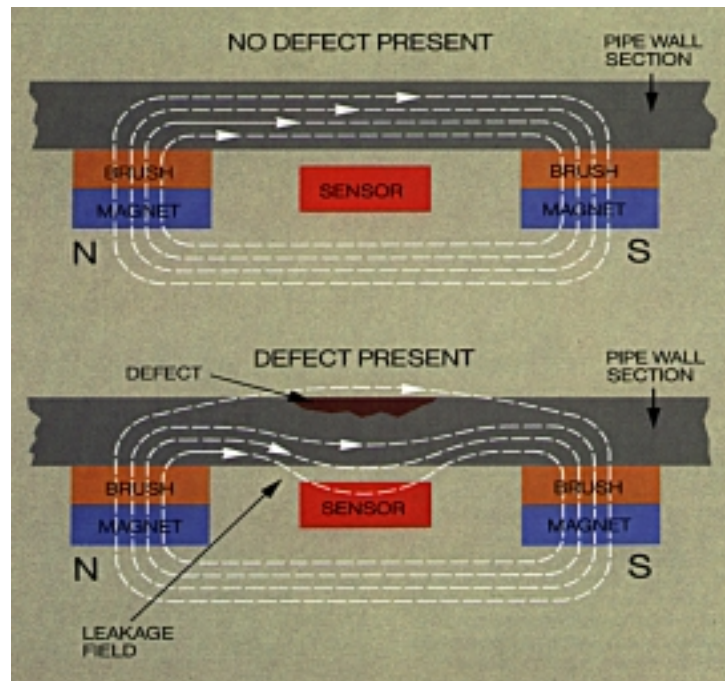
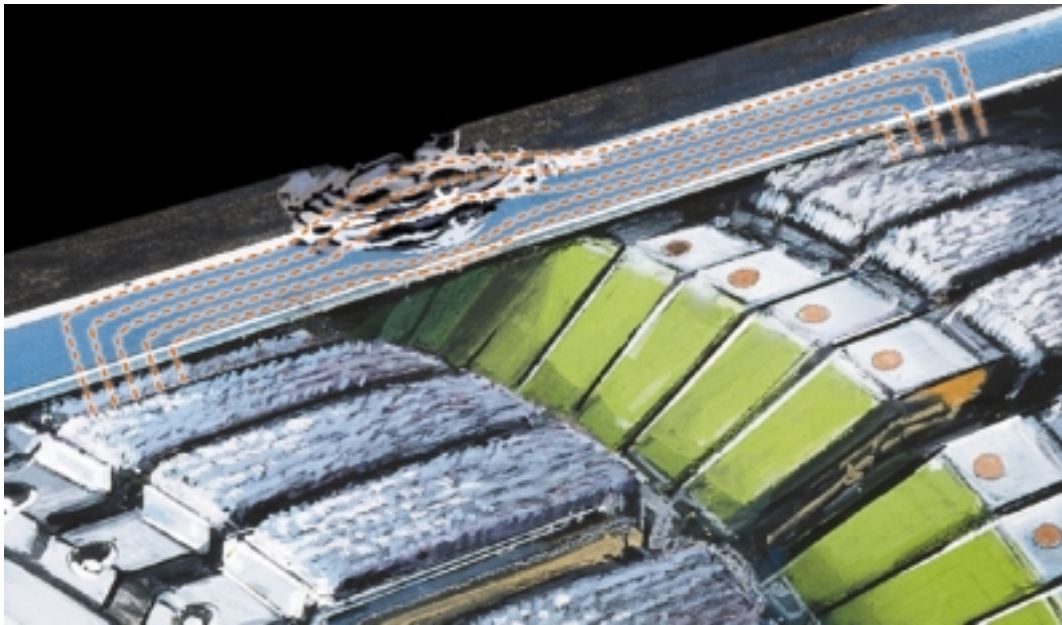
#### **6.3.3.10.1 .- Diablo convencional o primera generación de flujo magnético.**

La herramienta más ampliamente usada para la detección de corrosión es la de Flujo Magnético (figura 75). Estos accesorios se apoyan en la dispersión del campo magnético creadas por las imperfecciones en la pared de la tubería, como medio para detectar si presencia (figura 76). Un magneto permanente o una corriente directa electromagnética crea un campo orientado longitudinalmente alrededor de toda la circunferencia y a través del espesor de pared del ducto.

A medida que la herramienta se desplaza a lo largo de la tubería (generalmente de 2-3 millas/hr.) se induce un campo magnético a la pared del ducto. El campo magnético se mantiene sin alteraciones en la pared del conducto cuando no hay imperfecciones; Sin embargo, cuando se presenta un defecto en la pared interna o externa, el campo se distorsiona fuera de la tubería. La distorsión del flujo magnético induce una corriente eléctrica u otra señal en uno o más grupos de sensores localizados entre los polos del magneto que están distribuidos para cubrir toda la circunferencia de la tubería. La señal eléctrica análoga y su ubicación en el ducto se registran en una cinta magnética. Posteriormente, la señal analógica se imprime en un registro, este es analizado e interpretado manualmente por un técnico experimentado y las condiciones se clasifican de acuerdo a su tamaño.



**FIGURA No. 75 DIABLO INSTRUMENTADO CONVENCIONAL DE PRIMERA GENERACIÓN  
DIABLO DE FLUJO MAGNETICO CONVENCIONAL DE PRIMERA GENERACION**



**FIGURA No. 76 TÉCNICA DE DISPERSIÓN DE FLUJO MAGNETICO**

La respuesta de la herramienta de flujo magnético convencional o primera generación, con respecto a los defectos de pérdida de metal es bastante dependiente de la profundidad de los mismos (ejemplo: el grado de penetración en la pared del ducto) y menos dependiente de la dimensión del defecto. Por lo tanto, una herramienta de flujo magnético convencional no será capaz de determinar la longitud del defecto. La forma del defecto también es importante. Una picadura o ralladura con un cambio relativamente repentino en el espesor de pared será fácil de detectar, mientras que si el perfil cambia gradualmente, entonces será difícil de detectar. Por lo tanto, una reducción de espesor constante no se detecta excepto en el punto de transición. También cuando el sensor se despega de la pared se reducirá la magnitud y alterará la forma de las señales de flujo.



Esto puede ocurrir en las soldaduras o como resultado de suciedad, productos de la corrosión y/o depositación de parafinas. En general, esta técnica es sensible en la localización de los defectos más que para clasificarlos.

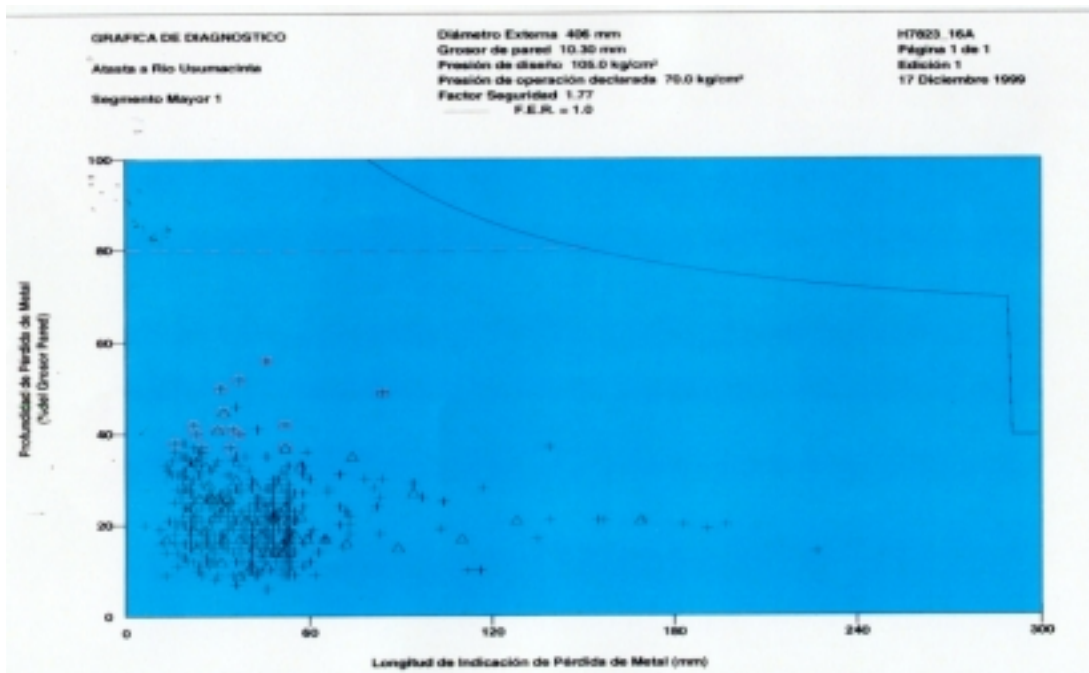
Se usa la amplitud de la señal para clasificar los registros. Estos generalmente se clasifican usando las siguientes categorías dependiendo de la penetración.

Grado Penetración de la pared

Ligera	<30%
Moderada	>30% y <50%
Severa	>50%

Se asigna el grado de desconocido a los defectos que no son por corrosión que pudieran ser marcas físicas o algún material metálico que se encuentre adyacente al ducto.

Este sistema de clasificación es de naturaleza subjetiva y no se pueden hacer distinciones entre defectos internos o externos. Se tiene que excavar y correlacionar la amplitud de las señales con respecto a la profundidad indicada en la pared del ducto antes de que se clasifiquen los resultados.



**GRAFICA No. 4 DE INTEGRIDAD DEL DUCTO GENERADA POR LA INSPECCIÓN CON DIABLO INSTRUMENTADO**

En resumen, la herramienta de flujo magnético convencional se usa para proporcionar con exactitud el número de puntos con corrosión así como su localización; pero no es capaz de dimensionar las indicaciones. Por lo tanto, las indicaciones se tienen que excavar y medir con precisión antes de efectuar cualquier estudio.

La ventaja de usar esta herramienta es que es de costo relativamente bajo (cuando se compara con una herramienta de alta resolución) así como su habilidad de ubicar los problemas de corrosión. Las desventajas son que presenta una limitada precisión en el tamaño de los defectos, requiere que se excave para correlacionar los defectos, no se diferencian los defectos internos de los externos y los costos en caso de que se tenga que hacer modificaciones al ducto para poder correr la herramienta.

Estas herramientas tienen poca habilidad para pasar en radios cortos y curvas cerradas (ejemplo: menos de 3 diámetros en ductos de diámetros grandes y 5 diámetros en ductos pequeños), pero si pasa en aquellos ductos con obstrucciones considerables. Aunque se están desarrollando herramientas que pasen en curvas de 1.5 el diámetro, se recomienda lanzar primero una herramienta geómetra antes de lanzar la de flujo magnético.

#### **6.3.3.10.2 .- Diablo de flujo magnético de alta resolución.**

Las herramientas de flujo magnético de alta resolución (figura 77) utilizan el mismo principio de detección que las herramientas de flujo magnético convencionales; pero tienen una habilidad significativamente mayor para medir y representar las dimensiones reales de las anomalías por pérdida de metal. Su mejoría se debe al hecho de que usan un mayor número de sensores más pequeños, así como un segundo grupo de sensores que indican que anomalías son internas y cuales son externas; además de que se utiliza un sistema computacional mejorado para el análisis de la información. Esto permite el dimensionamiento exacto de defectos, incluyendo las profundidades, longitudes, anchos y espesores de la pared del ducto.

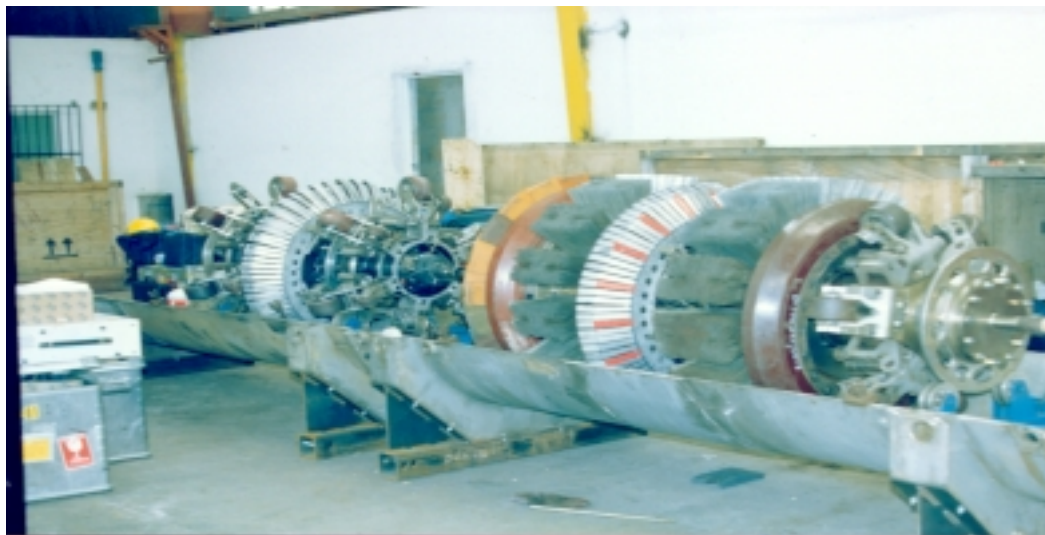
No se requiere excavar para correlacionar la señal con el defecto. El análisis de los mismos, incluyendo los cálculos de la presión de falla, se pueden hacer basándose directamente en los resultados de la herramienta. La presentación de los resultados es por lo general en formato digital, contrario al formato de registro de las herramientas convencionales de flujo magnético.

En resumen, las herramientas de flujo magnético de alta resolución fueron desarrolladas para eliminar la incertidumbre en la medición de la profundidad y longitud de los daños por corrosión. Estas herramientas son apropiadas para ductos de alto riesgo económico, para los que se requieren una alta seguridad, o donde se espera que la severidad y extensión del daño por corrosión sea demasiado grande para que se usen las herramientas de baja resolución.

Las ventajas de utilizar una herramienta de alta resolución son que las presiones de falla se pueden calcular directamente con la información de los y la información resultante es suficientemente exacta para desarrollar un plan de mantenimiento a largo

plazo. Las velocidades de corrosión también se pueden calcular utilizando posteriores inspecciones y se requieren pocas excavaciones de correlación.

Las desventajas de esta herramienta son los altos costos, ejemplo: aproximadamente entre 3 y 4 veces el costo de una herramienta de baja resolución, aunque desde luego, este alto costo se puede sopesar comparándolo con los costos erogados al hacer las excavaciones necesarias para hacer las correlaciones necesarias con una herramienta de baja resolución, así como el período adicional de tiempo para analizar los datos.



**FIGURA No 77 DIABLO INSTRUMENTADO DE FLUJO MAGNETICO DE ALTA RESOLUCIÓN Y SEGUNDA GENERACION**



**FIGURA No. 78 EQUIPO DE CAMPO PARA REVISIÓN DE LOS REGISTROS OBTENIDOS AL HABER EFECTUADO UNA CORRIDA DE DIABLO INSTRUMENTADO PARA DETERMINAR SI LA CORRIDA FUE BUENA Ó NO**

### 6.3.3.11.- Diablo de inspección ultrasónica.

Las herramientas ultrasónicas (figura 79) se basan en el principio de radiación mecánica en forma de pulsos u ondas de baja intensidad y alta frecuencia. Estos pulsos se pueden generar mediante accesorios electromecánicos (tales como cristales piezoeléctricos) y transmitidos al ducto a través de un acoplante líquido o semi-sólido, hidrocarburos líquidos, gelatinas, etc.

En la inspección de ductos, los y transductores siempre están ligeramente separados de la pared. Los transductores ultrasónicos emiten pulsos y estos se reflejan desde las paredes interna y externa. Se requiere de un acoplante para transmitir el ultrasonido entre el transductor y la pared del ducto. El lapso de tiempo transcurrido entre la detección de los dos ecos se usa para determinar el espesor de pared remanente. La reflexión de la pared externa no se puede diferenciar de la interna para calcular el espesor remanente en el caso en el que los espesores de pared son demasiado pequeños, el espesor mínimo generalmente es del orden de 0.160 pulgadas.

La amplitud de las reflexiones deben de rebasar un cierto valor para que se puedan detectar. Las amplitudes de la señal se pueden atenuar por la presencia de suciedad, superficies rugosas y defectos. La señal se pierde cuando no se rebasa el límite mínimo. Cualquier incremento en la separación del transductor a la pared del ducto en combinación con una disminución en el espesor de pared indica una pérdida de metal interna, mientras que una disminución en el espesor de pared cuando la separación del transductor a la pared permanece constante, indica una pérdida de metal externa, laminaciones o inclusiones.

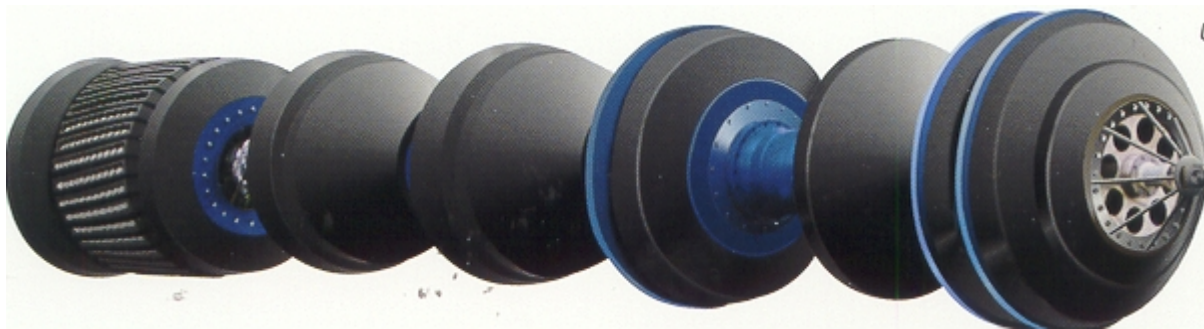
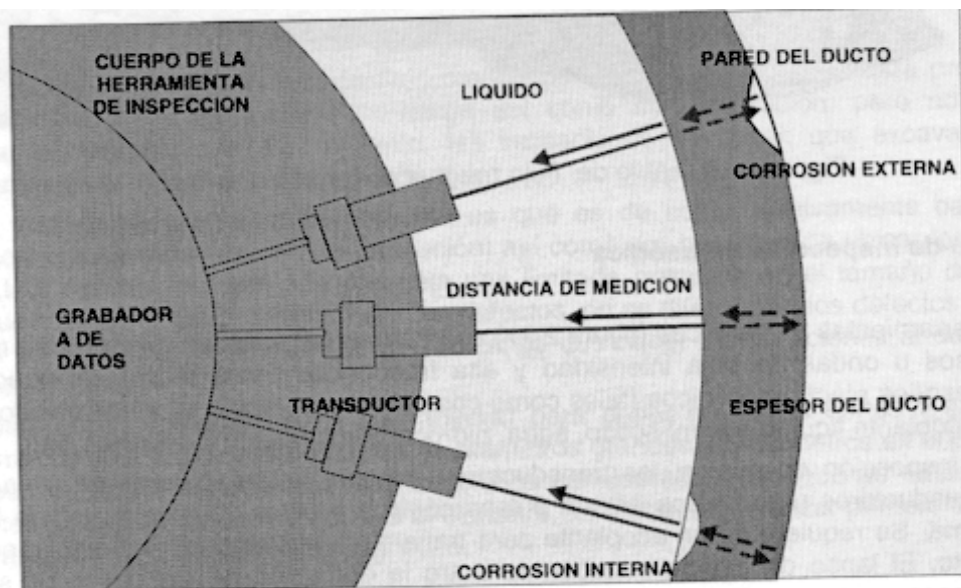


FIGURA No. 79 DIABLO INSTRUMENTADO DE ULTRASONIDO DE TERCERA GENERACION

La interpretación de las señales ultrasónicas es mucho más directa que las de flujo magnético. El desarrollo de programas de computo ha permitido que la información obtenida por la herramienta se almacene de forma única. Las técnicas de representación con colores permite al usuario identificar rápidamente las áreas con problemas y además hacer acercamientos de los defectos seleccionados.

Las ventajas de usar una herramienta ultrasónica son que se pueden calcular las presiones de falla directamente de la información de los registros (ejemplo: son capaces

de proporcionar perfiles de profundidad, longitud y espesores de pared), los datos obtenidos son lo suficientemente exactos como para elaborar un programa de mantenimiento a largo plazo. Además, la herramienta ultrasónica tiene la capacidad de identificar y medir el tamaño de los defectos que se encuentran dentro de la pared tales como laminaciones e inclusiones, diferenciar entre defectos internos y externos, además de que no muestra una área sombreada en las soldaduras. También se pueden calcular las velocidades de corrosión cuando se comparan con corridas posteriores y no se requieren pocas excavaciones para corroborar los defectos.



**FIGURA No. 80 TÉCNICA DE DETECCIÓN DE FALLAS CON DIABLO INSTRUMENTADO DE ULTRASONIDO**

Las desventajas de la herramienta ultrasónica son que requieren velocidades de corrida muy bajas (en algunos casos menos de 0.5 mph), el número limitado de tamaños de diablo existentes y la disponibilidad de las herramientas. Además, requieren un acoplante acústico homogéneo que permita la operación, esto se considera una desventaja en el caso de los gasoductos, oleogasoductos y líquidos con presencia de gas. Sin embargo, es posible correr esta herramienta en gasoductos, utilizando baches de líquido o gel (entre baches espaciadores); Pero esto, normalmente es difícil de implementar y además no se recomienda si el ducto sufre cambios significativos de elevaciones en el terreno en distancias cortas.

El mejor acoplante es el agua. Aunque se pueden usar muchos otros líquidos, algunos presentan problemas serios de atenuación de la energía ultrasónica. Por ejemplo, los aceites con contenido de parafinas o de alta densidad no son muy buenos acoplantes. Además, si el líquido contiene materiales extraños en forma de partículas, los impulsos ultrasónicos se dispersan y dan como resultado una medición de espesores poco confiable.

Otro problema asociado a la medición de espesores con ultrasonido es la posición mecánica de los transductores con respecto a la pared del ducto, ya que para medir

efectivamente el espesor de pared, el transductor tiene que permanecer siempre en forma perpendicular a la pared del ducto. Si por alguna razón el transductor se desvía ligeramente de la posición de los 90°, la medición se verá afectada por este hecho o podría suceder que fuera imposible efectuar la medición. Generalmente, los transductores se montan al cuerpo del diablo de manera rígida y por tanto, disminuye la exactitud en la medición de los espesores de pared en curvas de radios cortos. Las herramientas ultrasónicas, también tienen limitaciones en cuanto a la detección de los defectos que se encuentran alineados en dirección radial. Como el pulso ultrasónico es perpendicular a la pared, entonces cualquier defecto paralelo al pulso no se detectará.

#### **6.3.3.12.- Diablo con sistema de navegación inercial.**

Esta herramienta consiste de una Unidad de Medida Inercial (SIMU) sujeta al cuerpo del diablo (figura ). La unidad proporciona una medida tridimensional de la aceleración inercial y de la velocidad angular directamente de los medidores de aceleración (acelerómetros) y los giroscopios. Los giroscopios se utilizan para detectar de manera precisa las curvas de radios largos y los acelerómetros se usan para medir la orientación de las curvas descomponiéndolas en sus componentes horizontales y verticales. El posicionamiento inicial y posterior del giroscopio requiere de información adicional para mantener la orientación, esto se lo proporciona el acelerómetro. La unidad SIMU, los acelerómetros y el giroscopio son sensores adicionales que al acoplarse proporcionan información para medir la curvatura y orientación de los ductos, proporcionando el posicionamiento para localizar las anomalías.

Las copas del diablo que guían y soportan la herramienta, también centran el sistema inercial. Sin embargo, el centrado no es lo suficientemente exacto como para asegurar que la trayectoria del diablo coincide con la pendiente y el azimut del ducto respectivamente. Estas desviaciones se tienen que calcular de manera continua. Esto se logra mediante dos sonares en forma de anillos que van montados en cada una de los extremos del sistema inercial. La combinación de las lecturas del sonar del diablo-ducto proporciona la desviación –transacción- y altitud del ducto. Los sensores del sonar también muestran una imagen completa de la geometría interior del ducto.

Para superar las imperfecciones del sistema inercial, se utilizan sensores externos para calibrar la herramienta (sensores de: velocidad, posición diablo-ducto y detector de soldaduras) y datos de construcción (sí es que se cuenta con ellos). Los sensores de velocidad ayudan a determinar la localización y posición de la herramienta; Al mismo tiempo, los sensores de velocidad y distancia proporcionan el kilometraje. Se pueden usar dos odómetros para comparar la exactitud.

Los sensores para detectar las soldaduras con los que cuenta esta herramienta, correlacionan los datos obtenidos con los planos de construcción para proporcionar un inventario de todas las uniones. Además, determinan la geometría del ducto, misma que se puede comparar con los planos de construcción (as-builts) para evaluar los esfuerzos a los que se está sometido el ducto.

La gran cantidad de datos se almacenan en un disco óptico para usarse posteriormente con programas de PC's. Esto permite una manipulación rápida de la información y elimina efectivamente errores de interpretación. Estos programas interpretan la información de los registros y se usan para calcular la magnitud de los esfuerzos en las curvas y calcular si el ducto esta a punto de fallar.

La herramienta de orientación inercial también funciona como una herramienta geómetra de alta resolución para detectar con precisión defectos del ducto, tales como: abolladuras, arrugas y calidad del ducto. También se utiliza para determinar la orientación tridimensional del ducto (ejemplo: coordenadas X,Y,Z). Esto es particularmente importante en zonas de transición como cruces de ríos, zonas congeladas permanentemente, pendientes inestables y en zonas marinas.

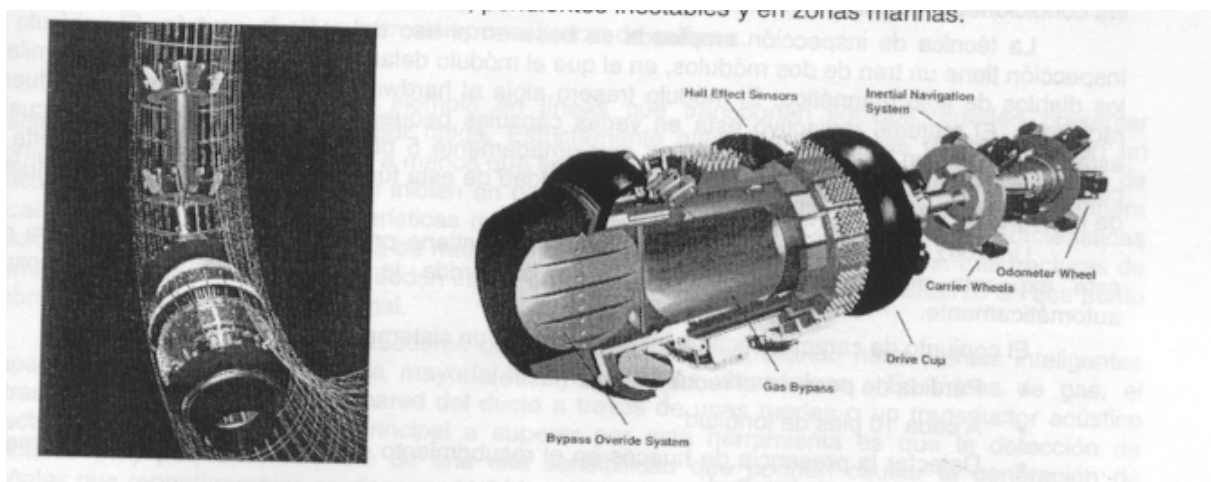


FIGURA No. 81 DIABLOS CON SISTEMAS DE NAVEGACIÓN INERCIAL

### 6.3.3.13.- Diablo de velocidad constante.

El uso de herramientas que pueden correr a velocidades constantes se había limitado, a diablos de limpieza; Sin embargo, en la actualidad se ha adaptado a algunas de las herramientas de inspección. La ventaja de tener una herramienta de velocidad constante es que los ductos pueden estar transportando el flujo normal sin que sea restricción para correr un diablo instrumentado a una velocidad óptima. Generalmente la velocidad del fluido en los ductos es mayor que la recomendada para inspeccionar con un diablo.

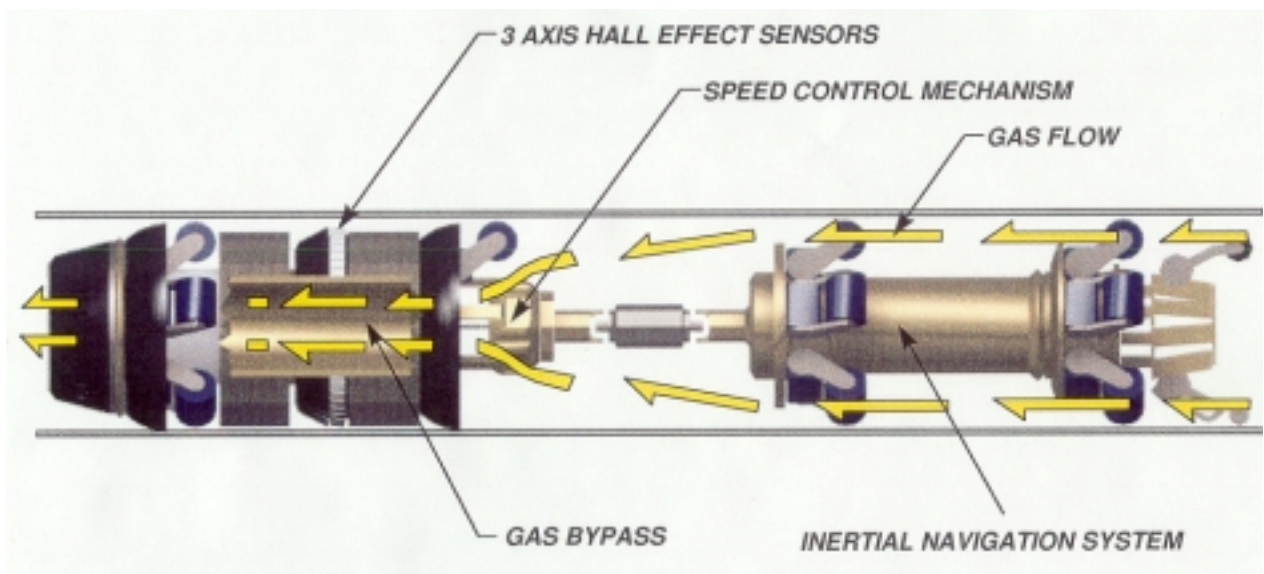


FIGURA No. 82 DIABLO DE FLUJO MAGNETICO CON MECANISMO DE CONTROL DE VELOCIDAD

Los diablos con control de velocidad tienen un mecanismo que permiten que el fluido pase por el interior del diablo de manera controlada, para mantener la velocidad predeterminada, al mismo tiempo que el producto que transporta viaja a su velocidad normal. La cantidad de fluido que se circula por el diablo se controla automáticamente mediante una válvula de mariposa que estrangula el flujo para regular la velocidad y mantener una velocidad constante en el diablo. Mientras la velocidad del fluido sea mayor con respecto a la velocidad prefijada del diablo, se requiere circular mayor volumen y viceversa.

Esta herramienta solo aplica cuando la velocidad del fluido es mayor que la recomendada para inspeccionar, si es menor, este mecanismo no es el adecuado.

#### 6.3.3.14.- Diablo para determinar la profundidad del ducto.

Estas herramientas se diseñaron para detectar las siguientes características:

- Ductos que están sobre el lecho marino.
- Daño y/o pérdida del lastre del ducto.
- La presencia y naturaleza de líneas sin soportes.

Las técnicas usadas actualmente para llevar a cabo un estudio externo del ducto, usan un sonar Sidescan, trazadores de perfiles subterráneos, inspecciones visuales usando equipo ROV y/o inspección con buzos en zonas marinas. Algunas de estas técnicas, especialmente el uso de ROV's, son caras.



Como alternativa desde 1985, se pueden utilizar los diablos instrumentados, mismos que tienen el objetivo de detectar y cuantificar las mismas características antes mencionadas desde el interior de los ductos. Las ventajas con el uso de estos equipos es bastante clara. En primer lugar, el diablo viaja por el interior al interior del ducto, las otras formas de inspección son externas y al estar flotando a un lado del ducto se inspecciona solo una parte del mismo. En segundo lugar, aunque no necesariamente en un mejor ambiente, como el diablo está dentro del ducto, es menos vulnerable a las condiciones ambientales externas que rodean la línea.

La técnica de inspección empleada se basa en el uso del método neutrón. El vehículo de inspección tiene un tren de dos módulos, en el que el módulo delantero es un remolque, muy similar a los diablos de flujo magnético. El módulo trasero aloja el hardware principal incluyendo una fuente radiactiva. El material radiactivo está en varias cápsulas pequeñas de acero inoxidable, las cuales están dentro de un cassette cilíndrico de aproximadamente 5 pulgadas de largo. Este cassette se coloca en el diablo justo antes de lanzarlo. La actividad de esta fuente es menor que la de una fuente de radiografías convencional.

Una vez instalada en el diablo, la fuente se mantiene protegida hasta que se requiera que este expuesta dentro del ducto. Al final de la corrida la fuente se vuelve a encapsular automáticamente.

El conjunto de características a inspeccionar en un sistema es el siguiente:

- Pérdida de peso en el recubrimiento (lastre).
- A cada 10 pies de longitud.
- Detectar la presencia de huecos en el recubrimiento que excedan el 10% en volumen a cada 10 pies de longitud.
- Estimar la pérdida de volumen de con una exactitud de  $\pm 20\%$ .
- Medir la posición de los defectos en  $\pm 25$  grados alrededor del ducto.
- Medir la sección de ducto expuesta y ubicar la posición con una exactitud de  $\pm 25$  grados alrededor del ducto.
- Donde todo el ducto está enterrado, determinar la profundidad del ducto con una precisión de  $\pm 4$  pulgadas, para profundidades mayores de 1 pie.
- Espacios sin soportar.
- Detectar la presencia de ductos sin soportes a lo largo del mismo, mayores de 10 pies.

- Medir que el claro bajo el ducto no exceda 1 pie, con una precisión de +-4 pulgadas.

#### **6.3.3.15.- Diablo de inspección con cámara.**

Esta herramienta está limitada a la inspección de imperfecciones superficiales internas que se manifiestan mediante algún cambio en la superficie. Aunque las imágenes se pueden obtener solo en lugares con buena visibilidad y la técnica está limitada a gases y líquidos limpios y claros, hay varias situaciones en que esta técnica de inspección visual es útil. El diablo utiliza una cámara de 35 mm con una luz estroboscópica y lentes de ángulos amplios. La cámara se monta en ángulos rectos con respecto a la pared del ducto y el foco puede rotar en cualquier parte de la circunferencia. Esta herramienta además mide distancias, por lo que se pueden ubicar las fotos con mucha precisión.

Un avance reciente en estas herramientas con un diseño diferente, es que la cámara se monta en la parte trasera del diablo, en la que la cámara toma las fotografías corriente arriba del ducto. Esta se puede ajustar para que tome fotografías a intervalos predeterminados o se puede ajustar con un detector de soldaduras, para que la cámara tome una fotografía cada vez que esta pase por una soldadura. Estas cámaras pueden tomar un gran número de fotografías en una sola corrida y son muy útiles en la inspección de recubrimientos internos.

#### **6.3.3.16.- Diablos en desarrollo**

##### **6.3.3.16.1 .- Diablo para detectar y dimensionar fracturas en ductos.**

Dependiendo del tipo de ducto, tipo de material y condiciones de operación, se pueden presentar diferentes tipos de fracturas.

Estas posibles fracturas pueden ser:

- Fracturas por fatigas
- Fracturas de fatiga por corrosión
- Fracturas de corrosión por esfuerzo, SCC
- Fracturas por inducción de hidrogeno, HIC
- Fracturas por esfuerzo de sulfuros

Las cargas cíclicas por ejemplo en líneas que transportan líquidos, pueden presentar fracturas por fatiga. Estrictamente hablando, todas las fracturas tienen un componente debido a la corrosión a menos que se hallan inducido en un ambiente inerte. Este tipo de fracturas es más probable que se inicien en donde se tiene concentración de esfuerzos de manera local. Esto podría ser por características macroscópicas tales como abolladuras o a características microscópicas tales como carencia de material, inclusiones o zonas frágiles locales. Las fracturas de corrosión por esfuerzo, SCC, se pueden iniciar en cualquier punto en el que el esfuerzo en ese punto sobrepasa la resistencia del material.

Actualmente muchos proveedores de servicio están desarrollando herramientas inteligentes capaces de detectar fracturas, la mayoría tienen principios ultrasónicos. En líneas de gas, el ultrasonido se puede llevar a la pared del ducto a través de unas ruedas o un transductor acústico electromagnético. El problema principal a superar por esta herramienta es que la detección de fracturas muy pequeñas requiere de una alta sensibilidad que podrían causar la generación de señales que repentinamente se disparen (debido a la presencia de inclusiones, laminaciones o daños por corrosión menores).

Se esta desarrollando una herramienta de segunda generación para detectar fracturas, la cual usará sensores ultrasónicos. Como es bien sabido las fracturas radiales son potencialmente las más peligrosas en un recipiente a presión y las nuevas herramientas se están diseñando para detectar precisamente eso, indistintamente de su posición; Por ejemplo, no importando que estén en la parte interna, externa o parte media de la pared del ducto.

#### **6.3.3.16.2.- Diablo de inspección de ondas elásticas.**

La herramienta de ultrasonido de ondas elásticas es una herramienta altamente sofisticada diseñada principalmente para detectar SCC longitudinalmente en gasoductos de diámetros grandes. La herramienta de ondas elásticas, se supone que es capaz de detectar defectos en el recubrimiento externo y que está provista de transductores que no requieren una película de líquido como acoplante. Por lo tanto, esta herramienta se puede aplicar a gasoductos. Si tiene éxito, esta herramienta será capaz de detectar defectos similares a las fracturas.

#### **6.3.3.16.3.- Diablo con transductores acústicos electro-magnéticos (emat).**

Las herramientas EMAT se están desarrollando en dos partes, una para detectar fracturas, la otra para detectar espesores de pared. El concepto de acoplamiento electromagnético hace que el contacto físico entre el transductor y la pared del ducto no sea necesario.

La herramienta EMAT satura la pared del ducto con un campo magnético y posteriormente se le induce una corriente parásita generada en la masa de un conductor por variación del flujo de inducción magnética (corrientes de Eddy). La interacción entre el campo magnético y el flujo de corriente da como resultado un desplazamiento elástico y genera la onda de esfuerzo. De ahí en adelante, el comportamiento del pulso ultrasónico es idéntico al pulso generado por el transductor electromecánico. Los EMATs son dispositivos recíprocos, es decir un solo transductor puede hacer la función de transmitir y recibir. Aunque esta herramienta no requiere de un acoplante, los transductores deben de estar en contacto con la pared del ducto. Así que, con respecto a este punto, presentan los mismos problemas de las herramientas que requieren de contacto o de una cierta proximidad a la superficie a explorar. La ventaja de esta herramienta es que es capaz de generar directamente cierto tipo de ondas ultrasónicas, mismas que son muy útiles (como por ejemplo ondas de corte horizontales), lo cual no es posible con los transductores convencionales.

Estas herramientas actualmente están en desarrollo y no se han probado aún en la inspección interior de ductos.

#### **6.3.3.16.4.- Diablos que usan corrientes de Eddy**

Los métodos que usan ondas electromagnéticas de baja frecuencia (corriente Eddy) trabajan generalmente a frecuencias menores a 100 kHz y probablemente tan bajas como de 1 a 10 Hz. El uso de corrientes eléctricas Eddy usan generalmente bobinas circulares pequeñas (1" de diámetro), la cual se excita mediante una señal que varía con el tiempo, generalmente de manera senoidal. El campo electromagnético emanado por la bobina genera un flujo de corriente recíproco (corriente Eddy) en el plano del material subyacente. El comportamiento dinámico de este campo está determinado por la intensidad y frecuencia del campo de excitación, la conductividad eléctrica y la permeabilidad magnética del material, así como de factores geométricos tales como el diámetro de la bobina y de su separación relativa con respecto a la superficie. Los cambios en cualquiera de estos factores hacen que se genere una señal que se detectará, particularmente cuando el cambio es dramático como sucede cuando la bobina pasa por una fractura que está orientada en forma perpendicular a la superficie. Esto distorsiona el flujo de corriente y la señal se detecta en forma de lectura. El aspecto más desafortunado de esta corriente en la inspección es que es sensible a todos los factores antes mencionados y por lo tanto se requiere grandes esfuerzos para evitar distorsiones en la señal.

Se han utilizado métodos convencionales para detectar fracturas. Una aplicación es por ejemplo, la detección de fracturas longitudinales que se pueden extender hasta el interior del ducto que este operando. Otro caso es el uso de sistemas de multi-frecuencias para detectar la presencia de SCC en las superficies exteriores de un ducto. En ambos casos las fracturas se iniciaron a nivel superficial o muy cerca.

Se ha demostrado que se penetra toda la pared con la corriente Eddy al disminuir las frecuencias a menos de 100 Hz y esto se puede lograr de dos maneras.

Una es mediante el método de la generación de un campo magnético remoto y el otro es con el método de generación de frecuencias ultra-bajas. El método del campo-remoto detecta a distancias grandes de la bobina de excitación el flujo magnético que pasa a través de la pared y que regresa desde la pared interna del ducto. Este método es bastante sensible a la detección de pérdida de metal en el caso de disminución de espesores por corrosión generalizada. Su sensibilidad real a la detección de fracturas es incierta; Sin embargo, se ha usado para simular la detección de fracturas longitudinales y circunferenciales. El enfoque de frecuencias ultra-bajas usa un detector sincrónico digital para lograr respuestas prácticas. Este debe ser bastante sensible a las fracturas que son perpendiculares a la superficie, por ejemplo, las SCC. Además, es posible la detección de disminución de espesores debidos a ataques de corrosión generalizada.

Ambos métodos están actualmente en desarrollo y son bastante prometedores ya que logran penetrar la pared del ducto totalmente, operan a velocidades de detección bajas pero útiles, son sensibles a los defectos que actualmente nos preocupan y parecen ser compatibles con los ambientes en los que actualmente se corren las herramientas de alta resolución.

#### **6.3.3.16.5.- Diablos de inspección de densidad de corriente.**

Se está desarrollando una herramienta de densidad de corriente para detectar pérdidas de recubrimientos y áreas en las que hay pérdida o fuga de corriente del ducto (por ejemplo, en donde hay corrosión activa), pero no hay información objetiva disponible de su capacidad real.

#### **6.3.3.17.- Comparación de las herramientas de detección de pérdida de metal.**

La tabla 152 proporciona un resumen de las capacidades de las herramientas de inspección que se encuentran disponibles actualmente, para que los encargados del mantenimiento las utilicen en la evaluación de los sistemas de ductos. La información operacional básica de las herramientas de inspección se puede encontrar en la tabla 153. La precisión ofrecida por los proveedores de servicio está en la tabla 154. Las capacidades de detección (precisión) de los defectos están resumidas en la tabla 155. La información general de los diablos instrumentados en términos de tamaño y peso se encuentra en las tablas 156 y 157.

Nota: Las tablas 152 a la 163 que se mencionan en este capítulo, se encuentran en el Apéndice 1.

La compañía Tuboscope pretende desarrollar una herramienta con capacidad para digitalizar todas las lecturas y así tener una interpretación de la información más rápida y manejable. También indican que actualmente tienen la capacidad de un sistema de clasificación de defectos mejorada (ajuste a las necesidades del cliente) que les permite estimar las longitudes de las anomalías con un gasto adicional para el cliente. La herramienta de Tuboscope magnetiza el ducto con dos anillos magnéticos (no

segmentados). Estos anillos no permiten que la mugre se adhiera a los anillos e inhiban los sensores. Sin embargo, la limpieza apropiada del ducto, disminuirá este problema.

#### **6.3.3.18.- Diablo de flujo magnético de alta resolución disponible.**

Hasta hace algunos años, British Gas había sido el único proveedor de servicios de FMAR. Sin embargo, Tuboscope, Nowsco, Pipetronix, Rosen, han empezado a ofrecer este tipo de servicio. Se ha reportado un gran número de veces en que la herramienta FMAR es mas precisa que la herramienta convencional MFL para la definición de las anomalías por pérdida de metal. Sin embargo, el costo de correr las herramientas FMAR en un ducto es aproximadamente dos o tres veces mayor al de una herramienta convencional.

La herramienta de Pipetronix (Magnescan HR), aún cuando es relativamente nueva en el mercado, se compara de manera favorable en cuanto a su desempeño con la herramienta de British Gas. La herramienta FMAR de Nowsco incorpora un “by-pass” de gas, así como tecnología de control de la velocidad, lo cual permite inspeccionar los gasoductos a los gastos de gas a los que estén operando y elimina los costos debidos a las reducciones de flujo.

La limitación mas importante de estas herramientas es la incapacidad de magnetizar y detectar anomalías en ductos de pared gruesa (ver tabla 158). Un resumen de las capacidades de la herramienta FMAR se encuentran en la tabla 160.

#### **6.3.3.19.- Diablos ultrasónicos disponibles.**

NKK ha estado desarrollando la herramienta ultrasónica durante la década pasada, con capacidad de operación bi-direccional, al igual que con grandes capacidades de almacenamiento de información. La precisión de detección de la herramienta de NKK se ha reportado que excede la precisión establecida por el proveedor. Sin embargo, también se han reportado anomalías sobre y subdimensionadas por parte de los usuarios de estas herramientas de 16 a 60 pulgadas de diámetro que están disponibles y están desarrollando herramientas de 8 a 14 pulgadas.

La herramienta (Ultrascan) de Pipetronix tiene ventajas sobre sus competidores ya que utiliza una malla de poliuretano suave en el extremo de la herramienta que permite que el transductor ultrasónico pase sobre cualquier parte con “falta de redondez” y el transductor mantenga una separación constante de la pared del ducto, lo cual mejora la identificación de anomalías y la caracterización del tamaño de la anomalía mediante su sistema computarizado. La herramienta Ultrascan es una herramienta que tiene movimiento libre, lo cual le permite pasar en radios de curvatura de 1.5D.

La tabla 161 muestra un resumen de las capacidades de los proveedores de herramientas ultrasónicas.

### **6.3.3.20.- Comparación entre los métodos de medición de espesores de pared ultrasónicos y de flujo magnético.**

La comparación entre estos dos métodos tanto para la detección/dimensionamiento de la anomalía como para sus aplicaciones, se proporciona en la tabla 162.

Hay una diferencia significativa entre las técnicas de medición del espesor de pared de las herramientas ultrasónicas y el proceso de MFL, que es la manera en la que se utiliza la señal de información inicial. Para herramientas ultrasónicas, la medición de espesor de pared es simplemente una medición cuantitativa del espesor remanente en cierta ubicación dada del transductor, y este valor es por lo general bastante preciso. Sin embargo, en el caso de las herramientas de flujo magnético, las mediciones de espesores requieren de un cierto tipo de interpretación para determinar la naturaleza de la anomalía magnética dentro de la pared del ducto. En este caso nos interesa no solo el tipo de anomalía magnética sino también la severidad de la misma.

En algunos ductos, los problemas surgen cuando las partes magnéticas del sistema de inspección rompen el contacto con la superficie interna de la pared del ducto. Cuando esto le sucede al equipo MFL, el resultado normalmente no es satisfactorio, ya que es necesario mantener siempre un acoplamiento magnético con la pared del ducto por medio de cepillos de cerdas de acero rígidas. Sin embargo, esto no es un problema para el equipo ultrasónico de medición de espesores de pared, ya que los sensores se mantienen a una distancia razonable de la pared interna. Una excepción a la situación general se puede presentar cuando el vehículo de inspección pasa por curvas de radio corto.

Cuando se utiliza tecnología MFL para inspeccionar ductos, la disposición mecánica de los elementos sensores es tal que la calidad de la información se ve afectada de alguna manera en la vecindad de las soldaduras circunferenciales. Esto se ocasiona por la necesidad de tener las bobinas del sensor arrastrándose en la pared interior del ducto. Cuando las bobinas del sensor pasan sobre la soldadura circunferencial, el comportamiento mecánico de la unidad experimenta una ligera perturbación que afecta la señal magnética. Por lo general, el equipo de medición ultrasónico de espesores de pared no se ve afectado por la presencia de soldaduras circunferenciales.

La gran desventaja de las herramientas ultrasónicas es que la velocidad de viaje que se requiere es lenta, menor que 2 mph para lograr una sensibilidad óptima de detección de los defectos y un acoplante líquido.

### **6.3.3.21.- Selección de métodos y diablos de inspección interior**

Los parámetros importantes para elegir un diablo instrumentado son:

- Propósito de la inspección, es decir, para revisar la integridad del ducto o para monitorear la corrosión (ver tabla 164). La revisión de la integridad involucra el correr una herramienta como una convencional de flujo magnético, que dará una idea general de la extensión de la corrosión en el ducto. El monitoreo de la corrosión se lleva a cabo con herramientas que reporten el tamaño real de los defectos de corrosión, herramientas tales como las avanzadas de flujo magnético o las ultrasónicas.
- Restricciones debidas al ducto (líquido o gas, limpieza, presencia de curvas y/o reducciones de diámetro).
- Costos totales de inspección, incluyendo costos de verificación y excavación. Las excavaciones se pueden requerir para complementar la información de una herramienta convencional de inspección con limitadas capacidades de dimensionamiento. Por lo tanto, para líneas que se pueden excavar a un costo relativamente bajo, el énfasis se pone en el bajo costo de la herramienta de inspección. Por lo tanto, se requerirá una alta calidad de medición donde la excavación es relativamente costosa (por ejemplo, para líneas marinas), dado que las excavaciones para verificar los defectos tendrán un dramático impacto en el costo total de inspección.
- Exactitud de medición requerida. La precisión del dimensionamiento de los defectos necesita ser alta para líneas que son operadas cerca de la presión máxima de operación, MAOP; Pero se puede bajar para líneas que operan por debajo de la MAOP. En este último caso, el énfasis se debe poner en el costo de la herramienta de inspección, en vez de en la alta resolución aunque se debe de estar consciente de que hay que sacrificar la calidad para conseguir un buen precio.

Cuando el propósito de la inspección es el monitoreo de la corrosión, es esencial el tener una buena repetibilidad de la medición en combinación con un límite bajo de detección. En general, las herramientas ultrasónicas cumplen mejor con este propósito. Sin embargo, en muchos casos (líneas de gas, líneas cerosas, líneas imposibles de limpiar), las herramientas ultrasónicas no se pueden utilizar, lo anterior deja como única opción a las herramientas avanzadas de flujo magnético. En todos los casos, uno debe determinar de antemano si la repetibilidad y los límites de detección cumplen con los requerimientos de inspección.

### **6.3.3.22.- Comparación de métodos**

La elección del método apropiado de evaluación de la integridad para un ducto en particular, depende de un cierto número de factores. Estos incluyen, entre otros, la edad del ducto, construcción, historiales de operación y fallas, importancia de mantener el ducto operando a su máxima capacidad, el costo de las modificaciones requeridas para la inspección y la accesibilidad del ducto. Una vez que se han evaluado estos factores,



se puede llevar a cabo un análisis costo-beneficio para determinar cual de todos los métodos o la combinación de ellos es más conveniente.

El llevar a cabo el análisis costo/beneficio requiere de un método para derivar y evaluar todos los beneficios significativos y los costos que puedan surgir de cada opción de inspección.

#### **6.3.3.23.- Beneficios.**

Se considera como beneficios tangibles aquellos a los que se les puede asignar un valor directo en pesos. Para un proyecto de corrida de diablos, se considera que estos son el valor de las pérdidas previstas que resultarían por la suspensión imprevista del servicio del ducto. Los mencionados beneficios se basan en el supuesto de que, si no se lleva a cabo ninguna inspección o reparación programada, entonces ocurrirá una fuga/ruptura causada por corrosión, que se presentaría en un período de cinco años. Esta falla ocasionaría una suspensión del servicio de tres días mínimo.

El componente mas significativo incluido en la estimación de los beneficios tangibles involucra la reducción potencial en los volúmenes del producto, ocasionada por una suspensión imprevista. Aún cuando las entregas de producto perdido no son un costo directo, éste se incluye en el análisis, dado que puede representar pérdidas reales en pesos para operación. Los demás componentes incluidos en la estimación de beneficios tangibles incluyen el valor de la pérdida de producto durante la reparación y el costo de llevarla a cabo.

La tabla siguiente contiene los componentes clave de los beneficios tangibles asociados a la prevención de una suspensión imprevista en un sistema de ductos.

<b>Pérdidas Previstas por una Suspensión Imprevista Ocasionada por Corrosión a Corto Plazo</b>	
<b>Costo previsto</b>	<b>Valor</b>
1. Consecuencias económicas por falla del ducto	•Prevenir el volumen de producto que se transporta, en caso de una falla imprevista.
2. Pérdida de producto	•Pérdida del volumen de producto del segmento de ducto afectado por la falla.
3. Reparación	•Costo de la mano de obra, equipo y materiales requeridos para llevar a cabo una reparación.

Los beneficios intangibles son aquellos a los cuales no se les puede asignar un valor directo en pesos. Estos beneficios surgen esencialmente de la reducción del riesgo de operación, por la disminución de la preocupación percibida de la integridad del ducto. Los beneficios son diferentes para cada herramienta de inspección, en la tabla siguiente se muestra un ejemplo de estos.

<b>Herramienta De Alta Resolución De Flujo Magnético</b>	<b>Herramienta Convencional de Flujo Magnético</b>
1. Reducción del riesgo de perder una vida o de lesiones. 2. Mantener la confianza del mercado. 3. Reducción del riesgo de demandas. 4. Mantener el valor de los activos. 5. Planeación de mantenimiento de manera más costeable.	1. Reducción del riesgo de perder una vida o de lesiones. 2. Mantener la confianza del mercado. 3. Reducción del riesgo de demandas. 4. Mantener el valor de los activos. 5. Planeación de mantenimiento de manera más costeable.

<p>6. Reducir el riesgo de interferencias por parte de las agencias reguladoras.</p> <p>7. Mejorar la confianza en el sistema de ductos.</p> <p>8. Compromiso demostrado para operar un sistema seguro y confiable.</p> <p>9. Capacidad para determinar la presión de falla de cada indicación de daño por corrosión, utilizando Análisis Crítico de Ingeniería.</p> <p>10. Prevenir excavaciones innecesarias y “sorpresas desagradables”.</p>	<p>6. Reducir el riesgo de interferencias por parte de las agencias reguladoras.</p> <p>7. Mejorar la confianza en el sistema de ductos.</p> <p>8. Compromiso demostrado para operar un sistema seguro y confiable.</p>
---	---

En este ejemplo se incluyen los beneficios intangibles más significativos asociados a las herramientas de alta y baja resolución de flujo magnético como son:

- Demostrar a la población, al personal de operación, a las autoridades de regulación y a los clientes, el compromiso de operar un sistema confiable y seguro a su capacidad de diseño.
- Mantener la confianza del cliente en la confiabilidad de operación del sistema de ductos.
- Mantener el valor de los activos.
- Mantener la confianza en el sistema basándose en el conocimiento de la integridad del ducto, y mejorar la habilidad para planear las actividades de mantenimiento futuras de manera costeable y minimizar interferencias externas.

#### 6.3.3.24 .- Costos

Los costos tangibles asociados con un proyecto de inspección incluyen costos de capital, operación y los del contratista.

Los costos de capital surgen si se deben de hacer modificaciones al ducto para permitir la ejecución de la inspección. Las modificaciones podrían incluir instalar trampas de diablos, agregar “rejillas” para tapar las interconexiones, reemplazar curvas con menos de tres veces el diámetro e instalar de válvulas de paso completo.

Los costos de operación son aquellos en los cuales incurre el operador del ducto como consecuencia directa de llevar a cabo una inspección. Estos costos incluyen los costos de administración del proyecto asociados con la selección de contratistas, preparación del contrato y la programación de trabajos, la administración del proyecto de inspección, así como el costo del personal de campo y el equipo requerido para monitorear y mantener la velocidad de la herramienta, al igual que el lanzamiento y recibo de la herramienta. Los costos de operación adicionales resultan de las restricciones de flujo requeridas durante la inspección y el costo de llevar a cabo excavaciones de correlación para verificar los defectos por corrosión detectados por las herramientas convencionales de flujo magnético.

Los costos del contratista incluyen las tarifas contratadas para movilizar al personal y el equipo, llevar a cabo la inspección, analizar la información y elaborar el reporte de inspección.

Los costos del trabajo de ingeniería incluyen el costo del análisis de ingeniería y el reporte de la evaluación de la información proporcionada por el contratista en el reporte de inspección. Este trabajo incluye, la mayoría de las veces, un análisis crítico de ingeniería de los defectos de corrosión reportados para identificar las reparaciones necesarias y así restablecer la confianza en la integridad del ducto inspeccionado. Este reporte proporciona al operador un documento que con las normas y regulaciones aplicables.

La tabla siguiente resume los componentes importantes de los costos tangibles de la inspección. Estos son idénticos para las herramientas de alta y baja resolución, con excepción de las excavaciones de correlación y excavaciones Grado 2 (es decir, pérdidas de espesor >30% y <50%)y Grado 3 (es decir, pérdidas de metal de >50%) que se requieren para el caso de las herramientas convencionales de flujo magnético.

1. Administración de Proyecto
  - Preparación del contrato
  - Selección del contratista
  - Planeación, programación, control de costos
2. Ejecución de la Inspección
  - Personal de campo
  - Equipo de campo
  - Excavaciones de verificación \*
  - Excavaciones Grado 2 y 3\*
3. Costo de las Restricciones de Flujo
  - Durante la inspección
4. Costo del Contratista
5. Análisis de Ingeniería y Elaboración de Reportes
6. Costo del capital

\* Aplica solo para herramientas convencionales de flujo magnético

## REFERENCIAS

Información técnica y comercial de las compañías de inspección:

British Gas – Pipeline Integrity International

Pipetronix

BJ Pipeline Inspection Services – Nowasco

NKK Corporation

H Rosen

Tuboscope, Enduro y TD Williamson

### **6.3.4.- PROCEDIMIENTO DE TRABAJO PARA LA INSPECCIÓN DE DUCTOS SUBMARINOS CON DIABLOS INSTRUMENTADOS.**

Actualmente en la Región Marina se está siguiendo el siguiente procedimiento para la planeación, ejecución y control de un programa de inspección de ductos con diablos instrumentados, como el que se desarrollará para la inspección cíclica del nuevo gasoducto de 36" diam. del nuevo Complejo de Producción Marino hacia la Terminal Marítima de Dos Bocas, Tabasco, por lo que es importante mencionarlo y seguirlo en el momento de dichas inspecciones:

#### **CONTENIDO:**

##### **6.3.4.1.- OBJETIVO**

El objetivo de este procedimiento es proporcionar los lineamientos para realizar la inspección con diablo instrumentado de tuberías submarinas con el propósito de conocer el estado que presenta la línea tanto en su pared interna como externa.

##### **6.3.4.2.- ALCANCE**

Este procedimiento aplica a los sistemas de transporte, manejo y distribución de hidrocarburos líquidos y gaseosos de la Sonda de Campeche, cuyas superficies externas e internas de sus ductos deben ser inspeccionadas por medio de diablos instrumentados.

Quedan dentro del alcance de este procedimiento las actividades previas a la corrida de diablo instrumentado, así como la corrida misma.

##### **6.3.4.3.- DEFINICIONES.**

###### **a) Acoplante.**

Material, líquido o semilíquido, utilizado en la interfase tubería-sensor para mejorar la transmisión de ultrasonido del sensor al espesor de pared de tubo.

###### **b) Campo magnético.**

El espacio alrededor de un área magnetizada, o un conductor con corriente, en el cual se ejerce la fuerza magnética.

###### **c) Corrosión.**

Reacción química o electroquímica entre un material, normalmente un metal y su medio ambiente que produce deterioro del material y sus propiedades.

d) Defecto.

Discontinuidad o grupo de discontinuidades que no cumple con un criterio de aceptación especificado.

e) Diablo.

Dispositivo con libertad de movimiento que es insertado en una línea de transporte de hidrocarburos para realizar funciones operacionales, de limpieza e inspección. Para el caso de diablos de inspección, se acostumbra la siguiente clasificación:

1ra. Generación.- Diablos de flujo magnético.

2da. Generación.- Diablos avanzados de flujo magnético.

3ra. Generación.- Diablos ultrasónicos.

f) Diablos calibradores (gauging pigs, geometry pigs)

Se utilizan para verificar la existencia de abolladuras, dobleces y ovalamientos en la tubería.

g) Diablo simulador (dummy)

Equipo de peso y longitud equivalente a la del diablo instrumentado. Su propósito es verificar que el diablo instrumentado pasará a lo largo de toda la línea.

h) Fuga de flujo magnético

El campo magnético que se separa o regresa a determinada área como resultado de una discontinuidad o un cambio de sección.

i) Indicadores de paso de diablos (pig signallers)

Indican el paso de diablos.

j) Localizadores de diablos (pigs locaters)

Se utilizan para localizar diablos que estén o no en movimiento.

k) Raspatubos (scrapers o brush pigs)

Diablos de limpieza.

l) Sensor (transductor)

Dispositivo de detección que transforma el movimiento de partículas producidas por una onda elástica, en una señal eléctrica.

m) Ultrasonico.

Pertenece a vibraciones mecánicas con frecuencias mayores a 20 000 Hz.

n) Inspección.

Es la comprobación periódica en los sistemas de tuberías o elementos que lo componen, para saber si estos se mantienen en buenas condiciones para su correcto funcionamiento.

o) Daños

Son aquellos elementos que disminuyen la resistencia o de la tubería inspeccionada, tales como: pandeo, abolladura, grieta, picadura, laminación, pérdida de metal por corrosión, etc.

p) Diablos de flujo magnético

Son diablos instrumentados que trabajan mediante detectores de flujo magnético y miden la cantidad de fuga de flujo determinada por el tamaño del defecto. La fuga del flujo ocurre a ambos lados de la pared, de tal manera que la corrosión exterior causa fuga de flujo magnético en el interior de la tubería donde puede detectarse y medirse.

q) Diablos ultrasónicos

Son diablos instrumentados que se caracterizan por su gran cantidad de transductores y canales de información, así como por sus registros digitales y electrónicos. La información que se obtiene es una gráfica con un código de colores y una base de datos detallada de lo que aparece en la gráfica. Para su funcionamiento se requiere que corra inmerso en un fluido líquido para que pase el sonido del transductor al metal de la pared interna del ducto.

r) Frecuencia de las corridas

Es un intervalo de tiempo que debe existir entre una corrida y otra. El código API 570 en un párrafo 7.1.6 recomienda los siguientes intervalos de inspección para tuberías enterradas que no tienen una protección catódica efectiva:

Resistividad del suelo	Intervalo de inspección
(ohm-cm)	(años)
<2,000	5
2000 a 10,000	10
>10,000	15



#### 6.3.4.4.- DESARROLLO DE ACTIVIDADES.

La inspección de tuberías a través de diablos instrumentados tiene como objetivo detectar la corrosión y otros defectos en la línea de tal manera que se tenga la información básica para elaborar los programas de rehabilitación. Dicha información puede mostrar la necesidad de reparar tramos de tubería.

Para llevar a cabo la corrida de diablo instrumentado el contratista deberá efectuar como mínimo las siguientes actividades.

a) Evaluación y modificación en su caso del sistema de tuberías.

Antes de correr un diablo instrumentado, es necesario evaluar el sistema de tuberías para determinar las instalaciones adicionales que se requieren para correr la herramienta de inspección. Si la línea cuenta con trampas de envío y recibo, puede ser que únicamente se necesiten algunas modificaciones mínimas, para lo cual deben revisarse los siguientes puntos:

- Calibración de espesores en la zona de las trampas de diablos.

Con el propósito desconocer el diámetro interior y espesores reales en los lanzadores, recibidores, tramos de tubo y accesorios, se deberá realizar una medición ultrasónica de espesores, de tal manera que se pueda evaluar si la tubería se encuentra en condiciones de seguridad durante la operación de las corridas de los diablos.

- Verificación y adecuación del arreglo de las trampas de diablos.

Se deberá verificar y en su caso adecuar las dimensiones de los lanzadores y recibidores de diablos para cumplir los requerimientos mínimos especificados por el fabricante del diablo. Es responsabilidad del operador verificar con el fabricante todos los requerimientos para correr su diablo.

La mayoría de los lanzadores y recibidores requieren un mínimo de cuatro conexiones laterales, una puerta (charnela) y una conexión de entrada / salida. Si no se requiere de charolas internas, para líneas hasta 10" de diámetro, el barril normalmente será de una pulgada mayor al diámetro de la línea.

Todas las trampas deben tener su tapa (charnela) en el extremo. Dichas tapas deben permitir acceso fácil y rápido para ahorrar tiempo durante la operación de carga o retiro del diablo. Todas las tapas deben estar equipadas con un accesorio para medir la presión, de tal forma que se avise al operador de la existencia de presión interna antes de que abra la puerta. Cada trampa requiere de tres válvulas principales, la válvula principal de la trampa, la válvula de bypass de la línea y la válvula de bypass de la trampa (pateadora).

Para unir la tubería al barril pueden utilizarse reductores concéntricos. Sin embargo, para los lanzadores se prefieren los reductores excéntricos. Con esto se logra que el nivel inferior de la tubería y el barril queden alineados, lo que facilita la entrada del diablo durante la operación.

- El diámetro interno de las válvulas debe ser completo y debe cumplir con las tolerancias mínimas.
- Las tees deben contener barras guías para evitar que el diablo se atore.
- Los radios de curvatura de los codos deben ser tres diámetros de la tubería.
- No deben de existir accesorios que puedan obstruir el paso del diablo.

#### b) Limpieza del ducto

Después de haber verificado y adecuado las trampas de envío y recibido de diablos, se debe programar una corrida de diablos de limpieza, con el objeto de asegurarse que no habrá obstrucciones que impidan el paso del diablo calibrador de diámetro interno.



**FIGURA No. 83 CORRIDA DE DIABLOS DE LIMPIEZA EN PLATAFORMAS. A LA IZQUIERDA EN MANIOBRAS DE INTRODUCCIÓN A TRAMPA LANZADORA; A LA DERECHA SE OBSERVAN LOS RESIDUOS ARRASTRADOS DURANTE LA CORRIDA.**

c) Corridas de diablos de calibración de diámetro interno

Se correrá un diablo calibrador de diámetro interno, el cual está diseñado para dimensionar y localizar restricciones del tipo abolladuras, ovalamientos y dobleces que podrían obstruir el paso del diablo instrumentado. Normalmente los diablos calibradores detectan restricciones en el diámetro interno de aproximadamente 8% del diámetro interior y codos de radio de curvatura de menos de tres veces el diámetro exterior. La selección del tipo de diablo calibrador a emplear será responsabilidad del contratista.

- Diablos calibradores (CALIPER PIG)
- Diablos calibradores electrónicos

d) Corrida de diablos simuladores (DUMMY)

Un diablo simulador es una herramienta de inspección de peso y longitud equivalente a la del diablo instrumentado. La intención de correr este tipo de diablo es asegurarse que el diablo instrumentado a utilizarse pase a lo largo de toda la línea. Sin embargo, el paso de un diablo simulador no garantiza que los sensores del diablo instrumentado no se dañen durante la corrida. Los diablos simuladores no contienen secciones electrónicas, sensores o baterías.

Este tipo de diablos puede acomodarse relativamente fácil cuando se tienen reducciones importantes de la tubería. Es importante que se siga el progreso de este tipo de corridas colocando al personal en puntos estratégicos a lo largo de la línea. Generalmente es difícil localizar el punto exacto donde se ha atorado este tipo de diablo, para lo cual algunas veces se utilizan los diablos de localización, para después cortar la tubería y remover el diablo.



**FIGURA No. 84 DOS DIABLOS DE LIMPIEZA Y UN TIPO DUMMY PARA CORRERSE EN UN GASODUCTO DE 36"Ø**

e) Instalación de señales para localización de anomalías

Para que se tenga éxito en la inspección de una línea por medio de diablos instrumentados, es esencial contar con un sistema de referencia de paso de diablo. Tal sistema establece una relación entre las distancias de la línea y las distancias de la inspección.

Actualmente los sistemas que se utilizan para la identificación del paso de un diablo son:

-Sistema de imanes

Este sistema consiste en la colocación de pares de imanes directamente sobre la superficie del tubo. El diablo instrumentado detecta el campo magnético inducido a la tubería por los imanes, el cual queda grabado en la cima del diablo. En el reporte aparecerá una imagen particular y fácilmente reconocible. Este sistema se ha utilizado exitosamente en la industria por muchos años. Bajo casi cualquier condición se obtienen buenos resultados y casi nunca se presenta el problema de interferencia con otras señales magnéticas. Debido a que los imanes deben estar en contacto con la pared del tubo, este sistema es más eficiente en áreas donde se tienen desprendimientos de concreto.

Se recomienda el siguiente criterio en la ubicación de los imanes.

i) Deben colocarse por lo menos a un metro de distancia de la soldadura. Si se coloca a menor distancia, su señal se podría confundir con la señal de la soldadura.

ii) Deben colocarse en la parte superior de la tubería (en la posición de las 12 horas). Esto ayudará a distinguir la señal del imán de otras señales.

iii) Deben estar en contacto directo con la pared del tubo (debe retirarse completamente el recubrimiento del tubo).

iv) Deben colocarse paralelos al eje de la tubería, con los extremos blancos orientados en la dirección del flujo.

Para este método deben considerarse los costos de reparación de los recubrimientos, remoción de los imanes y limpieza.

f) Selección del tipo de diablo a emplear el contratista deberá considerar lo siguiente:

## GASODUCTOS

Debido al principio con el cual trabaja el diablo instrumentado del tipo de flujo magnético (determinar el volumen de la pérdida de metal a través de la fuga de flujo magnético), éste tipo de diablo puede utilizarse en líneas de gas.

Para correr un diablo instrumentado del tipo ultrasónico en una línea de gas, se requiere de un líquido que sirva como acoplante, lo cual lo convierte en una técnica costosa.

## OLEODUCTOS

En los oleoductos se pueden correr diablos instrumentados del tipo flujo magnético y del tipo ultrasónico, ya que en este último el mismo líquido transportado sirve de acoplante.

### g) Corrida de diablo instrumentado

La corrida del diablo instrumentado consiste en el envío y recibo de los diablos. Normalmente se requiere de una grúa para posicionar el diablo en el extremo de la trampa.

Si la tubería ha sido dimensionada adecuadamente antes de la corrida, habrá pocas probabilidades de que el diablo se atore. Los recibos repentinos han dañado muchos diablos, frecuentemente causando fugas hacia la canastilla de registros, destruyendo los resultados de la corrida. Además, el recibir los diablos a alta velocidad ha dañado las trampas e instrumentos.

Cuando se retira el diablo de la trampa, debe analizarse su condición, revisando la copa y cualquier indicio de daño. El personal de inspección debe desarmar rápidamente la sección de registros y normalmente se revisará la longitud aproximada de la cinta magnética utilizada. Esta es la primera evidencia de una inspección exitosa.

Normalmente la interpretación de la información de la corrida identifica lo siguiente:

- Imanes
- Juntas de soldadura
- Válvulas
- Bridas
- Tees
- Accesorios
- Reparaciones como abrazaderas, camisas, parches, etc.
- Pérdidas de metal (por picaduras de corrosión, muescas, etc.)

Con el propósito de analizar cuantitativamente la información, los registros deben calibrarse contra mediciones existentes de pérdida de metal en la tubería. En el caso de tuberías terrestres se realizan excavaciones para calibración las cuales pueden ser costosas y tardadas, específicamente si las anomalías se localizan en áreas urbanas.

En el caso de tuberías submarinas también se efectúa lo mismo y el carrete con daño se localiza en base a la ubicación de los ánodos de sacrificio con que cuenta la línea y que son detectados por los diablos instrumentados.

Alternativamente, se pueden evitar las calibraciones por medio de buzos haciendo una prueba ya sea antes o después de la corrida principal. Esto puede lograrse jalando el diablo a través de un tramo de tubería muestra del mismo espesor, conteniendo varias picaduras de diferentes tamaños y localizaciones conocidas.

#### h) Cálculo de velocidades de flujo

Normalmente los diablos instrumentados se corren con el flujo de la tubería, siendo la velocidad del diablo la misma que la del fluido. Sin embargo, de acuerdo a fabricante la velocidad más eficiente para los diablos es de 13 km/hora para líneas de gas y de 5 km/hora para líneas de crudo.

La siguiente expresión puede utilizarse para calcular la velocidad del gas en la tubería.

$$S = 1447 Q P_b / P(F_{pv}) d^2$$

Donde: S= velocidad (millas / hora)  
Q= gasto (millones de pies / día)  
P<sub>b</sub>= presión de la línea (lb / pulg<sup>2</sup> )  
F<sub>pv</sub>= factor de supercompresibilidad (tabla 1)  
d= diámetro interior de la línea (pulg)

Para el cálculo de la velocidad del líquido se puede utilizar la siguiente expresión:

$$S = 0.0081 Q / d^2$$

Donde:  
S= velocidad (millas / hora)  
Q= gasto (barriles / día)  
d= diámetro interno de la línea (pulg)

#### 6.3.4.4.1 Secuencia de corrida de diablo instrumentado.

##### 6.3.4.4.1.1 Procedimiento de envío de diablo

Antes de iniciar la secuencia de operación descrita a continuación, se revisará que se cumplan las siguientes condiciones: la válvula de by-pass (B) esté abierta; las válvulas de la trampa (A), pateadora (C) , venteo (D) y drenado (E) estén cerrados.

- 1.- Verificar las condiciones de presión en la trampa (manómetro)
- 2.- En caso de estar presionada, se depresiona la trampa a través de las válvulas D y E.
- 3.- Abrir la tapa abisagrada (charnela) e introducir el diablo hasta la reducción (X)
- 4.- Engrasar y revisar el empaque (O-Ring) de la tapa abisagrada, reponiéndolo en caso necesario
- 5.- Cerrar la tapa abisagrada (charnela) y la válvula de desfogue (E)
- 6.- Presionar la trampa abriendo lentamente la válvula pateadora (C) y purgar el aire a través de la válvula de venteo (D)
- 7.- Cerrar la válvula de venteo (D) y abrir al 100% la válvula pateadora (C), logrando con esto igualar la presión de la línea y la trampa.
- 8.- Abrir la válvula de la trampa (A) al 100%
- 9.- Cerrar lentamente la válvula de bypass (B), obligando al flujo a pasar a través de las válvulas pateadoras (C) y de la trampa (A), desplazándose el diablo en el sentido del flujo
- 10.- Después de detectar auditivamente el paso del diablo en el punto (F), se procederá a abrir la válvula de bypass (B) al 100%, cerrando simultáneamente las válvulas pateadora (C) y de la trampa (A) al 100%
- 11.- Depresionar la trampa a través de la válvula de venteo (D)
- 12.- Una vez depresionada la trampa, cerrar la válvula de venteo (D)

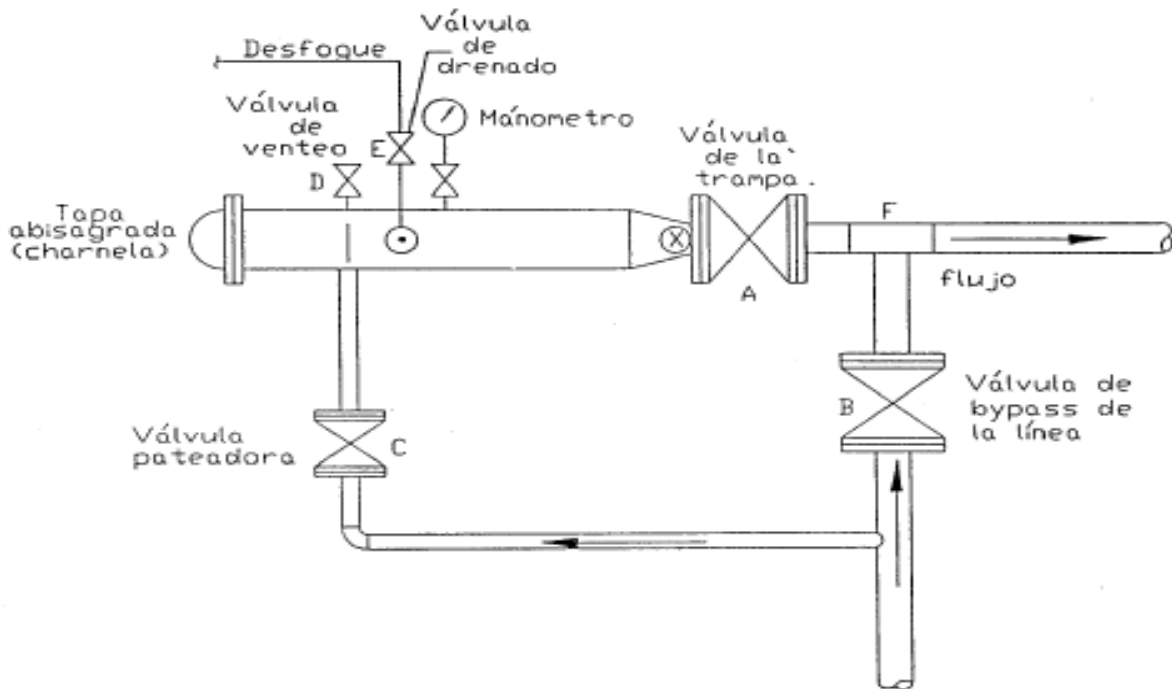


Fig. No. 9 Trampa de envío de diablos

DIAGRAMA No. 13

#### 6.3.4.1.2 Procedimiento de recepción de diablos

Antes de iniciar la secuencia de operación descrita a continuación, se revisará que se cumplan las siguientes condiciones: la válvula de bypass (B) esté abierta; las válvulas de la trampa (A), pateadora (C), venteo (D) y drenado (E) estén cerradas.

- 1.- Abrir las válvulas de la trampa (A) y pateadora (C) al 100%
- 2.- Antes de que llegue el diablo, se detectará auditivamente su paso a 500 y 50 m antes de la trampa.
- 3.- Detectado el diablo a 50 m, se procederá a cerrar parcialmente la válvula de bypass (B), lo cual forzará al diablo a entrar en la trampa.
- 4.- Alojado el diablo en la trampa y verificado su paso auditivamente por la reducción, se abrirá la válvula de bypass (B), cerrando simultáneamente las válvulas de la trampa (A) y pateadora (C).
- 5.- Depresionar la trampa abriendo las válvulas de venteo (D) y de drenado (E). En caso de crudo recuperar el aceite.
- 6.- Abrir la tapa abisagrada de la trampa (charnela) y retirar el diablo
- 7.- Engrasar y revisar el empaque (O-Ring) de la tapa abisagrada
- 8.- Cerrar y asegurar la tapa abisagrada
- 9.- Revisar la hermeticidad cerrando las válvulas de venteo (D) y de drenado (E) y abriendo parcialmente la válvula pateadora (C).
- 10.- Verificada la hermeticidad se depresiona la cubeta abriendo las válvulas de venteo (D) y de drenado (E).
- 11.- Cerrar las válvulas de venteo (D) y de drenado (E)

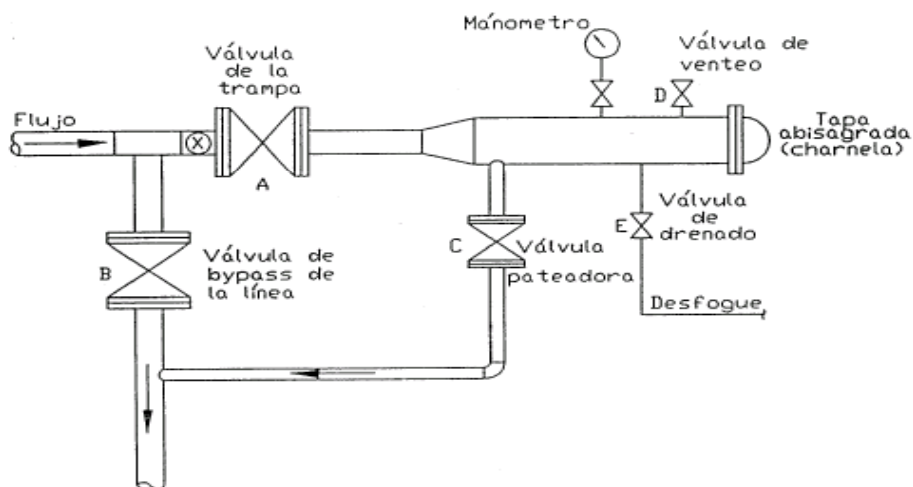


Fig. No. 10 Trampa de recibo de diablos

DIAGRAMA No. 14



a) Operador (Cliente)

El operador de una línea de conducción dentro del alcance de este procedimiento, tendrá la responsabilidad de cumplir con los requerimientos establecidos para efectuar la corrida de diablos instrumentados, tales requerimientos son el ajustar la velocidad y la temperatura del flujo de gas o aceite en la línea de tal manera que el diablo instrumentado no viaje demasiado a prisa por el interior del ducto y se obtenga una corrida fallida, así como de informar oportunamente al contratista cualquier conocimiento específico relacionado con la operación o mantenimiento de la línea que deba tomarse en cuenta para la corrida de diablos. Asimismo deberá de tomar las providencias necesarias a fin de que una vez lanzado el diablo instrumentado no haya variaciones de flujo de hidrocarburos a fin de dar la velocidad más constante al instrumentado lo cual generará un corrida de inspección exitosa.

b) Contratista

El contratista será responsable ante el operador de proveer todos los materiales, equipos, control de calidad y personal necesario para efectuar la corrida de diablo instrumentado y entregar buenos resultados al operador. En caso de que se presente algún imprevisto será responsabilidad del contratista resolver el problema de tal manera que se cumpla con lo solicitado. Es muy importante que el contratista verifique la calibración de su instrumentado y revise el buen funcionamiento de todos su componentes mecánicos y electrónicos y lo provea de piezas que hayan probado su resistencia al ataque corrosivo del gas amargo, a fin de que en el momento de su corrida éste no pierda componentes tales como los cepillos magnetizadores por el efecto corrosivo del gas y así se asegure una corrida de inspección exitosa.



**FIGURA No. 85 EQUIPOS HIDRÁULICOS EN OPERACIÓN EMPUJANDO UN DIABLO INSTRUMENTADO DE FLUJO MAGNETICO AL INTERIOR DE LA TRAMPA LANZADORA**

#### 6.3.4.4.2 Requisitos

Tanto el personal de la corrida de diablos por parte del contratista como el equipo que se empleará deberá cumplir con los requisitos mínimos de seguridad y el buen desempeño de sus funciones de acuerdo a los alcances del contrato de inspección fijado con el cliente.

##### 6.3.4.4.2.1 Requisitos de personal

El personal que se encarga de llevar a cabo la corrida de diablo instrumentado deberá estar capacitado y tener amplia experiencia en este tipo de trabajo, además de estar familiarizado con cada uno de los componentes del ducto que se va a inspeccionar. El contratista deberá presentar la currícula de todo el personal que participará en la corrida de diablo instrumentado y las actividades afines a ésta.

##### 6.3.4.4.2.2 Requisitos de equipo

Todos los equipos de medición que proporcionará el contratista para efectuar la corrida del diablo instrumentado deberá indicar por medio de documentos la fecha de su última y próxima calibración.

##### 6.3.4.4.2.3 Equipo a utilizar

- Calibrador ultrasónico de espesores
- Equipo para pruebas no destructivas
- Cámara fotográfica Réflex 35 mm
- Diablo calibrador
- Diablo simulador
- Diablo instrumentado

### 6.3.4.5.- DIAGRAMA DE FLUJO

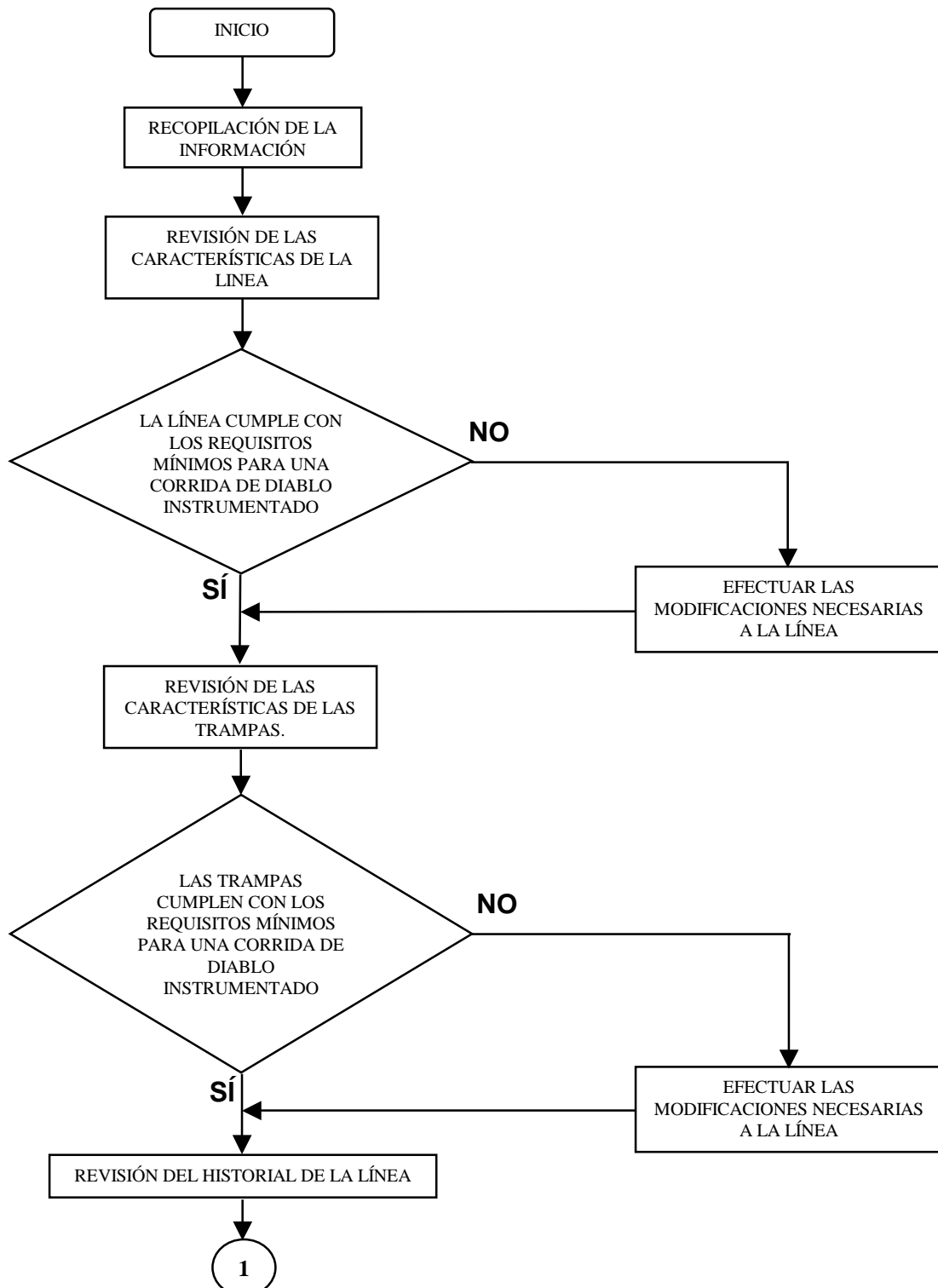
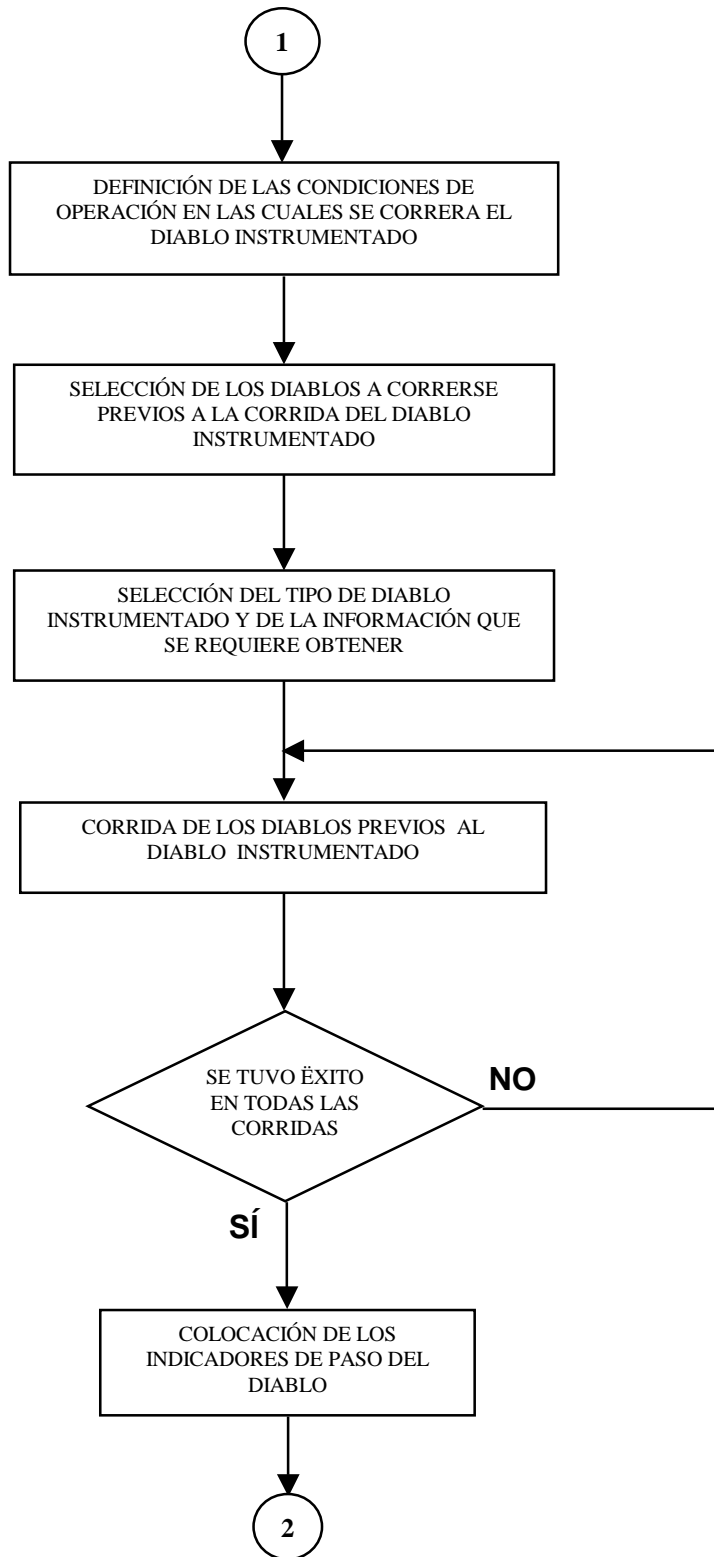


DIAGRAMA No. 15 PARA INSPECCIONAR DUCTOS CON DIABLO INSTRUMENTADO



**DIAGRAMA No.15**

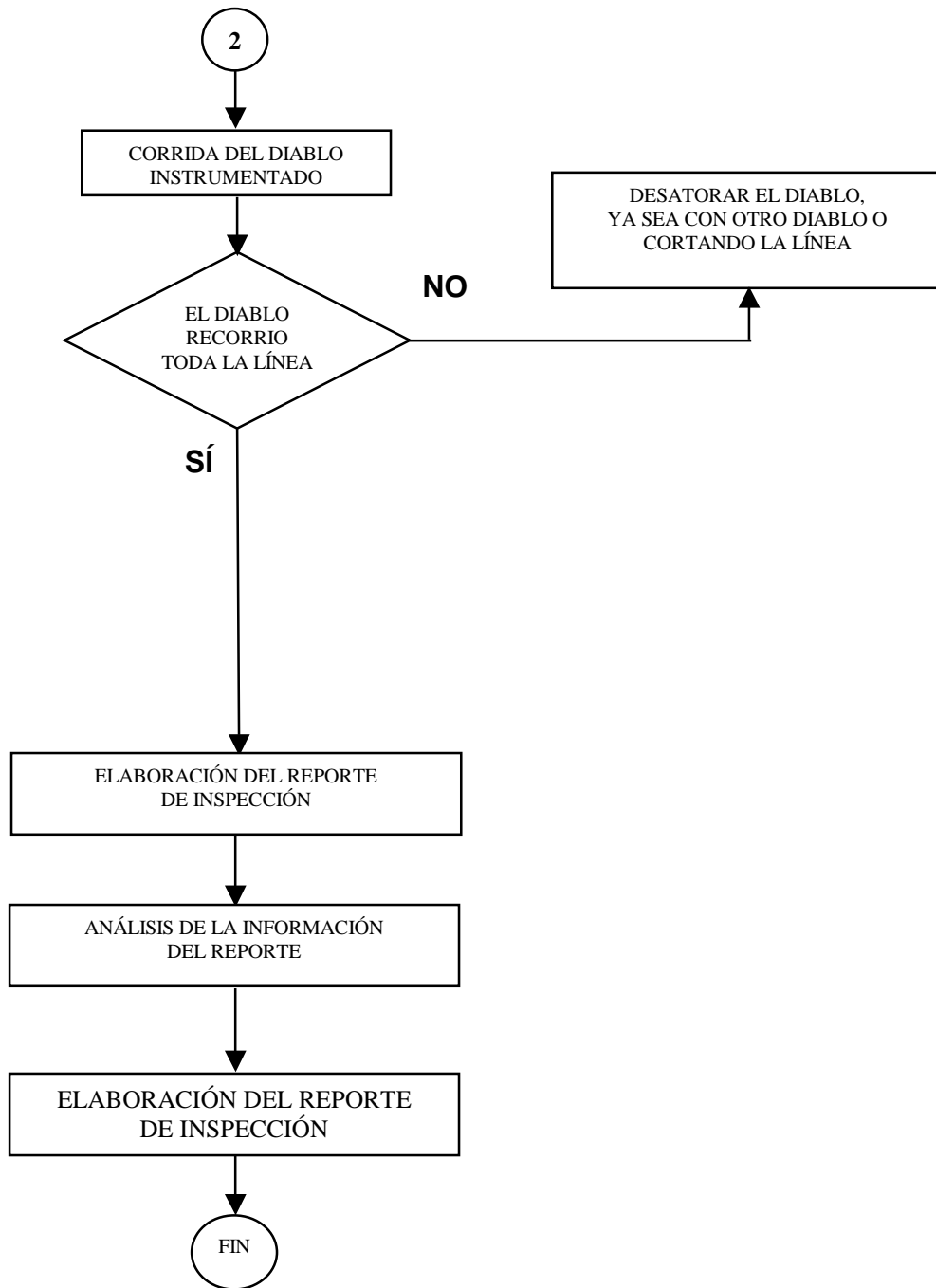


DIAGRAMA No.15

#### 6.3.4.6.- REFERENCIAS

Las ediciones más recientes de los siguientes códigos y estándares hacen referencia a la inspección de tuberías a través de diablos:

API RP 570	Inspection, Repair, Alteration, and Rating of In-service piping Systems.
API RP 571	Recognition of Conditions Causing Deterioration of Failure.
API RP 574	Inspection of Piping, Tubing, and Fittings.
ASME B31.3	Chemical Plant and Refinery Piping.
ASME B31.4	Liquid Transportation Systems for Hydrocarbons, Liquid Petroleum Gas, Anhydrous Ammonia, and Alcohols.
ASME B31.8	Gas transmission and Distribution Piping Systems.
ASME B31G	Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines.
DOT PAR 195	Pipeline Safety Regulations; Hazardous Liquids Part
DOT PARTV191-192	Pipeline Safety Regulations; Natural Gas Part
NACE RP0169	Control of External Corrosion on Underground or submerged Metallic Piping Systems.
PEMEX No.07.3.13	Requisitos Mínimos de Seguridad para el Diseño, Construcción, Mantenimiento e Inspección de Tuberías de Transporte

6.3.4.7.- FORMATOS

INFORMACIÓN PARA INSPECCIÓN CON DIABLO INSTRUMENTADO (1)

TUBERÍA SUBMARINA

**DESCRIPCIÓN GENERAL**

SERVICIO: \_\_\_\_\_ TEMPERATURA: \_\_\_\_\_

PRESIÓN MÁXIMA \_\_\_\_\_ PRESIÓN DE OPERACIÓN: \_\_\_\_\_

LONGITUD DE LA TUBERÍA A INSPECCIONAR: \_\_\_\_\_

LOCALIZACIÓN DEL LANZADOR: \_\_\_\_\_

LOCALIZADOR DEL RECIBIDOR: \_\_\_\_\_

PLANOS DISPONIBLES DE LA LÍNEA (CUALES): \_\_\_\_\_

FECHA DE INSPECCIÓN ANTERIOR DE LA LÍNEA CON DIABLO INSTRUMENTADO \_\_\_\_\_

**CONDICIONES PROPUESTAS DE OPERACIÓN DURANTE LA INSPECCIÓN**

FLUJO VOLUMÉTRICO O VELOCIDAD DEL FLUJO

MINIMO: \_\_\_\_\_ MÁXIMO: \_\_\_\_\_

PRESIÓN MINIMA: \_\_\_\_\_ PRESIÓN MÁXIMA: \_\_\_\_\_

TEMPERATURA MINIMA: \_\_\_\_\_ TEMPERATURA MÁXIMA: \_\_\_\_\_

CONTENIDO DE PARAFINA(%): \_\_\_\_\_

CONTENIDO MÁXIMO DE ACIDO SULFIDRICO(ppm.): \_\_\_\_\_

CONTENIDO MÁXIMO DE AGUA SALADA(%): \_\_\_\_\_

INFORMACIÓN PARA INSPECCIÓN CON DIABLO INSTRUMENTADO (2)

## TUBERÍA SUBMARINA

### ESPECIFICACIONES DE LA LÍNEA

a) CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA:

DIÁMETRO INTERNO MÍNIMO DE LA LÍNEA (INCLUYENDO ACCESORIOS) : \_\_\_\_\_

RADIO DE CURVATURA MÍNIMO DE CODOS: \_\_\_\_\_

DIÁMETRO DE LA TUBERIA	% DEL TOTAL DE LA LÍNEA	ESPESOR DE PARED	GRADO	PROCESO DE * MANUFACTURA

\*ERW SOLDADURA DE RESISTENCIA ELECTRICA.  
SMAW SOLDADURA DE ARCO ELECTRICO MANUAL.  
SAW SOLDADURA DE ARCO ELECTRICO SUMERGIDO.  
GMAW SOLDADURA DE ARCO ELECTRICO CON PROTECCIÓN DE GAS.  
SMLS SIN COSTURA.

b) CARACTERÍSTICAS DE LAS TRAMPAS.

- LANZADOR.

LONGITUD DE LA CUBETA: \_\_\_\_\_ DIÁMETRO DE LA CUBETA: \_\_\_\_\_

DISTANCIA DE LA REDUCCIÓN A LA VÁLVULA PRINCIPAL DE LA TRAMPA: \_\_\_\_\_

- RECEPTOR

LONGITUD DE LA CUBETA: \_\_\_\_\_ DIÁMETRO DE LA CUBETA: \_\_\_\_\_

DISTANCIA DE LA REDUCCIÓN A LA VÁLVULA PRINCIPAL DE LA TRAMPA: \_\_\_\_\_



INFORMACIÓN PARA INSPECCIÓN CON DIABLO INSTRUMENTADO (2)

TUBERÍA SUBMARINA

**ESPECIFICACIONES DE LA LÍNEA**

c) VÁLVULAS DE BLOQUEO

TIPO: \_\_\_\_\_

DIÁMETRO INTERNO MÍNIMO DE LA VÁLVULA: \_\_\_\_\_

d) VÁLVULAS DE RETENCIÓN

TIPO: \_\_\_\_\_

e) TEES Y RAMALES

TIPO DE TEES: \_\_\_\_\_

DIÁMETRO DEL RAMAL: \_\_\_\_\_ ANGULO CON RESPECTO AL CABEZAL: \_\_\_\_\_

OBSERVACIONES:

INFORMACIÓN PARA INSPECCIÓN CON DIABLO INSTRUMENTADO (2)

## TUBERÍA SUBMARINA

### RESUMEN DE LA INSPECCIÓN CON DIABLO INSTRUMENTADO

TIPO DE DIABLO (METODO): \_\_\_\_\_

CARACTERÍSTICAS DEL DIABLO: \_\_\_\_\_

LOCALIZACIÓN DE COORDENADAS		ESPESOR MÍNIMO DETECTADO (PLG)	OBSERVACIONES
X	Y		

LOCALIZACIÓN DE COORDENADAS		ESPESOR MENORES A LOS REQUERIDOS POR PRESIÓN INTERNA	OBSERVACIONES
X	Y		

**NOTAS:**

- 1) DEBERAN INDICARSE TODAS LAS CARACTERÍSTICAS DEL DIABLO EMPLEADO
- 2) DEBERAN ANEXARSE EL REGISTRO DE RESULTADOS
- 3) CUANDO SE LOCALICEN FISURAS U OTRO TIPO DE DAÑOS DEBERAN INDICARSE EN EL RECUADRO DE OBSERVACIONES

\_\_\_\_\_  
TÉCNICO INSPECTOR

\_\_\_\_\_  
TÉCNICO ANALISTA

\_\_\_\_\_  
REPTTE. DEL CLIENTE

## **6.3.5.- PROCEDIMIENTO DE TRABAJO PARA LA REPARACIÓN DE ANOMALÍAS DETECTADAS CON EL DIABLO INSTRUMENTADO.**

### **CONTENIDO**

**6.3.5.1.- ANTECEDENTES**

**6.3.5.2.- OBJETIVO**

**6.3.5.3.- ALCANCE DE LA APLICACION**

**6.3.5.4.- RESPONSABILIDADES**

**6.3.5.5.- DEFINICIONES**

**6.3.5.6.- COMENTARIOS SOBRE DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCEDIMIENTO.**

#### **6.3.5.1.- ANTECEDENTES.**

Como consecuencia de una inspección con diablo instrumentado, se obtiene información de las anomalías en ductos, las cuales, dependiendo de su evaluación en función de códigos, podrán ser reparadas en forma provisional o en forma definitiva.

Las reparaciones definitivas son: Camisas tipo B, camisas mecánicas y sustitución de tramos dañados.

Como primer paso para la reparación de una anomalía reportada por el diablo instrumentado, será necesario realizar la localización en campo de la anomalía. Posteriormente, se procederá a inspeccionarla ultrasónicamente y verificar que los datos reportados por el diablo instrumentado sean iguales a la inspección física de la anomalía. Con estos datos se procederá a seleccionar el método adecuado de reparación.

El supervisor, dentro del alcance de este procedimiento, tendrá la responsabilidad de cumplir con los requerimientos establecidos para efectuar la reparación de las anomalías reportadas por el diablo instrumentado.

El contratista será responsable ante el supervisor de proveer todos los materiales, equipo, control de calidad y personal necesario para efectuar las reparaciones requeridas y entregar resultados al supervisor. En el caso de que se presente algún imprevisto, será responsabilidad del contratista resolver el problema de tal manera que se cumpla con lo solicitado. El supervisor no es responsable de los daños que puedan sufrir el equipo o el personal asignado a realizar las tareas.

El personal del Area Operativa será el responsable de entregar el ducto en condiciones requeridas para realizar los trabajos de reparación.

El personal de seguridad industrial del cliente será el responsable de verificar que los trabajos se realicen bajo condiciones adecuadas de seguridad.

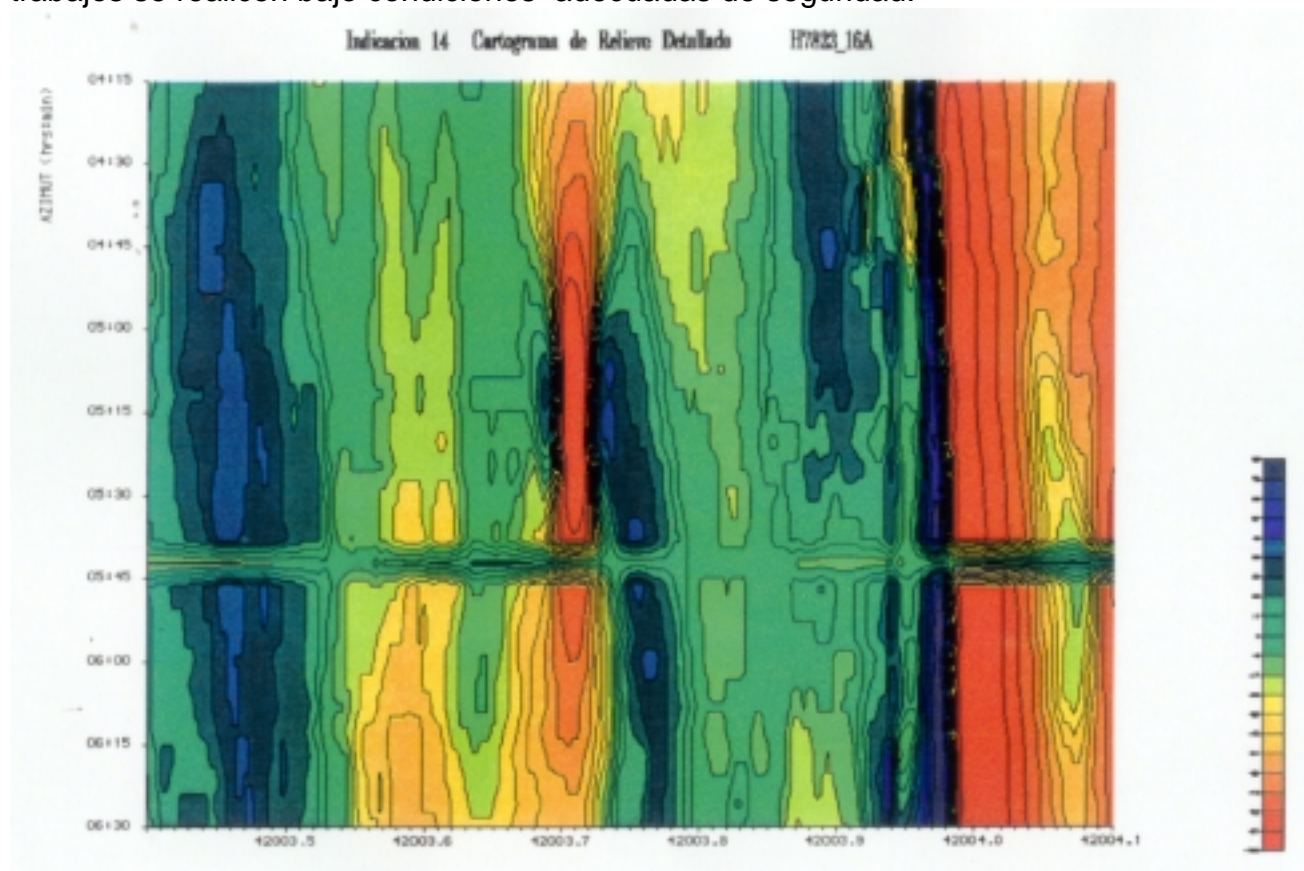


FIGURA No. 86 RELIEVE DE PERDIDA METALICA GRAFICADA POR UN DIABLO INSTRUMENTADO

Número de Hoja de Inspección 14

Descripción de la Indicación	
Tipo:	Pérdida de Metal Externa
Orientación:	ES-ES (Atansa)
Longitud axial:	23 mm
Ancho circunferencial:	35 mm
Profundidad - Máxima:	40% GP
Relación de presión (PR):	0.616
Regla de selección de indicación:	7
Grosor de pared nominal para el tubo:	10.30 mm
Distancia absoluta desde la curvatura:	4200.7 metros
<b>Comentarios:</b> Esta pérdida de metal es característica de corrosión.	

Ubicación de la Indicación	
<b>Referencia(s) Principal(les):</b>	
1.	MARC. DE LÍNEA 36+000 - 17 (Soldadura circunferencial 32740 + 11.4m)
2.	VÁLVULA (Soldadura circunferencial 36690 + 0.9m)
<b>Soldadura Circunferencial de Referencia:</b> La soldadura circunferencial de referencia hacia el extremo Atansa (agora arriba) del tubo con la indicación, es el número 35480. La ubicación de esta soldadura es 3657.8 metros aguas abajo de la referencia 1, y 1387.7 metros aguas arriba de la referencia 2.	
<b>Indicación:</b> La indicación esta ubicada a 11.4 metros aguas abajo de la soldadura circunferencial de referencia.	

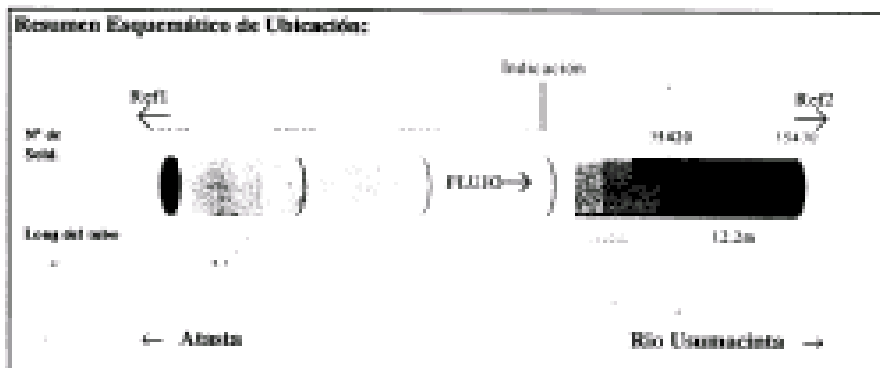


FIGURA No. 87 REPORTE DE INSPECCION

### **6.3.5.2.- OBJETIVO**

Reparar las anomalías reportadas por un diablo instrumentado (diablo inteligente). Tales reparaciones podrían ser provisionales o permanentes

### **6.3.5.3.- ALCANCE DE LA APLICACIÓN**

Este procedimiento debe ser aplicado para reparar anomalías reportadas por un diablo instrumentado (diablo inteligente) como: picaduras por corrosión generalizada, abolladuras, fracturas, soldaduras defectuosas, etc. En tuberías que transportan hidrocarburos.

### **6.3.5.4.- RESPONSABILIDADES**

El supervisor deberá, dentro del alcance de este procedimiento, cumplir con los requisitos establecidos para llevar a cabo reparaciones de anomalías detectadas por el diablo inteligente.

El contratista será el responsable de suministrar todo el material, equipo, control de calidad y personal necesario para llevar a cabo las reparaciones y de entregar los resultados al supervisor. En caso de que se presente una situación inesperada el contratista será responsable de resolver el problema de forma tal que se cumpla lo solicitado. El supervisor no se hará responsable de los daños que pudiera sufrir el equipo o el personal asignado para la realización de las tareas.

### **6.3.5.5.- DEFINICIONES**

#### **ABOLLADURAS**

Todos aquellos defectos tales como deformaciones que afectan o modifican sensiblemente la geometría circunferencial del ducto.

#### **ANOMALÍA**

Todo defecto en la tubería, el cual puede incluir pérdida de metal, deformación de la superficie o cualquier otro cambio en su micro estructura, en sus propiedades y/o apariencia.

## CORROSIÓN GENERALIZADA

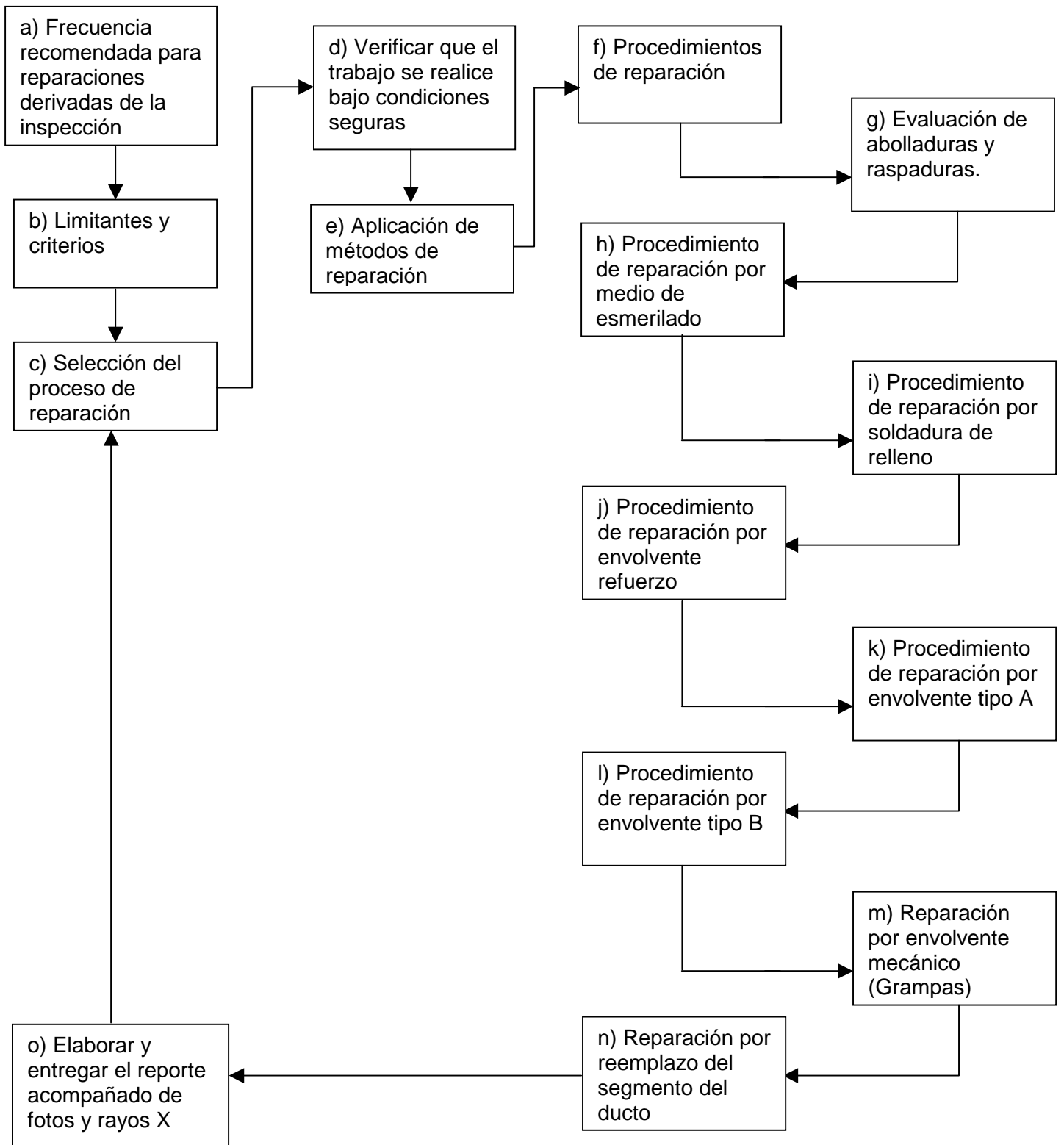
Perdida del espesor de la pared del tubo, debido al proceso conocido como corrosión; la superficie del tubo afectada por corrosión es sensiblemente mayor en comparación con la pérdida de espesor.

## CORROSIÓN POR PICADURAS

Perdida de metal por corrosión en un área reducida.

## SOCAVACIÓN

Es la Producción de una rama por fusión en el metal base adyacente a la raíz de la soldadura y que no es rellenada por el metal de aporte.



**DIAGRAMA NO.16**  
**REFERENCIAS Y ANTECEDENTES PARA REPARACIÓN DE DUCTOS**



## **6.3.5.6 COMENTARIOS SOBRE DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCEDIMIENTO.**

### **6.3.5.6.1 PROCESOS**

a) Frecuencia recomendada en los códigos para las reparaciones con diablo instrumentado

La frecuencia para reparar anomalías dependerá en gran medida de la severidad de las anomalías reportadas por el diablo instrumentado.

Evaluación de los daños por corrosión externa/interna, abolladuras, ralladuras, etc.

Evaluación de las zonas corroídas a través de la presión interna utilizando los criterios ANSI/ASME B31.G

El alcance de este procedimiento abarca todas las tuberías que se encuentran dentro de los códigos ANSI/ASME B31.4 Y B31.8

Este procedimiento no se utilizara para establecer la norma de aceptación en ductos que pudieran haberse corroído antes o durante la construcción y/o instalación. Este criterio solo pretende proporcionar los lineamientos para el diseñador u operador de ductos.

b) Limitaciones y criterios

Limitaciones

- a) Este criterio limita la evaluación de la resistencia remanente en ductos de acero al carbón con corrosión con corrosión.
- b) Este criterio se aplica solo a defectos en el cuerpo del ducto, causados por corrosión galvanica o electrolítica la cual produce la perdida de espesor. Este procedimiento no debe ser utilizado para evaluar la resistencia remanente por corrosión en soldadura circunferencial o longitudinal o en zonas afectadas por calor o por defectos causados por laminaciones.
- c) Los criterios presentados en este manual se basan en la capacidad que tiene el ducto para mantener la integridad en su estructura bajo presión interna o en los casos que exista una fuerza externa que induzca deformaciones significativas por flexión o torsión.

d) Seleccionar el procedimiento de reparación

La selección del procedimiento de reparación dependerá del tipo de anomalía encontrada en el ducto, es decir, nos indicara el procedimiento a utilizar de acuerdo a la severidad con la ayuda del diagrama de flujo 1, del documento 1 de este procedimiento. De esta forma, podríamos llevar a cabo el procedimiento de reparación adecuado.

e) Verificar que el trabajo se lleve a cabo bajo las condiciones adecuadas de seguridad

El personal de seguridad industrial de PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN será el responsable de verificar que los trabajos se lleven a cabo bajo las condiciones apropiadas de seguridad.

Requisitos de seguridad

El departamento de seguridad solicitara un permiso para realizar trabajos peligrosos, en el cual se debe de especificar claramente las actividades a realizar; es probable que el trabajo no se lleve a cabo hasta que el departamento de seguridad industrial otorgue el permiso al supervisor a cargo del mantenimiento y hasta que se den todas las recomendaciones.

f) Aplicar métodos de reparación

Aplicación del método

El criterio ANSI/ASME B31.G consiste principalmente en determinar la extensión longitudinal máxima permisible de corrosión; este método se aplica a ductos que operan en o arriba del 30% del esfuerzo de fluencia minimode especificado ( $F_y$ ) y cuando la profundidad de la corrosión ( $d$ ) es menor del 80% del espesor nominal del ducto ( $t$ ), la determinación de la resistencia remanente de los ductos con corrosión se calcula mediante el siguiente procedimiento:

1. Determinación de la profundidad de corrosión ( $d$ ), si  $d$  es menor del 10% del espesor nominal del ducto ( $t$ ), no será necesario considerar una reducción de la presión máxima permisible de operación (MAOP). Si " $d$ " es mayor que 80% de " $t$ " se debe tomar en consideración la remoción del segmento dañado.
2. la longitud permisible máxima corroída debe determinarse bajo la siguiente expresión:

$L$  = Longitud permisible máxima del área corroída en la dirección  
 $L_m$ .

$B$  = Factor de concentración de esfuerzos, cuyo valor no excederá de 4.0, el cual se calcula con una ecuación

$D$  = Diámetro nominal exterior del ducto expresado en mm.

$f$  = Espesor de pared nominal del ducto expresado en mm.

d = Máxima profundidad del área corroída en mm.

3. Si la longitud (L) calculada con la ecuación es mayor que la longitud corroída medida en campo (Lm), cualquier método utilizado para detener el avance de la corrosión es suficiente, sin embargo, cuando L es menor que Lm, será necesario reforzar o sustituir el área corroída o disminuir la presión de operación a un valor según se indica a continuación.

- a) Determinar la longitud efectiva Lm de corrosión a lo largo del eje longitudinal de la tubería.
- b) Calcular el parámetro adimensional A.

Donde:

D = diámetro exterior nominal del ducto.

c = Calcular la presión máxima segura para el área corroída p'

Para valores de A menores o iguales a 4.0

$$P' = 1.1p \dots \dots \dots 5.5.4$$

Donde:

p' = Presión máxima para el área corroída, Kg/cm<sup>2</sup> (lb/pulg<sup>2</sup>)

p = Presión de diseño (excluyendo el factor de junta) o la presión de operación máxima permisible (MAOP) la mayor de ellas, Kg/cm<sup>2</sup> (lb/pulg<sup>2</sup>)

Para valores A mayores de 4.0

$$p' = 1.1p (1-d/t) \dots \dots \dots 5.5.5$$

p' no puede exceder p, en ningún caso de las expresiones 5.5.4 y 5.5.5

4. La información básica si como la evaluación de la anomalía deberán seguirse utilizando el formato 1 del documento 2 de este procedimiento.

#### g) Procedimiento de reparación

En esta parte del procedimiento de trabajos se presentan los métodos más utilizados para la reparación de daños reportados por el diablo instrumentado. Estos métodos (o procedimientos) son: por esmerilado, por medio de soldadura de relleno, empleando camisa metálica, empleando camisa mecánica (abrazadera) y por sustitución de carrete.

## h) Evaluación de abolladuras y rayones

### Evaluación de abolladuras

Se podrán permitir abolladuras en el tubo cuando se cumplan los siguientes tres puntos:

- a) La profundidad de estas no exceda de 6 mm. (1/4") para tuberías de 304.8 mm. de 12" diámetro; y de 6% del diámetro nominal del tubo, para tuberías mayores de 304.8 mm. 12" de diámetro.
- b) No interfieran con el paso de diablos.
- c) No contengan grietas, muescas, rayones, etc., o soldadura circunferencial.

En el caso de que la abolladura exceda en profundidad el 6% del diámetro nominal del tubo, involucre grietas u otras anomalías, o interfieran con el paso del diablo, el tramo que contenga la abolladura deberá ser sustituido.

### Evaluación de rayones

Todos los daños de superficie tales como muescas, rayones, ranuras, picaduras por corrosión y quemaduras de arco, cuya profundidad no exceda el 12.5% del espesor nominal de pared del tubo, se pueden reparar por medio del esmerilado siempre y cuando no se encuentren en abolladuras, en caso contrario, como se menciona en el punto anterior, el tubo debe ser sustituido.

Si la profundidad del daño es mayor del 12.5% pero menor del 80% del espesor nominal de pared del tubo, la reparación puede llevarse a cabo utilizando camisas metálicas (tanto del tipo A como del tipo B), o por medio de camisas mecánicas, cuya utilización se describirá posteriormente.

Si el defecto excede el 80% del espesor nominal de pared del tubo, se pueden utilizar camisa metálica tipo B o camisa mecánica (abrazaderas mecánicas o grampas).

También se puede sustituir el tramo dañado

## i) Procedimiento de reparación por medio de esmerilado

En esta parte del procedimiento del trabajo se presentan los métodos más utilizados para la reparación de daños reportados por el diablo instrumentado. Estos métodos (o procedimientos) son: por esmerilado, por medio de soldadura de relleno, empleando camisa metálica, empleando camisa mecánica (abrazadera) y por sustitución de carrete.

Este procedimiento de esmerilado sigue los siguientes pasos:

- a) Esmerilar por capas delgadas, tratando de formar una superficie parabólica. Al final de cada capa medir, por medio de ultrasonido, el espesor de pared remanente, con el objeto de no esmerilar más del 12.5% . posteriormente se deberá aplicar la prueba de partículas magnéticas en caso de indicaciones de grietas se esmerilará

nuevamente y se medirá nuevamente el espesor remanente por medio de ultrasonido.

- b) Repetir el ciclo anterior hasta eliminar las anomalías
- c) Aplicar recubrimiento anticorrosivo epóxico o similar.

j) Procedimiento de reparación por medio de soldadura de relleno

Este procedimiento consiste en los siguientes pasos:

- a) El área debe estar libre de toda impureza, de acuerdo al código API 1104 inciso 4.1.
- b) Colocar cordones de soldadura, paralelos uno con respecto al otro, en la dirección circunferencial de la tubería.
- c) Depositar un cordón de refuerzo que circunde a la cama de cordones del paso anterior.
- d) Colocar cordones paralelos, uno con respecto al otro, en la dirección longitudinal de la tubería, de manera que se forme una cuadrícula con los cordones en dirección circunferencial pero que queden circunscritos en el cordón de refuerzo.

k) Procedimiento de reparación empleando camisa de refuerzo.

Cabe mencionar que a la camisa de refuerzo también se le conoce como encamisado metálico. Existen dos tipos de camisas de refuerzo; Camisas de refuerzo tipo A y camisa de refuerzo tipo B, las cuales se describen en este inciso.

Las camisas de refuerzo son los métodos más importantes y los más ampliamente usados para la reparación de anomalías, puesto que estos procedimientos pueden llevarse a cabo sin poner fuera de servicio a la línea de tubería. Experimentos han demostrado que las camisas de refuerzo, fabricadas adecuadamente, restauran, por lo menos al 100% del esfuerzo mínimo especificado de fluencia ( $F_y$ ), la resistencia de una pieza dañada.

l) Procedimiento de reparación para la camisa de refuerzo tipo A

Este tipo de camisa de refuerzo es muy atractivo, ya que la camisa puede ser instalada en una tubería, sin necesidad de soldarse a ella. Funciona como refuerzo para una área defectuosa, pero no puede contener presión, por lo que no deberá utilizarse en zonas dañadas en donde existan fugas.

Una configuración típica de una camisa de refuerzo tipo "A" se muestra en la siguiente figura y como se puede observar cuenta con dos mitades de un tubo o de dos placas curvadas adecuadamente, las cuales son colocadas alrededor de la tubería, en la área donde se encuentra la anomalía. Estas placas se fijan entre sí soldándose las costuras laterales, ya sea por soldadura a tope en V, o también soldándose una placa traslapada.

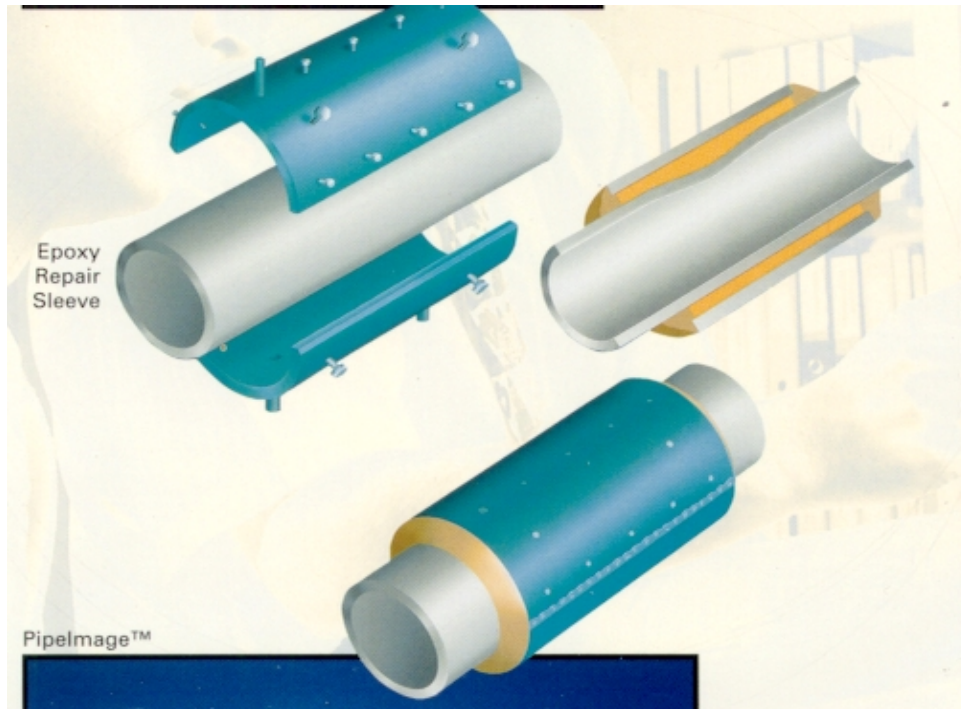


FIGURA No. 88 CAMISA TIPO A PARA REPARACIÓN DE DAÑOS EN DUCTOS

Una de las ventajas de este tipo de camisa sobre los otros métodos de reparación es que para reparar tramos dañados relativamente cortos ( $L$  menor o igual  $\sqrt{(20D \cdot t)}$ ) refuerza eficazmente la pared del tubo, sin ser esta necesariamente un miembro estructural de alta integridad. Por esta razón, puede fabricarse sin requerir de una rigurosa inspección no destructiva para asegurar su efectividad.

A causa de que esta camisa no soporta esfuerzos circunferenciales, puede cumplir su función de restricción sin necesidad de tener un espesor como el de la pared del tubo.

Se recomienda que cuando se van a hacer reparaciones con este tipo de camisa en tramos cortos, el espesor no sea menor de  $2/3$  partes del espesor de pared del tubo. Cuando se requiera para reparar tramos con longitudes de daños mayores de  $\sqrt{(20D \cdot t)}$ , el espesor de la camisa deberá ser al menos tan grande como el espesor de la pared del tubo.

La camisa deberá extenderse por lo menos 100 mm (4 pulgadas) a cada lado del defecto, esto con el propósito de asegurar que la camisa cumple satisfactoriamente su función.

m) Procedimiento de reparación para la camisa de refuerzo Tipo B.

Los extremos de este tipo de camisa, al contrario de la tipo A, van soldados a la tubería. La tipo B puede ser usada para reparar fugas y para reforzar circunferencialmente a la tubería.

Como puede soportar presión y esfuerzos longitudinales substancialmente, impuestos en la tubería por cargas laterales, la camisa tipo B deberá ser fabricada cuidadosamente para asegurar dicha integridad.

La camisa de refuerzo tipo B se muestra en la figura siguiente y también consiste de dos mitades semicilíndricas de tubería o de placas curvas, pero sus extremos se soldarán a la tubería por medio de soldadura de filete y las costuras longitudinales deberán ser a tope.

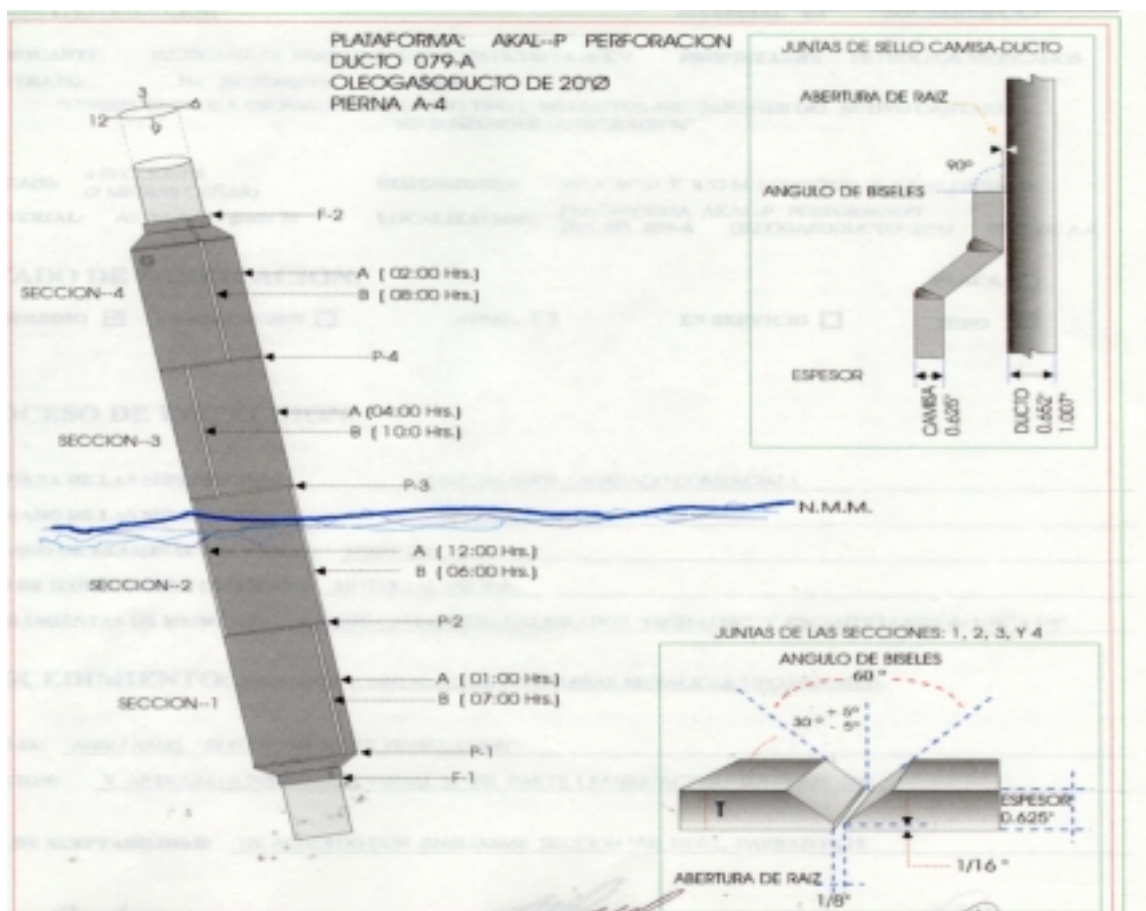


FIGURA No. 89 CAMISA TIPO B INSTALADA EN ZONA DE MAREAS Y OLEAJES DE UN DUCTO ASCENDENTE

No se deberá utilizar este tipo de camisas cuando el espesor de pared se ha adelgazado mucho por la corrosión, ya que al soldarlas a la tubería se podría agujerar la pared del tubo. Por lo anterior esta camisa sol se deberá utilizar si las zonas de adelgazamiento quedan totalmente cubiertas por dicha camisa, esto con el propósito de soldar sobre un espesor de pared suficiente para evitar la penetración en le tubo.

No se deben instalar este tipo de camisas con una longitud mayor de 3 metros de longitud. Estas camisas deben de encajar perfectamente en la tubería, de lo contrario, las costuras laterales de soldadura y la circunferencial serían deficientes, ocasionando por lo tanto que la reparación también sea deficiente.

Se recomienda que las camisas de refuerzo que se instalen estén hechas de acero con bajo contenido de carbono, tales como los A516 Y A 537 de alta resistencia a la presión.

n) Procedimiento de reparación por medio de camisas mecánicas o GRAPAS.

Este procedimiento de reparación, rápido y seguro, lleva a cabo su función sin necesidad de poner fuera de servicio a la línea y en un mínimo de tiempo.

Las grapas mecánicas (camisas mecánicas), se utilizan para la reparación de anomalías en tuberías que estén trabajando ya sea a bajas o altas presiones y temperaturas, las cuales transportan hidrocarburos en estado líquido o gaseoso. Su construcción única permite realizar los trabajos de reparación mientras la línea continúa en operación.

En el mercado, existen diferentes tipos y tamaños de grapas y abrazaderas mecánicas atornilladas de excelente calidad. Una de ellas muy utilizada es la del tipo SPLIT + SLEEVE que se encuentra disponible para reparar tuberías de diámetros de 1 1/2 " hasta 48" diam. En la siguiente figura se muestra una de estas camisas atornilladas:

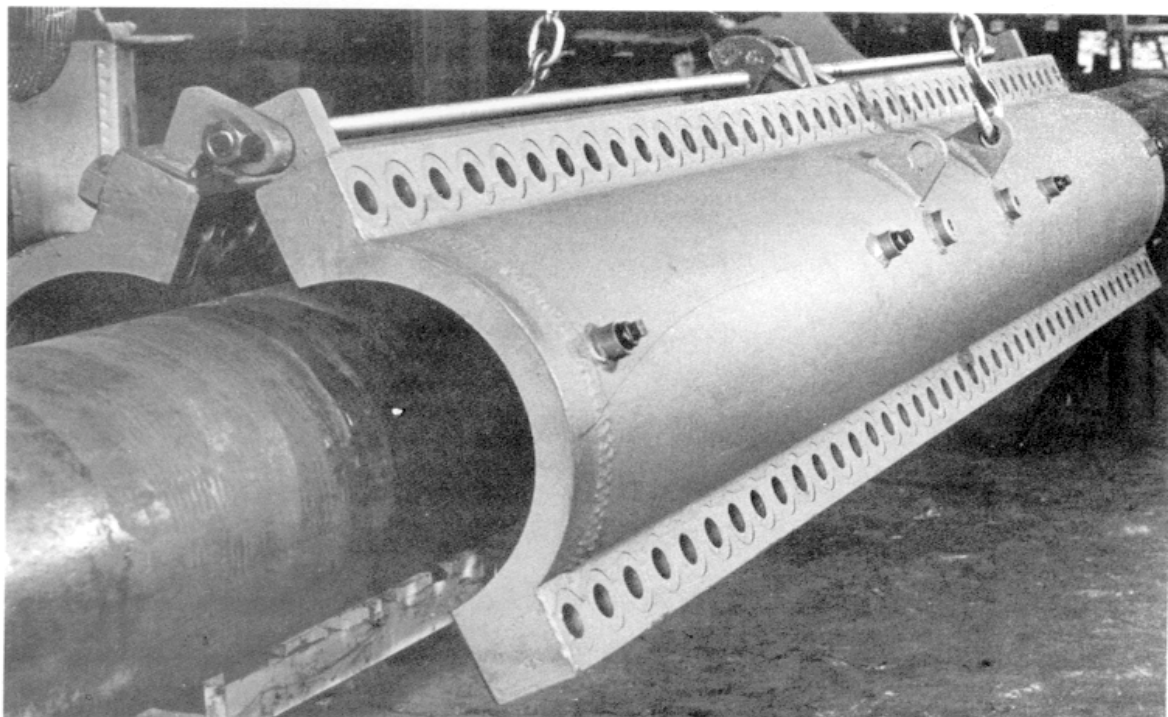


FIGURA No. 90 GRAPA PLIDCO SPLIT + SLEEVE



Su procedimiento de instalación es el siguiente:

- 1.- Se coloca cada una de las mitades alrededor de la tubería, cerca de la anomalía y se ensambla la abrazadera. Se deben colocar holgadamente, es decir, sin apretar inicialmente los pernos comúnmente llamados “espárragos” en el ambiente de ductos.
- 2.- Se mueve la abrazadera ya ensamblada de tal forma que cubra por completo la anomalía.
- 3.- Se aprietan los pernos o “espárragos”, esto con el propósito de que la abrazadera se quede integrada a la tubería y que así, pueda llevar a cabo su función de reparación y sobre todo de contención de la fuga ya que son eficientes en su hermeticidad siempre y cuando la tubería a reparar esté redonda para el mejor apriete de los sellos.
- 4.- En el caso de que se quiera soldar la abrazadera mecánica al tubo, se recomienda seguir los siguientes incisos:

Unir mediante soldadura de filete, los extremos de la abrazadera al tubo. Soldar longitudinalmente las dos mitades de la abrazadera. Posteriormente soldar las tuercas a los espárragos.

Para que la soldadura sea más eficiente, esta debe hacerse cuando la tubería se encuentre en operación.

m ) Procedimiento de reparación por medio de la sustitución del carrete dañado.

ALCANCE.

Emitir recomendaciones pertinentes a fin de lograr que las actividades de reparación por sustitución de tramo sean llevadas a cabo de una manera organizada, tal que garantice una correcta ejecución de los trabajos y un margen aceptable de seguridad y calidad.

El presente procedimiento aplicará a actividades de reparación por sustitución de tramo.

DOCUMENTOS BÁSICOS PARA LA REPARACIÓN

- |                              |   |
|------------------------------|---|
| a) Registro de la línea.     | d) Plan de contingencia.                                |
| b) Registro de antecedentes. | e) Diagrama de responsabilidades.                       |
| c) Orden de reparación.      | F) Libro del proyecto avalado por seguridad industrial. |

## REQUERIMIENTOS GENERALES PARA EFECTUAR UNA REPARACIÓN POR SUSTITUCIÓN DE CARRETE.

### REQUISITOS DE SEGURIDAD:

Será requisito indispensable tramitar un permiso de trabajo peligroso ante el área de seguridad, en el cual deberá especificarse claramente las actividades a realizar, los trabajos no podrán iniciarse hasta que el supervisor responsable de mantenimiento tenga en su poder el permiso debidamente autorizado por el departamento de seguridad industrial, y se hayan realizado todas sus recomendaciones.

### SECUENCIA Y ALCANCE DE LOS TRABAJOS:

- 1.- Correr un diablo de limpieza, con el propósito de desalojar todos los líquidos del interior del ducto y poder así depresionar totalmente al mismo.
- 2.- Una vez depresionado el ducto, se revisará la hermeticidad de las válvulas de seccionamiento y en caso de requerirse, se instalarán bridas ciegas o comales, y se abrirán a la atmósfera todos los injertos localizados antes del seccionamiento.
- 3.- Una vez concluidos los puntos 1 y 2, se efectuarán dos cortes simultáneos en la longitud especificada por la ingeniería del tramo a sustituir, menos 0.30 m de longitud que será removido posteriormente al efectuar el biselado. Los cortes se realizarán con herramienta de devastado manual (cortatubos).
- 4.- Terminados los cortes, retirar el tramo dañado mediante maniobras de la grúa, teniendo cuidado de no producir alguna chispa durante las maniobras.
- 5.- Instalar tapones de bentonita de aproximadamente un metro de longitud, dejando un espacio limpio de 0.20 m con el propósito de que la bentonita no interfiera en la operación de biselado ni en el de la soldadura. Simultáneamente, en ambos extremos, salvo que por seguridad se considere pertinente, es conveniente dejar uno de los extremos abiertos durante más tiempo con el propósito de que continúe el escape de vapores y evitar el represionamiento a los tapones.
- 6.- Biselar el extremo del ducto mediante el uso de biseladoras con equipo de oxiacetileno, y las dimensiones deben estar de acuerdo con el procedimiento calificado y acorde a lo establecido en API-1104.
- 7.- Terminado el primer bisel, se procederá a efectuar las maniobras para el alineado de la primera junta asoldar, auxiliándose del equipo, teniendo cuidado de no dañar los biseles, una vez alineado se procederá a la primera soldadura utilizando los electrodos recomendados en el procedimiento autorizado por el cliente. No retirar el alineador exterior hasta no garantizar el alineado con puntos de soldadura. Una vez terminado el

cordón de fundido, se procederá a su limpieza con cepillos y cardas. La misma operación se hará con el resto de los cordones hasta terminar la junta, la cual deberá ser radiografía al 100% acorde al código API- 1104.

8.- Verificar que el área para el segundo bisel esté libre de gases, y de ser necesario se reforzarán los tapones de bentonita; posteriormente, se llevarán a cabo las maniobras de presentación de las dos puntas a empatar. Esta junta soldada se reparará conforme a los establecido en el punto 6.

9.- Terminado el segundo bisel se efectuarán las maniobras de empate, levantando a la distancia requerida por ingeniería de la punta, logrando con esta maniobra que la junta se retraiga lo suficiente para permitir el alineado de la junta que una vez terminada se inspeccionará conforme al punto no. 7.

10.- Terminados los resultados radiográficos de la segunda radiografía, se dejará el ducto soportado de una manera adecuada para la aplicación del recubrimiento anticorrosivo y enterrado.

O) Entregar el repote final de la reparación acompañado con fotografías y las radiografías de todas las soldaduras aplicadas.

## REFERENCIAS .

API 1104 – 1998  
Welding of pipelines and related facilities.

ASME B31.4 – 1989  
Liquid Transportation Systems for HYDROCARBONS, liquid Petroleum Gas, Anhydrous Ammonia and Alcohols.

ASME B31.8 – 1989  
G ASME B31.4 – 1989

ASME B31.G - 1991  
Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines.

Norma PEMEX No. 07.3.13.  
Requisitos Mínimos de Seguridad para el Diseño, Construcción, Operación, Mantenimiento e Inspección de Tuberías de Transporte. (capítulo 6).

Información comercial de la empresa PLIDCO (PIPELINE DEVELOPMENT) sobre grapas y camisas atornilladas para la reparación inmediata de fugas en ductos en operación.

### 6.3.6.- CONCLUSIONES.

- Al inspeccionar cada seis años el gasoducto de 36" de diámetro y 77 km de longitud de la plataforma de Compresión del complejo Marino hacia la Terminal Marítima de Dos Bocas, Tabasco se tendrán datos confiables y a todo lo largo del gasoducto submarino, sobre su estado en cuanto a pérdidas de metal por corrosión o daños mecánicos que se lleguen a originar durante su operación en el transporte de gas amargo. Estas mediciones nos ayudarán a evaluar también la eficiencia que están teniendo los sistemas de protección catódica e inyección de inhibidores para evitar las pérdidas de metal externas e internas del gasoducto.
- Por tratarse de un gasoducto que trabajará con gas amargo, el diablo instrumentado que trabaja a base de la técnica de pérdida de flujo magnético es el más indicado para utilizarse en la inspección, con sus correspondientes corridas previas de diablos exploradores como geómetra y sobre todo de diablos de limpieza para asegurar una corrida de inspección exitosa.
- Las trampas de lanzamiento y recibo de diablos que se instalarán tanto en la plataforma de compresión del nuevo Complejo Marino así como en el área de trampas de la Terminal Marítima de Dos Bocas serán de dimensiones apropiadas para correr diablos instrumentados los cuales son más largos y pesados que los diablos de limpieza normales. Lo anterior nos evitará pérdidas de tiempo al tener que cambiar lanzadores y receptores por no tener las dimensiones adecuadas para diablos instrumentados.
- Las anomalías que se llegaran a detectar serán evaluadas conforme a los procedimientos aquí desarrollados a fin de establecer el tipo de reparación a efectuar por medio de la sustitución del tramo o la instalación de camisas de refuerzo tipo A o B ya sea en el ducto ascendente, su curva de expansión, línea regular, arribo playero o en el área de trampas de Dos Bocas.

## **6.4 MONITOREO DE PROTECCIÓN CATÓDICA EN TUBERÍAS SUBMARINAS, DUCTOS ASCENDENTES EN PLATAFORMAS MARINAS Y ARRIBOS PLAYEROS.**

### **CONTENIDO:**

- 6.4.1.- ANTECEDENTES.**
- 6.4.2.- APLICACIÓN DEL PROYECTO.**
- 6.4.3.- OBJETIVO**
- 6.4.4.- ALCANCE**
- 6.4.5.- PERSONAL**
- 6.4.6.- EQUIPOS**
- 6.4.7.- MATERIALES**
- 6.4.8.- PROCEDIMIENTOS**
- 6.4.9.- DIAGRAMAS DE FLUJO**
- 6.4.10.- DIAGRAMAS DE RESPONSABILIDADES**
- 6.4.11.- DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES**
- 6.4.12.- REFERENCIAS**
- 6.4.13.- NORMATIVIDAD APLICABLE.**
- 6.4.14.- CONCLUSIONES**
- 6.4.15.- ANEXOS.**

## **DESARROLLO.**

### **6.4.1.- ANTECEDENTES.**

El monitoreo de la protección catódica de las líneas submarinas es un trabajo muy importante que se realiza cada 10 años aproximadamente a fin de revisar el estado que guarda el sistema de protección catódica por medio de la serie de ánodos de sacrificio que se localizan aproximadamente a cada 130 metros de distancia y en todo el desarrollo del ducto submarino, los cuales son instalados desde la fase constructiva del ducto.

Se ha visto que los ánodos de sacrificio con el tiempo van perdiendo su masa al perder electrones por estar hechos de un material electroquímicamente más activo que el acero de la tubería, por lo que es necesario mediante este monitoreo localizar aquellas zonas y kilometrajes de los ductos donde los potenciales de protección catódica estén por debajo de los 0.850 volts que es el límite permisible por la norma NACE para que el ducto submarino tenga un buen nivel de protección contra la corrosión exterior.

Por lo anterior, el resultado de este monitoreo es el detectar aquellos kilometrajes en los que el ducto ha perdido protección catódica, por el desgaste de sus ánodos, y ser el punto de partida para los programas de reforzamiento del sistema por medio de la instalación de nuevos ánodos, esto con el apoyo de un barco de posicionamiento dinámico equipado con buzos de saturación y soldadura húmeda.

Una vez que se ha terminado el programa de monitoreo de protección catódica de todos los ductos submarinos, y se han localizado las áreas a reforzar, se cuantifica el número de ánodos a instalar por línea y el kilometraje de su instalación, a fin de programar la reinstalación de ánodos en todas las líneas que formaron parte de la campaña de monitoreo, realizada con el apoyo de un barco topógrafo y un vehículo operado a control remoto equipado con equipos para la medición de potenciales de protección catódica, como la media celda de plata cloruro de plata y equipado además con cámaras de video a fin de obtener un registro visual de aquellos ánodos que se localicen en tramos de línea submarina que no estén enterrados o parcialmente enterrados, además de obtener registros visuales de cualquier daño, obstáculo o evento importante que se detecte durante el recorrido con este vehículo comúnmente denominado ROV.

### **6.4.2.- APLICACIÓN DEL PROYECTO.**

El nuevo gasoducto de 36" diam. y 77 km de longitud del Complejo Marino de Producción a la Terminal Marítima de Dos Bocas, Tabasco será monitoreado cada 10 años a fin de revisar los potenciales de protección catódica en el ducto ascendente, la línea regular y los arribos playeros, mediante la utilización de los

equipos antes mencionados y siguiendo el procedimiento que se desarrolla en los siguientes incisos:

### 6.4.3.- OBJETIVO DEL PROCEDIMIENTO DE MONITOREO DE PROTECCIÓN CATÓDICA EN UNA LÍNEA SUBMARINA DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS.

Establecer el procedimiento para efectuar monitoreos de protección catódica de línea regular submarina, ductos ascendentes en plataformas submarinas y arribos playeros. Con el apoyo de lancha con motor fuera de borda en los arribos playeros y de barco oceanográfico en mar abierto que utiliza un vehículo operado a control remoto (ROV), el cual cuenta con sistema de rastreo electromagnético, cámaras de video y medias celdas de plata-cloruro de plata para la medición de potenciales.

### 6.4.4.- ALCANCES

Este procedimiento se aplicará a todo trabajo de monitoreo de protección catódica con R.O.V. de ductos submarinos, ductos ascendentes y de arribos playeros. Para asegurar la calidad de la información así como su correcto almacenamiento.

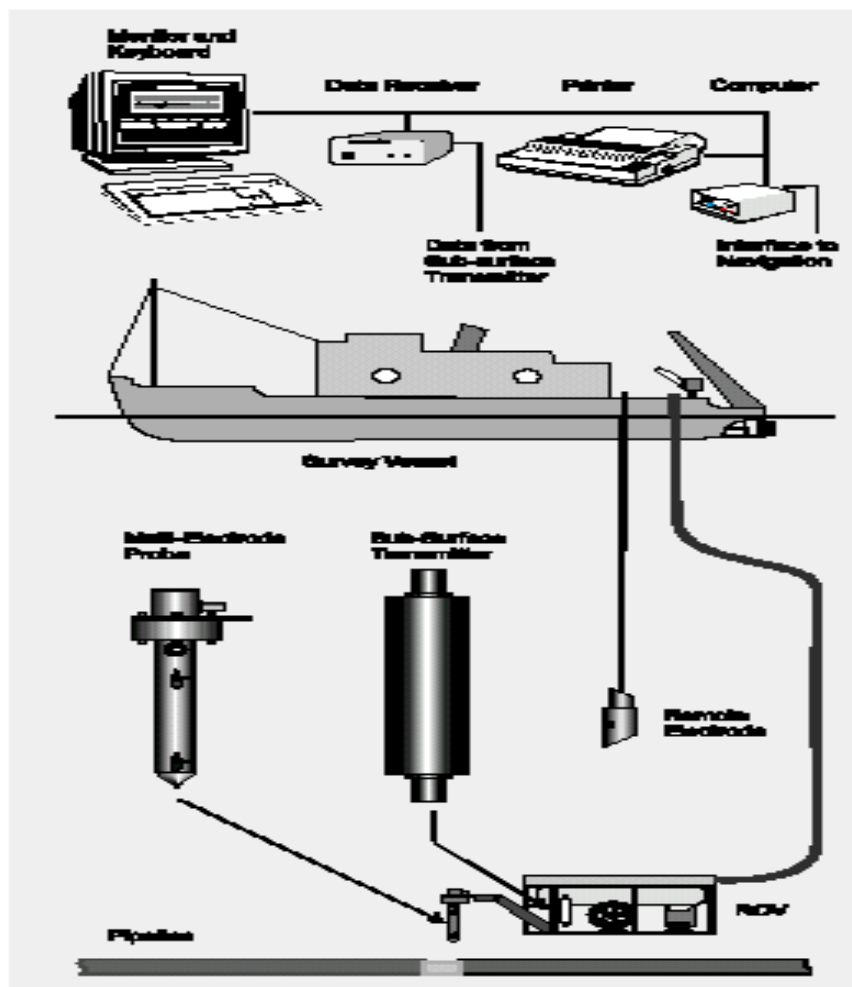


DIAGRAMA No. 17 DEL SISTEMA DE MONITOREO DE PROTECCIÓN CATÓDICA CON R.O.V.

#### 6.4.5.- PERSONAL

El personal necesario para realizar el monitoreo de la protección catódica a ductos submarinos (línea regular y ductos ascendentes) es el siguiente:

PUESTO	12 Hr	24 Hr
Representante de Compañía	1	1
Ingenieros Posicionadores	2	4
Ingeniero de Protección Catódica	1	2
Ingeniero electrónico	1	1
Jefe de Cuadrilla ROV	1	1
Supervisor de ROV	1	2
Piloto ROV	1	2

RENDIMIENTO

5.75 Km/Día

El personal necesario para realizar el monitoreo y evaluación de la protección catódica en arribos playeros es el siguiente:

PUESTO	12 HRS
Representante	1
Ingenieros Posicionadores	1
Ingeniero Protección Catódica	1
Ayudante de Cubierta	1

RENDIMIENTO

5 Km/ Día

#### 6.4.6.- EQUIPOS

El equipo necesario para realizar el monitoreo de la protección catódica de línea regular y ductos ascendentes es el siguiente:

CANTIDAD	DESCRIPCION
1	Barco Oceanográfico
1	Sistema de Posicionamiento GPS Diferencial <ul style="list-style-type: none"><li>• Receptor DGPS y antena diferencial para señal de tierra Veripos HF (o similar)</li><li>• Demodulador para señal diferencial vía satélite Veripos-I (o similar)</li><li>• Computadora Pentium III, HD 10 GB 500 MHz, 128 mb RAM</li><li>• Programa de navegación QINSY (Ambiente Windows)</li><li>• 4 Monitores SVGA de 17 pulgadas.</li><li>• Impresora de inyección de tinta de alta resolución.</li></ul>



- 1 Girocompás de Precisión SG BROWN (o similar)
- 2 Fuentes de Poder Ininterrumpibles (UPS)
- 1 Vehículo Operado a Control Remoto (ROV) 100 HP
  - 3 Cámaras de video
  - Sistema de iluminación (6 lámparas de halógeno)
  - 2 Brazos manipuladores
  - Sensores de conductividad, resistividad y temperatura (CTD)
  - Detector de tuberías Innovatum
  - Perfilador
  - Sonar de Barrido
  - Sistema batimétrico
- 1 Equipo de Evaluación de Protección Catódica
  - Central de procesamiento de información
  - Sonda multielectrodos
  - Electrodo de referencia Ag/AGCl
- 1 Sistema de Rastreo Acústico Trackpoint II Plus Marca ORE
- 1 Ecosonda Digital de frecuencia Dual Marítima Tech E-SEA 260 (osimilar)
- 3 Videograbadoras Semiprofesionales

RENDIMIENTO

5.75 Km/24HR

El equipo necesario para realizar el monitoreo de la protección catódica de arribos playeros es el siguiente:

<b>CANTIDAD</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
1	Lancha con motor fuera de borda para 10 personas
1	Receptor DGPS con señal diferencial vía satélite y antena GPS Veripos-I (o similar)
1	Receptor DGPS con señal diferencial de la estación ubicada en tierra y antena diferencial Veripos-HF (o similar)
1	Computadora Pentium III, HD 10 GB 500 MHz, 128 mb RAM con sistema operativo Windows NT 4.0 Word 2000, Excell 2000
2	Monitores SVGA de 17 pulgadas
1	Software de posicionamiento GPS diferencial QINSY
1	Girocompás electrónico portátil HSP (o similar)
1	Impresora de inyección de tinta a color de alta resolución
1	Fuente Ininterrumpible de Voltaje (UPS) con capacidad de almacenamiento de 30 minutos
1	Fuente de poder de 13.2 Volts de C.D.
1	Transformador de voltaje de 220/110 V. De 1000W
1	Ecosonda de precisión frecuencia dual MARIMATECH-E-SEA 206 computadora portátil PC con programa para la obtención de potenciales y gradientes

- 2 Interfase de datos A-D (medidor de PC)
- 2 Media celda tubo de 2 m con puntas
- 2 Electrodo de referencia de Cu/CuSO<sub>4</sub> de Ag/AGCl
- 2 Electrodo de referencia de Ag/AGCl
- 2 Termómetros de laboratorio
- 2 Medidor de resistividad
- 2 Multímetro digital calibrado
- 2 Electrodo Polatrok ROV de arrastre de fondo protegido de 80'
- 2 Pinzas de contacto magnético con conexión metálica flexible
- 2 Panel de control Polascan con medidores de calibración integral

RENDIMIENTO

5 Km/12 HR

#### 6.4.7.- MATERIALES

El material requerido para el monitoreo de protección catódica de línea regular y ductos ascendentes es el siguiente:

DESCRIPCIÓN	CONSUMO/DIA
Disco Compacto	1
Cartucho de Tinta para Impresora	0.01
Hojas Papel Bond	10
Rollo de Papel Térmico para ecosonda	0.3
Videocasetes VHS	2

El material requerido para el monitoreo de protección catódica de arribos playeros es el siguiente:

DESCRIPCIÓN	CONSUMO/DIA
Disquete magnético	0.5
Cartucho Impresora	0.01
Hojas Papel Bond	10
Rollo de Papel Térmico para ecosonda	0.025
Resina Epoxica para el control de corrosión Marino	0.01
Carrete de alambre cal. 30 AWG	0.03

### 6.4.8.- PROCEDIMIENTOS

Dadas las características del monitoreo de protección catódica de líneas submarinas y ductos ascendentes, este se deberá realizar en dos etapas, en la primera se hará el monitoreo de protección catódica de línea regular. En la segunda etapa se realizara el monitoreo de protección catódica de los ductos ascendentes a plataforma bajo la superficie del mar.

#### ETAPA 1 LÍNEA REGULAR

No.	ACTIVIDADES
1	Se recibe la autorización por parte del representante de PEP abordo para iniciar la inspección, levantamiento y monitoreo de protección catódica de una línea determinada propuesta por el representante de Compañía de acuerdo al programa de inspección y levantamiento.
2	Se configura el sistema de navegación con la base de datos de ductos instalaciones y estructuras marinas en la sonda de Campeche actualizada y autorizada por PEP, además de toda la información necesaria para realizar la inspección y levantamiento de línea regular. Programando la línea específica y el sentido del recorrido de la misma.
3	Se realiza una junta donde intervienen el ingeniero de posicionamiento, el capitán de la embarcación y el supervisor de ROV para determinar las acciones específicas y precauciones especiales considerando los factores ambientales (vientos, dirección y magnitud del oleaje, dirección y fuerza de corriente superficial y submarina).
4	Se realiza el ajuste y calibración de todos los sistemas, equipos y sensores
5	Se reportan las actividades a control marino, proporcionando nombre de la embarcación, número de línea a inspeccionar, diámetro, lugar de inicio y terminación de los trabajos.
6	Se moviliza la embarcación al sitio inicial de la inspección. Utilizando el sistema de posicionamiento DGPS y el programa de navegación en el cual se señala el punto de inicio del levantamiento e inspección de la línea.
7	Con la embarcación en posición de inicio, se procede al lanzamiento de los equipos de rastreo acústico, ecosonda y vehículo operado a control remoto para lo cual se requiere mantener la embarcación en posición fija.
8	Se sincronizan los tiempos de los equipos de rastreo acústico del vehículo operado a control remoto, y del ecosonda con el que se establece el sistema de posicionamiento.
9	Se verifica el funcionamiento individual y colectivo de todos los sistemas involucrados en la inspección y levantamiento.
10	Cuando las cuadrillas (embarcación, posicionamiento, protección catódica y ROV) se encuentren listas, inicia el recorrido sobre el ducto, para realizar el levantamiento, inspección y monitoreo de protección catódica de la línea, de manera visual con cámaras de video en el caso de encontrarse descubierta,

	o con el sistema de detección de tuberías (inovatum) en el caso de encontrarse enterrada.
11	<p>Durante el recorrido se hace registro continuo de los valores de conductividad, temperatura y presión, conjuntamente con el valor de potencial eléctrico y el gradiente de campo de la tubería, todo asociado al KP y coordenadas geográficas UTM, de la tubería. Utilizando el sistema de posicionamiento MDGPS. Se lleva el registro de profundidad del lecho marino, profundidad de enterramiento, KP. Así como de los eventos tales como fallas en el recubrimiento y objetos extraños a la tubería, anotando KP, coordenadas, fecha y hora. Toda la inspección, levantamiento y monitoreo de protección catódica se graba en video y es comentada en audio.</p> <p>En la eventualidad de encontrar una fuga se hará especial énfasis en el registro de los datos y se hará especial énfasis en el registro de los datos y se hará de conocimiento inmediato del representante de PEP abordado.</p> <p>Durante la inspección, levantamiento y monitoreo de protección catódica de línea regular se cuida que el ROV se mantenga dentro de los requerimientos de distancia al ducto para asegurar datos del gradiente de potencial de cálida.</p> <p>En el caso de encontrarse la tubería descubierta, se realizan mediciones de contacto sobre los ánodos para obtener el valor real de potencial y realizar la calibración de la celda de referencia. Así mismo se realizaran contactos en puntos de la tubería que presenten metal expuesto.</p> <p>Para realizar esta maniobra el personal de protección catódica instruye al piloto del ROV se detenga sobre el punto en que se localice un ánodo, para que con el brazo manipulador realice el contacto de la punta metálica de la sonda multielectrodos con el ánodo. Se registra posición y valor obtenido de potencial.</p> <p>A su vez el capitán de la embarcación deberá realizar maniobras para mantener el barco en posición segura respecto al ROV.</p>
12	Al término de la inspección se recuperan los equipos a cubierta, se hace una inspección visual de los mismos y se da mantenimiento de ser necesario. Se informa a control marino de finalización de los trabajos.
13	Se revisa la información obtenida de acuerdo al procedimiento.
14	Se realiza un reporte preliminar con las características principales de la línea tales como coordenadas, punto de inicio, longitud total, porcentaje de tubería enterrada, fecha de inspección, eventos y estado general del recubrimiento si el ducto se encontraba descubierta.
15	Se respalda información digital y se guardan registro para su entrega a gabinete y posterior proceso de información.

## ETAPA 2 DUCTO ASCENDENTE

No.	ACTIVIDADES
1	Finalizando el trabajo sobre línea regular se retira el marco que detiene el sistema detector de tuberías enterradas "Innovatum" (el cual no es necesario ya que la tubería estará visible durante todo el recorrido desde superficie al fondo y porque obstruye las maniobras del ROV cerca del ducto ascendente).
2	Se realiza una junta donde intervienen el ingeniero de posicionamiento, el capitán de la embarcación y el supervisor de ROV para determinar las acciones específicas y precauciones especiales considerando los factores ambientales (vientos, dirección y magnitud del oleaje, dirección y fuerza de corriente superficial y submarina). En esta junta se determinará la factibilidad de aproximarse a la plataforma en la que arriba el ducto, lo cual depende de las condiciones ambientales prevalecientes.
3	Se reportan las actividades a control marino, proporcionando nombre de la embarcación, número de línea a inspeccionar, diámetro y plataforma en la que se realizarán trabajos.
4	El capitán posiciona la embarcación en cercanía del ducto ascendente por inspeccionar.
5	Con la embarcación en posición, se procede al lanzamiento de los equipos de rastreo acústico, ecosonda y vehículo operado a control remoto. Para lo cual se requiere mantener la embarcación en posición fija.
6	Se verifica el funcionamiento individual y colectivo de todos los sistemas involucrados en la inspección y levantamiento.

Para realizar el monitoreo de protección catódica de los arribos playeros se usará el método de arrastre de cable y se deberán seguir los siguientes pasos:

### ACTIVIDADES EN TIERRA

No.	ACTIVIDADES
1	Se recibe la autorización por parte del representante de PEP para iniciar la evaluación de la protección catódica del arribo playero determinado por el representante de la compañía de acuerdo con el programa de trabajo.
2	Localizar la tubería en la playa
3	Se revisa la junta de aislamiento en la brida
4	Se instala un contacto eléctrico en la tubería del lado del mar, mediante abrazaderas.
5	Se utiliza un electrodo de Cu/CuSO <sub>4</sub> tomando y registrando su potencial directamente sobre la tubería hasta llegar a la playa.

## ACTIVIDADES EN EL MAR ZONA SOMERA

<b>No.</b>	<b>ACTIVIDADES</b>
6	Se instala equipo de posicionamiento DGPS y Ecosonda
7	Con una abrazadera se conecta alambre de cobre directamente en la tubería en la playa.
8	Se instala sistema de medición de protección catódica con una celda de Ag/AGCl.
9	Se configura sistema de navegación
10	Se inicia la toma de lecturas de la protección catódica recorriendo la tubería de acuerdo con las coordenadas del ducto obtenidas en el levantamiento del arribo playero. Se deberá ir soltando alambre de arrastre para mantener la referencia de la conexión con respecto a la tubería.
11	Se recupera el alambre después de terminar el trabajo.
12	Se realiza reporte con los valores del potencial obtenido y se entrega a gabinete
13	El posicionamiento de la embarcación se realizara con equipo de posicionamiento por satélite GPS diferencial, referido al mismo sistema de posicionamiento que se utilice en el barco con el ROV.

### 6.4.9.- DIAGRAMAS DE FLUJO

Etapa 1 Monitoreo de Protección Catódica en Línea Regular

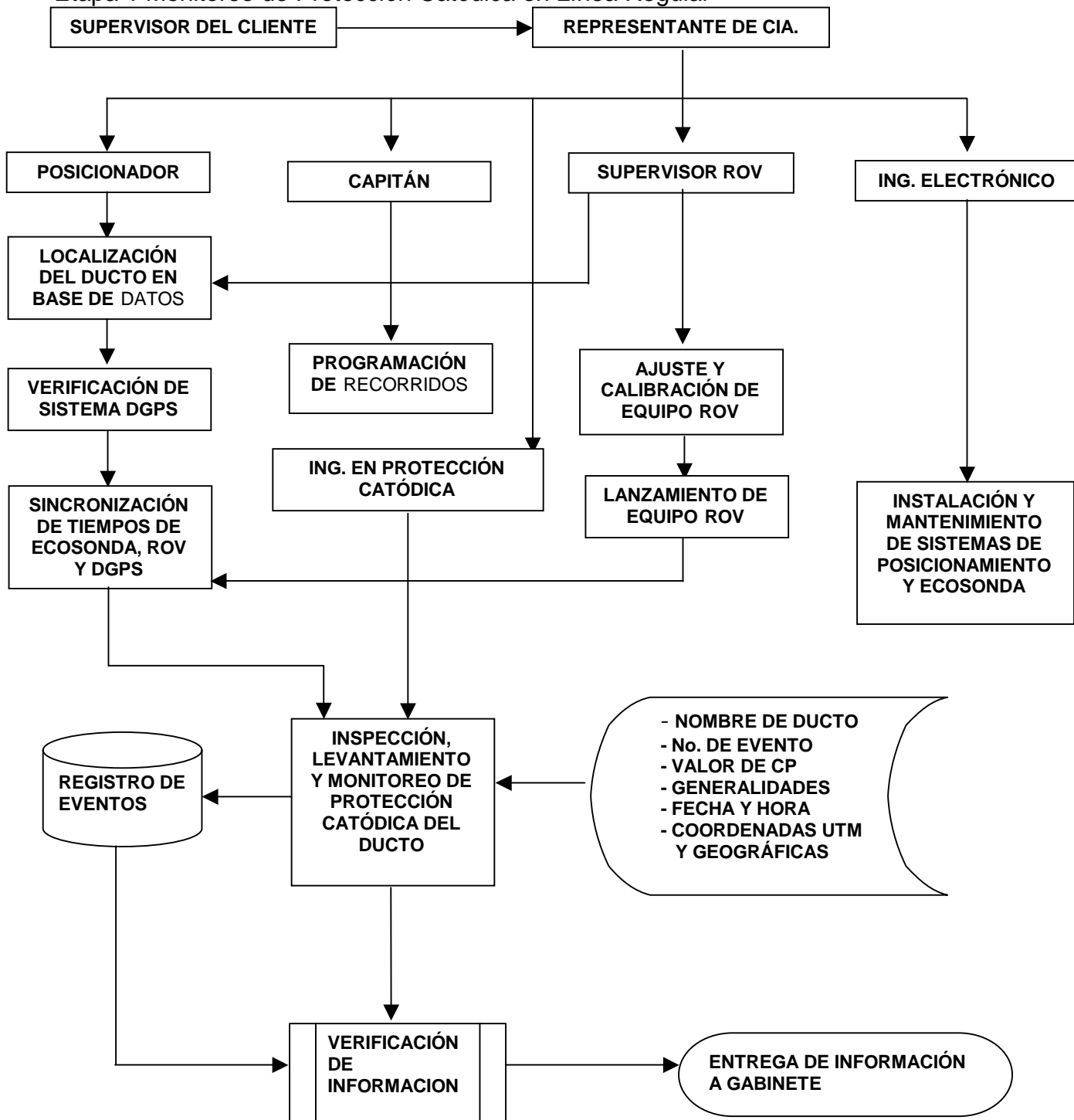


DIAGRAMA No.18

Etapa 2 Monitoreo de Protección Catódica en el Ducto Ascendente

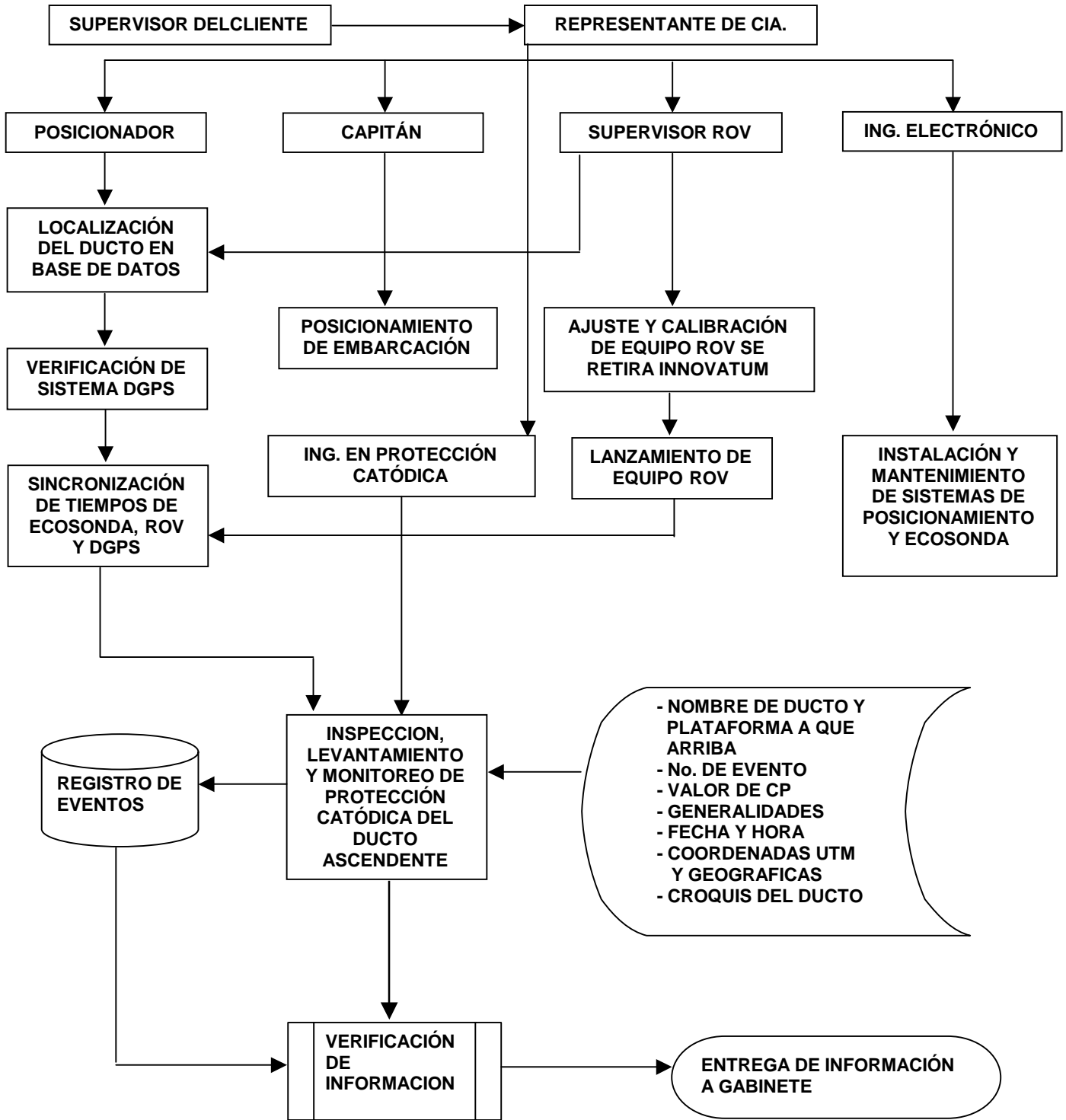


DIAGRAMA No. 19



Etapa 3 Monitoreo de Protección Catódica en el Arribo Playero.

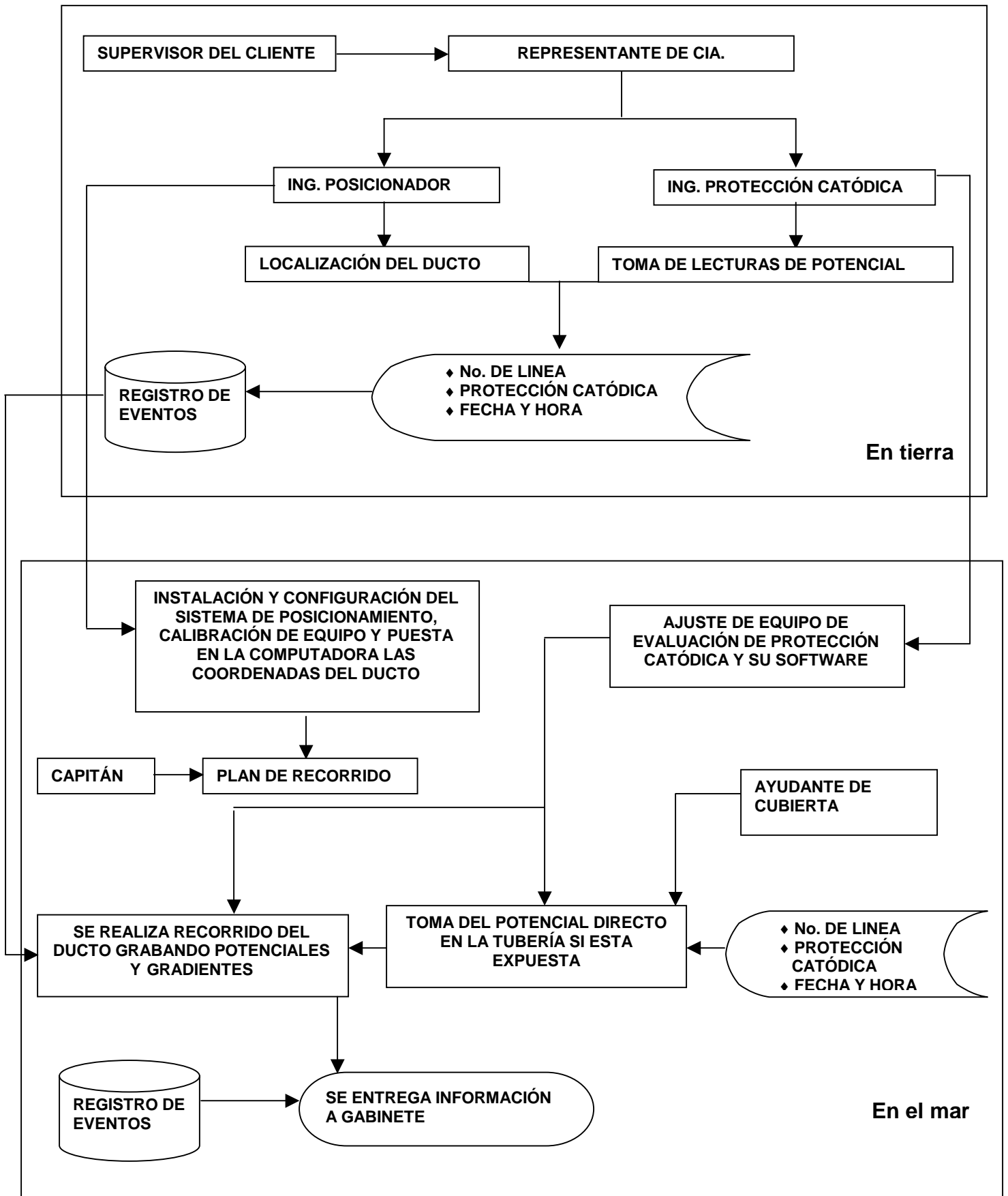


DIAGRAMA No. 20

#### 6.4.10.- DIAGRAMAS DE RESPONSABILIDADES.

En Línea Regular

<div style="text-align: center;"><b>RESPONSABILIDAD</b></div> <div style="text-align: right;"><b>ACTIVIDAD</b></div>	Representante Del cliente	Representante Cia.	Ing. Posicionador	Ing. De Protección	Ing. Eléctrico	Capitán	Supervisor de ROV
--	---------------------------	--------------------	-------------------	--------------------	----------------	---------	-------------------

Recibe autorización escrita por representante del cliente para iniciar los trabajos de inspección y levantamiento.		X					
Configuración y programación del sistema de navegación.			X				
Junta previa para planeación de inmersión.	X	X	X	X		X	X
Calibración y ajuste de todos los sistemas.			X		X		X
Notifica a control marino de las actividades.		X					
Moviliza embarcación al sitio de inicio.			X			X	
Posiciona embarcación y se bajan equipos trackpoint y ecosonda al agua, se lanza ROV			X		X	X	
Sincronización de los equipos de inspección y navegación.			X				X
Verificación del funcionamiento individual y colectivo de los equipos.			X	X	X		X
Inicia levantamiento, inspección y monitoreo de protección catódica de línea regular y del ducto ascendente.			X	X		X	X
Grabación y registro del levantamiento, inspección y datos de protección catódica así como anomalías o eventos relevantes			X	X			

Al termino de la inspección recuperación a cubierta de los equipos y se realiza inspección visual de los mismos			X	X	X		X
Revisión de Información			x	X			
Elaboración del Reporte Preliminar de la Inspección		X	x	x			
Respaldo de información y archivo de registro		x	x	X			

En Ducto Ascendente

<b>RESPONSABILIDAD</b>	<b>Representante PEP</b>	<b>Representante Cia.</b>	<b>Ing. Posicionador</b>	<b>Ing. De Protección</b>	<b>Ing. Eléctrico</b>	<b>Capitán</b>	<b>Supervisor de ROV</b>
<b>ACTIVIDAD</b>							

Retira innovatum del ROV.		X					X
Junta previa para planeación de inmersión.	X	X	X	X		X	X
Se notifica a control marino las actividades.		X					
Posiciona embarcación y se bajan equipos trackpoint y ecosonda al agua, se lanza ROV.			X		X	X	
Se bajan equipos trackpoint y ecosonda al agua, se lanza ROV.			X		X	X	
Verificación del funcionamiento individual y colectivo de los equipos.			X	X	X		X
Inicia levantamiento, inspección y monitoreo de protección catódica del ducto ascendente.			X	X		X	X

Se realiza descenso sobre el ducto.							X
Registra información sobre el levantamiento e inspección.							
Recupera equipos a cubierta			X	X			
Respalda Información		X	X	X		X	X

En Arribos Playeros

<b>RESPONSABILIDAD</b>	<b>Representante PEP</b>	<b>Representante Cia.</b>	<b>Ing. Posicionador</b>	<b>Ing. De Protección</b>	<b>Ing. Eléctrico</b>	<b>Capitán</b>	<b>Supervisor de ROV</b>
<b>ACTIVIDAD</b>							

Recibe autorización por parte del representante del Cliente para iniciar la evaluación de la protección catódica del arribo playero.	X						
--	---	--	--	--	--	--	--

**EN TIERRA**

Localización del ducto en la playa.			X		X		
Revisa la junta de aislamiento en la brida.					X		
Instala contacto eléctrico en la tubería del lado mar, mediante abrazaderas.					X		
Se utiliza un electrodo de Cu/CuSO <sub>4</sub> y se toman lecturas de potencial directamente sobre la tubería hasta llegar a al playa.			X		X		

**EN EL MAR**

Se instala equipo de posicionamiento DGPS y Ecosonda.			X	X			
Con una abrazadera se conecta alambre de cobre directamente en la tubería en la playa.					X		

Se instala sistema de mediocion de proteccion catodica con una celda de Ag/aGCI.					X		
Se configura sistema de navegación.			X				
Se inicia toma de lectura de la protección catódica recorriendo la tubería de acuerdo con las coordenadas del ducto obtenidas en el levantamiento del arribo playero. Se debera ir soltando alambre de arrastre para mantener la referencia de la conexión con respecto a la tubería.					X		
Se recupera el alambre despues de terminar el trabajo.					x		
Se realiza reporte con los valores del potencial obtenido y se entrega a gabinete. Utilizar formatos correspondientes.					x	x	X
El posicionamiento de la embarcación se realizara con equipo de posicionamiento por satelite GPS diferencial, referido al mismo sistema de posicionamiento que se utilice en el barco con el ROV.					x		

#### 6.4.11.- DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES EN CAMPO.

##### 6.4.11.1 DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES

**6.4.11.1.1 Monitoreo de protección catódica de Arribos Playeros,** empleando el sistema de baja resolución con dos medias celdas de Plata / Cloruro de plata, con apoyo de una embarcación menor. Comprende el tramo de ducto desde donde la inspección con el ROV se suspende debido sus características y al calado del barco y finaliza en la zona de oleajes del arribo playero.

##### 6.4.11.1.1.1 Trabajos previos.

- El Posicionador crea y configura el directorio de trabajo en la computadora del Sistema de posicionamiento y navegación, imprime estos datos y los parámetros geodésicos correspondientes a la zona geográfica del área de trabajo, Compara estos datos con los proporcionados por el cliente y por el fabricante del programa (Anexo 2). En el caso de

encontrar diferencia en los parámetros, procede a efectuar los ajustes necesarios.

- Si todo esta correcto, inicia el llenado de los formatos de “Control de archivos de posicionamiento” (Anexo 3)
- Se instala el detector de tuberías en la embarcación.
- Se preparan boyas de señalamiento.
- Se prepara el Sistema de buceo de acuerdo a lo establecido en el “Manual de prácticas seguras de buceo” .
- Si todo esta correcto, inicia el llenado de los formatos de “Control de archivos de posicionamiento” (Anexo 3)
- Se confirma que el detector de tuberías este en condiciones de operación.

**6.4.11.1.1.1.1 Prelevantamiento.** Si no se cuenta con la base de datos referente a las coordenadas del ducto se procede de la siguiente forma: Utilizando el detector de tuberías hasta la profundidad en donde el Representante de Compañía considere que este puede operar correctamente, en conjunto con el Sistema de Posicionamiento y Navegación cada vez que el Operador del detector de tuberías indique se ha detectado el ducto el Posicionador marca un evento en el Sistema de Posicionamiento y Navegación y escribe las coordenadas en el formato de “Coordenadas del ducto” (Anexo 9), y se ingresan al Sistema de Posicionamiento y Navegación para tener los puntos de referencia en la pantalla y de esta manera se traza la ruta del ducto, al mismo tiempo cuando el ducto se encuentra desenterrado se lanzan al agua boyas de señalamiento y se registra en el formato de “Datos de campo” (anexo 10) o en caso contrario la profundidad de enterrado en la columna de observaciones del mismo formato.

#### **6.4.11.1.1.1.2 Calibración del sistema de monitoreo de protección catódica**

- Calibración preliminar. Antes de iniciar las operaciones en un cubeta de plástico con agua salada, se sumergen los dos electrodos y se calibran contra el bloque de referencia de zinc y la celda maestra de cloruro de plata (incluidos en el sistema, todos los electrodos deben de dar lecturas dentro del rango de  $\pm 5$  mV. Del voltaje nominal de -0.800 V., con respecto a ellos mismos y a la celda maestra.
- Calibración en el Towfish (o vehículo hidrodinámico). Con el electrodo montado en el Towfish y este en el agua, energizar el sistema eléctrico y con el software de colecta de datos en el modo gráfica, observar cualquier variación del potencial de la punta de contacto.

- Calibración durante la inspección. Durante las operaciones de inspección el lector digital de calibración, continuamente deberá mostrar el potencial entre la celda remota y la celda cercana el cual deberá ser cero  $\pm$  5 mV.
- Calibración del electrodo remoto (con apoyo de personal de buceo, se efectúa con la punta de contacto de la sonda cercana en los tramos desenterrados que presenten desprendimientos de concreto, juntas de campo sin lamina con metal base expuesto o en ánodos de protección catódica).

#### **6.4.11.1.1.2 Generalidades de la inspección.**

**6.4.11.1.1.2.1** Calibración inicial el ducto es contactado y los valores de los electrodos remoto y cercano y el valor de compensación, se anotan en el formato de eventos de posición.

**6.4.11.1.1.2.2** Sincronización de tiempo real. El reloj de las computadoras empleadas para la inspección, deberá ser sincronizado esto para mantener la correlación de las lecturas del potencial con respecto los eventos de posición y se deberá monitorear periódicamente, cualquier discrepancia será anotada en la bitácora de inspección.

**6.4.11.1.1.2.3** Fijas de posición. Las fijas de posición de la información de localización GPS de calibraciones con la punta de contacto en tramos desenterrados que presenten ánodos, desprendimientos de concreto o juntas de campo sin lamina en accesorios y componentes del ducto o en cualquier anomalía detectada, será ingresada en el listado de posicionamiento y en el formato de datos de campo (ver anexo 10).

#### **6.4.11.1.1.3 Desarrollo del la inspección.**

**6.4.11.1.1.3.1** Cuando se han completado las calibraciones, se instala uno de los electrodos (Media celda remota) a una boya amarrada a la embarcación y el otro electrodo (Media celda cercana) en un towfish (“pescado”) u otro vehículo hidrodinámico también fijado a la embarcación, ambos son lanzados al agua.

**6.4.11.1.1.3.2** Cuando los sistemas se encuentren listos para operar se informa al Representante de Compañía y se esperan instrucciones.

**6.4.11.1.1.3.3** El supervisor del monitoreo o el Posicionador será quien informe el inicio de las operaciones.

**6.4.11.1.1.3.4** Se inicia el recorrido navegando sobre el ducto desde el punto de interrupción de las operaciones con el ROV, en dirección a la playa o en sentido inverso de acuerdo a las circunstancias operativas o a las condiciones de campo, manteniendo la media celda cercana lo mas próxima al ducto como sea posible apoyados con los datos del tirante de agua de la ecosonda.

**6.4.11.1.1.3.5** Los datos de compensación son colectados directamente en la graficadora del software de la computadora de manera tal que una gráfica en tiempo real es generada. La velocidad del recorrido puede ser en cualquier sitio entre 0.5 y 1.0 nudos y las lecturas se colectaran a velocidades entre 5 y 10 Hz.

**6.4.11.1.1.3.6** Verificación de la calibración de la celda remota. En los tramos desenterrados marcados con boyas de señalamiento durante el prelevantamiento ver 6.3.1.1.1 se realizará el recorrido con personal de buceo, el cual habilitado con la sonda cercana realizará el recorrido del ducto y si detecta ánodos, desprendimientos de concreto o juntas de campo sin lamina, con la punta de contacto tomara lecturas directas.

**6.4.11.1.1.3.7** Si el ducto se encuentra enterrado y no es posible localizarlo con el sistema detector de tuberías, debido a poca profundidad del tirante de agua en el área próxima a la playa, se asentara en el formato de datos de campo, y con apoyo del personal de buceo, se efectuara un sondeo empleando una varilla de acero de 1.70 m. de longitud Aprox. y en los puntos donde sea localizada, el Posicionador marca un evento en el Sistema de Posicionamiento y Navegación y escribe las coordenadas en el formato de "Coordenadas del ducto" (Anexo 9), y se ingresan al Sistema de Posicionamiento y Navegación para tener los puntos de referencia en la pantalla y de esta manera se traza la ruta de navegación del ducto, y se procederá a realizar actividades partir del párrafo 6.3.1.1.2. En caso de que el ducto no pueda ser localizado empleando éste método, se anotará en el formato de datos de campo y se notificará al representante del cliente.

**6.4.11.1.1.3.8** De encontrarse desenterrado el monoblock o junta aislante en el arribo playero, se procede de la siguiente manera.

- a) Se establecen los contactos eléctricos fijos a cada costado de la brida aislante ó monoblock, estos se hacen utilizando abrazaderas de contacto directo con metal desnudo del ducto.



- b) Se confirma que se cuenta con suficientes accesorios adicionales ( herramientas, cuerdas, etc).
- c) Se verifica el estado de la brida aislada siguiendo la recomendaciones de las Normas NACE RP0286-86 SECCIÓN 7 (Anexo 4) como se menciona a continuación:
- Los potenciales de estructura –a – electrolito se toman utilizando un multímetro conectado entre la estructura (terminal negativa) y el electrodo de referencia (terminal positiva) en contacto con el electrolito como se indica en las figuras del Anexo 5, (figuras 1y 2 )
  - Se toman las lecturas y se asienta en el formato “Lecturas prueba de junta aislante” (Anexo 6, figura 1) primero cuando el Voltímetro se encuentra instalado en la lado A y el rectificador en lado B, posteriormente cuando el Voltímetro se encuentre instalado en el lado B y el rectificador en el A.
  - El potencial de la estructura- a – electrolito no debe de cambiar en el punto A, cuando el rectificador en el punto B se encuentre encendido o apagado.
  - El potencial de la estructura- a – electrolito no debe de cambiar en el punto B, cuando el rectificador en el punto A se encuentre encendido o apagado.
  - Si lo mencionado en los dos puntos anteriores se cumple esto indicara que la junta aislante se encuentra en buen estado, y se continúa con el Procedimiento, En caso contrario calcular el porcentaje de fuga en la junta aislante como a continuación se describe.
  - Hacer los circuitos eléctricos que se muestran en la figura (Anexo 6, figura 1) y (Anexo 6, figura 2), anotando las lecturas en el formato “Lecturas prueba de junta aislante (Monoblock o bridas aislantes)” (Anexo 7).
  - Si el resultado de las operaciones no es significativo (menor al 30%) se anotará en las observaciones. Si es el caso contrario notificar antes de continuar con los trabajos al Representante del Cliente para que decida al respecto.

**6.4.11.1.1.3.9** Si el monoblock se encuentra enterrado y no puede ser detectado por el personal de buceo con el método descrito en el párrafo 6.3.1.3.7 se anotará en el formato de datos de campo y se notificará al representante del cliente.

#### **6.4.11.1.1.4 Fin de operaciones**

**6.4.11.1.1.4.1** Se confirma con el Representante del Cliente si el trabajo esta completo; esto es indispensable antes de proceder a desinstalar todos los elementos que se utilizaron.

**6.4.11.1.1.4.2** Se asegura que todas las plantillas de "Datos de campo" se encuentren acorde a las especificado por el Representante del Cliente.

**6.4.11.1.1.4.3** Se lava con agua dulce las celdas utilizadas en el estudio.

**6.4.11.1.1.4.4** Se apaga y desmonta el Sistema de Posicionamiento y Navegación.

**6.4.11.1.1.4.5** Se llena el formato de "Control y entrega de trabajos realizados" (Anexo 12).

#### **6.4.11.1.2 Monitoreo de protección catódica en línea regular en mar abierto.**



**FIGURA No. 91 R.O.V. UTILIZADO PARA EL MONITOREO DE PROTECCIÓN CATÓDICA**

#### **6.4.11.1.2.1 Trabajos previos.**

**6.4.11.1.2.1.1** El Posicionador crea y configura el directorio de trabajo en la computadora del Sistema de posicionamiento y navegación; imprime estos datos y los parámetros geodésicos correspondientes a la zona geográfica del área de trabajo. Compara estos datos con los proporcionados por el cliente y por el fabricante del programa (Anexo 2). En el caso de encontrar diferencia en los parámetros, procede a efectuar los ajustes necesarios.

**6.4.11.1.2.1.2** Si todo esta correcto, inicia el llenado de los formatos de “Control de archivos de posicionamiento” (Anexo 3)

**6.4.11.1.2.1.3 Calibración del sistema de monitoreo de protección catódica**

- Calibración preliminar. Antes de iniciar las operaciones en un cubeta de plástico con agua salada, se sumergen los tres electrodos y se calibran contra el bloque de referencia de zinc y la celda maestra de cloruro de plata (incluidos en el sistema, todos los electrodos deben de dar lecturas dentro del rango de  $\pm 5$  mV. De un voltaje nominal de  $- 0.80$  V con respecto a ellos mismos y a la celda maestra.
- Calibración en el ROV. Con el electrodo montado en el ROV y éste en el agua, energizar los sistemas eléctrico e hidráulico en secuencia y con el software de colecta de datos en el modo gráfica, observar cualquier variación del potencial de la punta de contacto.
- Calibración del electrodo remoto se efectúa con la punta de contacto de la sonda cercana en los tramos desenterrados que presenten desprendimientos de concreto (o juntas de campo sin lámina) con metal base expuesto o en ánodos de protección catódica estos eventos se registran en el formato "Datos de campo" (Anexo 10).

#### **6.4.11.1.2.2 Generalidades de la inspección**

**6.4.11.1.2.2.1** Calibración inicial el con la punta de contacto de la celda cercana, ducto es contactado a mental base en un área sin recubrimiento de concreto y los valores de los electrodos remoto y cercano y el valor de compensación, se anotan en el formato de eventos de posición.

**6.4.11.1.2.2.2** Sincronización de tiempo real. El reloj de las computadoras empleadas para la inspección, deberá ser sincronizado esto para mantener la correlación de las lecturas del potencial con respecto los eventos de posición y se deberá monitorear periódicamente, cualquier discrepancia será anotada en la bitácora de inspección.

**6.4.11.1.2.2.3** Fijas de posición. Las fijas de posición de la información de localización GPS de calibraciones con la punta de contacto en tramos desenterrados que presenten desprendimientos de concreto o juntas de campo sin lamina de accesorios y componentes del ducto, o de cualquier anomalía detectada será ingresada en el listado de posicionamiento y en el formato de datos de campo (ver anexo 9).

#### **6.4.11.1.2.3 Desarrollo del la inspección con el ROV.**

**6.4.11.1.2.3.1** Cuando se han completado las calibraciones, se instala uno de los electrodos (Media celda remota) en el umbilical del ROV o en una boya remolcada por el barco y la probeta cercana (multicelda celda) en el brazo mecánico del ROV y el transmisor subsuperficial en la estructura del mismo (ver diagrama ilustrativo del sistema de monitoreo de protección catódica de alta resolución en el anexo 7).

**6.4.11.1.2.3.2** Cuando los sistemas se encuentren listos para operar se informa al Representante de Compañía y se esperan instrucciones.

**6.4.11.1.2.3.3** El Operador del R.O.V. o el Posicionador será quien informe el inicio de las operaciones.

**6.4.11.1.2.3.4** Se inicia el recorrido navegando sobre el ducto, manteniendo la media celda remota lo mas próxima al ducto como sea posible apoyados con los datos del tirante de agua de la ecosonda. Los datos de compensación son colectados directamente en la graficadora del software de la computadora de manera tal que una gráfica en tiempo real es generada. La velocidad del recorrido puede ser en cualquier sitio en promedio de 0.5 nudos.

**6.4.11.1.2.3.5** Todos los eventos significativos se anotan en el formato "Datos de campo" (Anexo 10).

#### **6.4.11.1.2.4 Fin de operaciones.**

**6.4.11.1.2.4.1** El Representante de Compañía o el Posicionador será quien informe del fin de las operaciones.

**6.4.11.1.2.4.2** Se recupera la celda remota.

**6.4.11.1.2.4.3** Se remueve el sonda cercana del R.O.V.

**6.4.11.1.2.4.4** Se guarda el formato "Datos de campo" en una carpeta con el mismo nombre.

**6.4.11.1.2.4.5** Se llenan los campos que apliquen del formato de "Control y entrega de trabajos realizados". (Anexo 12)

#### **6.4.11.1.3 Monitoreo de protección catódica de ductos ascendentes.**

##### **6.4.11.1.3.1 Trabajos previos.**

- El Posicionador crea y configura el directorio de trabajo en la computadora del Sistema de posicionamiento y navegación; imprime estos datos y los parámetros geodésicos correspondientes a la zona geográfica del área de trabajo. Compara estos datos con los proporcionados por el cliente y por el fabricante del programa (Anexo 2). En el caso de encontrar diferencia en los parámetros, procede a efectuar los ajustes necesarios.
- Si todo esta correcto, inicia el llenado de los formatos de "Control de archivos de posicionamiento" (Anexo 3)

- El Sistema de medición catódica se ajusta con respecto a un electrodo maestro antes de iniciar las lecturas (según lo indique el manual de operación del dispositivo).
- Se solicitarán al Representante de Compañía los datos del ducto ascendente y se asentarán en el formato de “Datos ducto ascendente” (Anexo 11).
- El Personal técnico de medición de potencial catódico prepara todas las herramientas y equipo adicional requerido para la maniobra.

#### **6.4.11.1.3.2 Desarrollo de la inspección.**

**6.4.11.1.3.2.1** Al llegar a la plataforma se localiza el ducto ascendente, se verifica su identidad consultando el formato de “Datos del ducto ascendente” (anexo 11). proporcionados por el Representante del Cliente y se localiza la brida aislante o el monoblock.

**6.4.11.1.3.2.2** Se verifica el estado de la brida aislante siguiendo la recomendaciones de las Normas NACE RP0286-86 SECCIÓN 7 (Anexo 4) como se menciona en la sección 6.3.1.1 de este procedimiento solo.

**6.4.11.1.3.2.3** Se remueve el recubrimiento de protección antes de instalar las abrazaderas de contacto directo.

**6.4.11.1.3.2.4** Se instalan las abrazaderas de contacto directo a los costados de la junta aislante ó monoblock.

**6.4.11.1.3.2.5** El electrodo de referencia se desplegara a una profundidad aproximada de 3 metros adyacente al ducto ascendente.

**6.4.11.1.3.2.6** Fijar el Voltímetro de medición a 2 Volts de corriente directa escala completa y tomar la lectura que se presente y se registra la lectura del electrodo de referencia.

**6.4.11.1.3.2.7** El contacto a tierra se mueve al lado de la plataforma y se toma la lectura.

**6.4.11.1.3.2.8** El electrodo de referencia se baja 8 metros y se asientan los potenciales de plataforma y ducto.

**6.4.11.1.3.2.9** Se repetirán los pasos del párrafo 6.3.3.8 hasta que el electrodo de referencia toque el lecho Marino.

**6.4.11.1.3.2.10** Se apuntan todos los datos en el formato “Datos ducto ascendente” (Anexo 11), se recoge el electrodo de referencia, se apaga el voltímetro y todos los elementos utilizados.

**6.4.11.1.3.2.11** Se desinstalan las abrazaderas de contacto directo y se recubre el área expuesta.

**6.4.11.1.3.2.12** Se verifica la junta aislante o monoblock como se indica en la sección 6.3.1.3.4 de este procedimiento.

**6.4.11.1.3.2.13** Se recupera todo el equipo adicional y se aseguran todos los elementos utilizados para su transporte.



**6.4.11.1.3.2.14** Toda la información generada se guarda para su posterior análisis en una carpeta con el mismo nombre. Se llena el formato de "Control y entrega de trabajos realizados" (Anexo 12).

#### **6.4.12.- REFERENCIAS.**

1.- Se utilizará la base de datos de ductos, instalaciones y estructuras submarinas de la Sonda de Campeche actualizada y autorizada por PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN.

2.- También se utilizará el calendario de predicción de mareas de la Secretaria de Marina o del Instituto de Geofísica de la U.N.A.M. para Cd. Del Carmen, Camp.

3.- La base de datos de la tubería obtenida mediante el levantamiento indirecto de arribos playeros para poder seguir la ubicación del ducto a monitorear con la ayuda de sus coordenadas correspondientes, hasta las coordenadas del ultimo punto monitoreado con el ROV con apoyo del barco oceanográfico.

4.- Continuous Survey of Cathodic Protection System Performance on Buried Pipelines in Gulf of México J.N. Britton Deppwater Corrosion Services Inc. (NACE Annual Conference and Corrosion Show 1992 .

.5.- Cathodic protection Surveys for Offshore platforms and Pipelines. J.N. Britton and G.H. Bachouse Deppwater Corrosion Services Inc. (NACE Annual Conference and Corrosion Show 1992 .

6.- Computer utilization in Cathodic Protection J.N. Britton Deppwater Corrosion Services Inc. The Gulf Coast Corrosion Seminar 1992.

7.- NACE Standard Recommended Practice RPO169-96 Item No 21001, RPO176-94 Item No 21018,RP0675-88 Item No 53030,RP0387-90 Item No 53065.

8.- Monitoring Offshore Cathodic Protection System Technologies and Regulatory

Requirements. J.N. Britton Deppwater Corrosion Services Inc. (NACE Annual Conference and Corrosion Show 1992 .

9.- Monitoring Offshore Cathodic Protection System Technologies and Regulatory Requirements. J.N. Britton Deppwater Corrosion Services Inc. (NACE Annual Conference and Corrosion Show 1992 .

#### **6.4.13.-- NORMATIVIDAD APLICABLE.**

Las normas, códigos y estándares a los que se hace referencia, serán última edición o revisión, completan este procedimiento y se aplicaran en lo que corresponda:

- 1.1.1 Norma PEMEX 2.413.01. "Sistemas de Protección catódica"
- 1.1.2 NACE standard RP 0169, última edición, "Control of external corrosion on underground or submerged metallic piping systems"
- 1.1.3 NACE standard RP 0675, última edición. "Control of external corrosion on offshore steel pipelines".

#### **6.4.14.- CONCLUSIONES.**

- El monitoreo de la protección catódica de las líneas submarinas es un trabajo muy importante que se realiza cada 10 años aproximadamente, a fin de revisar el estado que guarda el sistema de protección catódica por medio de la serie de ánodos de sacrificio que se localizan aproximadamente a cada 130 metros de distancia y en todo el desarrollo del ducto submarino, los cuales son instalados desde la fase constructiva del ducto. El nuevo gasoducto de 36" de diámetro, que se construirá del Complejo Marino hacia la Terminal Marítima de Dos Bocas, Tabasco se someterá a un programa de monitoreo de protección catódica con R.O.V. a fin de asegurar su adecuada y eficiente protección catódica
- Derivado de las inspecciones y monitoreos de la protección catódica, que con un ROV se llevan a cabo en las líneas regulares, y con la información recopilada de las inspecciones de potenciales en los ductos ascendentes que arriban a las plataformas marinas, se detectan cuales son las líneas regulares y cuales los ductos ascendentes que requieren se les refuerce su sistema de protección catódica mediante la instalación de nuevos ánodos de sacrificio con la condicionante de tratarse de ductos en operación. Para las operaciones se instalación de nuevos ánodos se requiere del apoyo de una embarcación de posicionamiento dinámico con buceo de saturación, ya que se tienen tirantes del mar de hasta 40 metros en la Sonda de Campeche.

#### **6.4.15.- ANEXOS.**

Descripción de equipos y principios básicos de operación.	Anexo 1
Parámetros geodésicos del Sistema de Posicionamiento y Navegación.	Anexo 2
Formato de control de archivos de posicionamiento	Anexo 3
Normas NACE RPO286-86	Anexo 4
Conexiones Eléctricas Prueba Junta Aislante	Anexo 5
Conexiones Eléctricas Prueba Junta Aislante	Anexo 6
Diagrama del Sistema de monitoreo de Protección Catódica	Anexo 7
Formato Lecturas Prueba de Junta Aislante	Anexo 8
Formato de Coordenadas Del Ducto	Anexo 9
Formato Datos de Campo	Anexo 10
Formato Datos Ducto Ascendente	Anexo 11
Formato de control y entrega de trabajos realizados	Anexo 12

## ANEXO 1

### DESCRIPCIÓN DE SISTEMAS Y PRINCIPIOS BÁSICOS DE OPERACIÓN

SISTEMA	COMPONENTES	PRINCIPIO BÁSICO DE OPERACIÓN
Sistema de Posicionamiento y navegación DGPS	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Girocompás</li> <li>2. Antena GPS</li> <li>3. Antena Diferencial</li> <li>4. Receptor DGPS</li> <li>5. Computadora de Navegación</li> <li>6. Programa de Posicionamiento y Navegación</li> <li>7. Impresora</li> </ol>	<p>El funcionamiento del sistema se basa en la obtención de la posición de la estación móvil, abordó de la embarcación, a través de las señales captadas de la constelación de satélites y en la corrección inmediata de la posición obtenida, mediante una estación diferencial instalada en tierra.</p> <p>Forman parte del sistema de posicionamiento: equipos periféricos de computación en los que se observa gráficamente, de manera continua, la posición de la embarcación y de las instalaciones marinas existentes en el lugar, incluidos en una base de datos previamente actualizada.</p>
Sistema de buceo de superficie.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Compresor de baja presión.</li> <li>2. Tanques de volúmen.</li> <li>3. Filtros de aire.</li> <li>4. Consola de control y comunicación.</li> <li>5. Cascos de buceo.</li> <li>6. Umbilicales de buceo</li> <li>7. Equipos básicos completos.</li> </ol>	<p>El compresor mando el aire a los filtros para liberarlo de impurezas; pasa a la consola de control donde se dosifica adecuadamente para el suministro del buzo.</p> <p>El buzo mantiene comunicación constante con el supervisor por medio de radios submarinos.</p>
Vehículo operado a control remoto (R.O.V.)	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Sistema de control remoto.</li> <li>2. Sistema de vídeo.</li> <li>3. Sistema de iluminación.</li> <li>4. Sistema detector de tubería.</li> <li>5. Sistema medidor de profundidad.</li> <li>6. Sistema de orientación.</li> <li>7. Sistema de navegación.</li> <li>8. Consola de control.</li> <li>9. Cable de comunicación (umbilical).</li> <li>10. Sistema hidráulico.</li> <li>11. Sistema eléctrico.</li> <li>12. Sistema mecánico.</li> <li>13. Estructura del equipo.</li> <li>14. Sistema de ascenso y descenso del vehículo.</li> </ol>	<p>El vehículo es impulsado por su propio sistema de navegación y es gobernado por los operadores de R.O.V. desde el cuarto de control.</p> <p>Se obtienen imágenes de vídeo y posición de las instalaciones submarinas respecto al lecho marino, así como el tirante de agua.</p>
Sistema de rastreo acústico	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Microprocesador base</li> <li>2) Hidrófono ensamblado</li> <li>3) Cable de Conexión</li> <li>4) Modulo de Pantalla / Comandos</li> <li>5) Multibeacon</li> <li>6) Cargador</li> </ol>	<p>El Sistema acústico de rastreo mide y analiza las ondas sonoras emitidas de una fuente acústica (beacon). La señal es recibida por un hidrófono para determinar la posición relativa con respecto al punto de referencia en el barco (Offset). El hidrófono convierte (internamente) la señal acústica recibida en una señal eléctrica y la envía al microprocesador (Unidad de procesamiento central).</p> <p>Utiliza una línea base ultra-corta, el hidrófono contiene elementos de sonido que forman un arreglo de vértices (triángulo equilátero). El espaciamiento entre los elementos del arreglo es menor que la longitud de onda. Cuando una onda de sonido incide en el arreglo, esta pega primero en un elemento del arreglo, después pega en otro y por ultimo en el elemento restante, esto producirá una diferencia de fases entre los elementos que forman el arreglo, esto proporciona la información necesaria para calcular un vector en tres dimensiones que va desde el arreglo hasta la fuente de sonido.</p>
Sistema medidor de profundidad	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Graficadora Análoga.</li> <li>2) Transductor emisor-receptor.</li> <li>3) Cable bipolar</li> </ol>	<p>El sistema, funciona mediante el empleo de un transductor que emite ondas acústicas, las cuales viajan hasta el fondo marino. Parte de la energía acústica se refleja y regresa en forma de eco al mismo transductor. De esta manera, se obtiene un registro continuo del fondo marino impreso en papel, midiendo directamente el tirante de agua con una precisión operacional de +/- 10 cm. Que dependerá de</p>

		<p>las condiciones oceanográficas existentes. El sistema cuenta con escalas para pies y metros, deriva y mareas acopladas así como compensadores para la velocidad del sonido en agua.</p>
<p>Sistemas para monitoreo de la protección catódica.</p>	<p>1.- Electrodo para prueba de contacto  a).- (2 o 3 medias celdas de plata cloruro de plata, con rango de precisión de <math>\pm</math> 0.002 V) montado en carcasa cilíndrica protectoras con conectores para uso submarino  b).- puntas de contacto intercambiables de acero inoxidable.  c) cable de 2m. de longitud para conectarlo al umbilical del ROV.  d). umbilical (para operaciones con buceo o con tow fish) con 4 cables estándar, compatible con conectores submarinos.  d).- 250 m. de cable sísmico de dos conductores.  3.- bloque de calibración (verificación) de Zinc de 99.9% de pureza.  4.- Convertidor analógico digital multicanal recibe las señales analógicas eléctricas de los electrodos y las de los cables sísmicos, potencia resistividad, temperatura etc. y los convierte en señales digitales,  5.- Computadoras con software instalado para coleccionar y procesar los datos obtenidos del potencial catódico.</p>	<p>Sistema de baja resolución con dos electrodos (para arribos playeros).  La inspección con dos electrodos, utiliza una media celda remota como una referencia estable (electrodo remoto) contra la cual se monitorea las fluctuaciones de una referencia cercana al ducto (electrodo cercano), de esta manera se obtiene un perfil continuo del potencial en la computadora. La celda cercana normalmente es transportada en el ROV, pero en tramos cortos también puede ser empleada en combinación con buzos y un towfish u otro vehículo hidrodinámico, un aspecto importante es conocer la posición del electrodo y siempre que sea posible establecer contacto directo con el ducto para verificar la calibración.</p> <p>Sistema de alta resolución con tres electrodos (para monitoreo de línea regular) es similar al sistema de dos electrodos pero con la importante adición de un tercer electrodo instalado en la sonda del ROV (sonda cercana) el cual mide el gradiente de la fuerza del campo eléctrico cercano al ducto. Esto permite que la corriente que fluye en el agua adyacente al ducto pueda cuantificarse y provee una interpretación mucho más detallada de las condiciones del sistema de protección catódica, al mismo tiempo esta interpretación permite que el sistema de alta resolución pueda medir también la resistividad del agua y del lecho marino al igual que la temperatura, La sonda cercana también tiene una punta de contacto para medición de calibraciones locales.</p> <p>La profundidad de enterrado del ducto es también alimentada al sistema de la computadora directamente desde el sistema pipe track, esto permite corregir por caída de voltaje, lo cual provee una gran exactitud de los datos obtenidos.</p> <p>Un convertidor analógico digital multicanal, mide los datos de todos los canales y transmite información vía el cable umbilical al colector de datos de la computadora, donde todos los datos son desplegados y almacenados en discos.</p> <p>El potencial entre el electrodo remoto y el electrodo de la "sonda cercana" es medido continuamente y provee las variaciones del potencial a corto plazo.</p> <p>La variación del potencial a largo plazo es obtenida con las lecturas de la punta de contacto cuando se localicen ánodos o metal base del ducto expuesto.</p> <p>Manejo computarizado de los datos colectados  Una vez que la inspección del ducto ha finalizado, los datos son procesados para su presentación en lo que se refiere a la inspección continua el volumen de los datos registrados puede llegar a millones de mediciones. Obviamente esta cantidad de datos no puede ser</p>

		impresa y ser leída por nadie, los datos tienen que ser presentados de manera tal que la información pueda ser fácilmente interpretada. Los métodos gráficos son normalmente empleados, permitiendo mostrar el resultado de muchas lecturas en una sola página. una computadora para la presentación de los datos, los datos en un disco pueden enviarse Rápidamente de la computadora al driver de la graficadora.
Sistema detector de tuberías	Transceptor computadora Graficadora cable conexión transductor/graficadora	El sistema a través del transceptor envía ondas acústicas al lecho marino las cuales al regresar son retomadas por el mismo y enviadas al procesador y al sistema de posicionamiento el cual se encuentra en interfase con la graficadora en la cual se imprimen los registros obtenidos y se interpreta la posición del ducto respecto al lecho marino

## ANEXO 2

### PARÁMETROS GEODÉSICOS DEL SISTEMA DE POSICIONAMIENTO Y NAVEGACIÓN

#### PARÁMETROS GEODÉSICOS.

Datum	WGS 84
Esferoide	Clarke 1866
Semieje mayor	6,378,206.400 metros
Excentricidad <sup>2</sup>	0.006768658

#### A. PARÁMETROS DE CONVERSIÓN WGS 84 a Clarke 1866

X	+12.620 metros
Y	-156.600 metros
Z	-180.520 metros
Factor de escala	-0.4263 (ppm)
Rotación en X	+0.000 segundos
Rotación en Y	+0.000 segundos
Rotación en Z	+0.2940 segundos

#### B. PARÁMETROS DE PROYECCIÓN

Tipo de Proyección	UTM / TM
Meridiano central	093° 00' 00.000" W
Latitud de origen	000° 00' 00.000"
Falso Norte	0.000 metros
Falso Este	500,000.000 metros
Constante de retícula	0.9996000
Factor de conversión	1.000



# ANEXO 4

## NORMA NACE RP0286-86, SECCIÓN 7

### Section 7: Field Testing and Maintenance

7.1 This section deals with the testing and maintenance of electrical isolation facilities. In testing the effectiveness of isolating devices installed on buried piping systems, it is necessary to consider the effect of pipe grounding and other equivalent electrical parallel circuit conditions that may exist. Under field conditions, conventional ohmic resistance measurements, as applied to the total isolating device, are not conclusive. Ohmic resistance measurements may, however, have validity in checking individual components of an isolating device.

#### 7.2 Field Testing

7.2.1 Several tests may be used to determine the effectiveness of an isolating device, dependent on the following:

- 7.2.1.1 The experience and training of the staff conducting the tests
- 7.2.1.2 The environment and location of the device
- 7.2.1.3 The local potential and magnitude of any cathodic or anodic electrical currents

7.2.2 If the isolating device is installed and tied in on both sides, a test may be conducted in which current is applied to the pipe on one side of the assembly and effectiveness is judged by the resulting difference in pipe-to-soil potential measured on both sides of the device.

7.2.3 Where desired, a test can be conducted to obtain the percent of "leakage" of an isolating device. This is shown in Figure 12.

7.2.4 Where the isolating device incorporates bolts that require full insulation from all other metalwork (e.g., bolts used in an insulated flanged joint where an insulating washer is used beneath each bolt head or nut), it may be possible to check for proper insulation of each bolt. This check will have considerable validity since bolt insulation is normally the part of the assembly that is most susceptible to failure. The test may be conducted by using an ohm-meter or other device to prove isolation between each bolt or stud and the metal against which it is to be insulated.

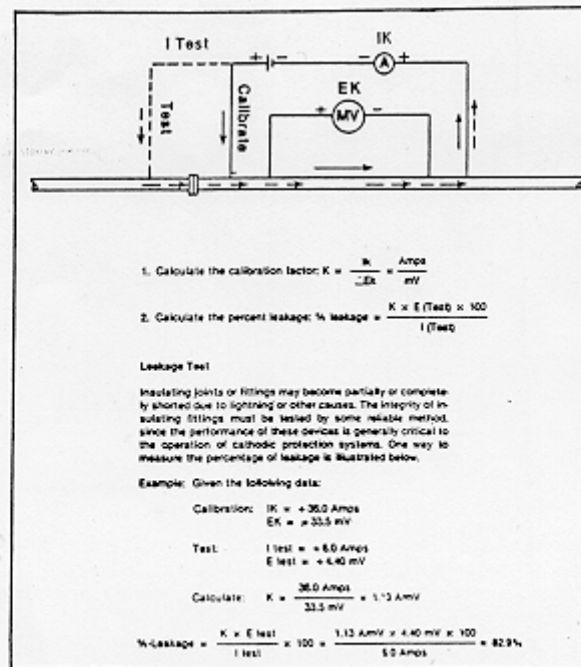


FIGURE 12 — Leakage test.



## ANEXO 4 (Continuación)

### NORMA NACE RP0286-86, SECCIÓN 7

RP0286-86

7.2.5 For pipelines that are cathodically protected, a good indication of performance may be the change in protection level adjacent to the isolating device(s) that occurs when the isolating device(s) is(are) deliberately shorted. The results from such a test will depend on the resistance to earth of the unprotected structure from which the protected pipeline is isolated. Where this resistance to earth is very low, a significant reduction in the level of protection may be expected.

7.2.6 Audio frequency pipe locators may indicate the effectiveness of isolating devices.

7.2.7 Radio frequency meters may also indicate the effectiveness of isolating devices.

7.2.8 A magnetometer system is available and is worthy of consideration for testing effectiveness of isolating devices.

7.3 Isolating Units in Parallel—Where a number of isolating units are installed in parallel (e.g., by flanged joints at a manifold), IR drops or current measurements in each line may be the only method of proving effectiveness of an individual unit. Techniques that measure magnetic fields in the flange area may also serve as an indication of the joint's effectiveness. The use of audio frequency and radio

frequency instruments may indicate the comparative effectiveness of each individual device.

#### 7.4 Maintenance

7.4.1 Test stations and test wires attached at isolating devices should be subject to a regular maintenance program. Figure 11 shows the typical configuration of test stations.

7.4.2 Isolating devices sited above ground and open to the weather should be inspected periodically and cleared of any accumulated debris which could bridge insulation material. Any protective barrier coatings provided to prevent vent water absorption by insulating materials should be kept in good condition. NOTE: Paints, thermal barriers, and tracers and reinforcements with a metallic content such as aluminum or zinc should not be used as barrier coatings. Care should be taken to ensure that isolating devices are not electrically by-passed after installation.

7.4.3 Wherever the effectiveness of isolating devices is tested on site, the effectiveness of any high voltage protection device should also be checked.

# ANEXO 5

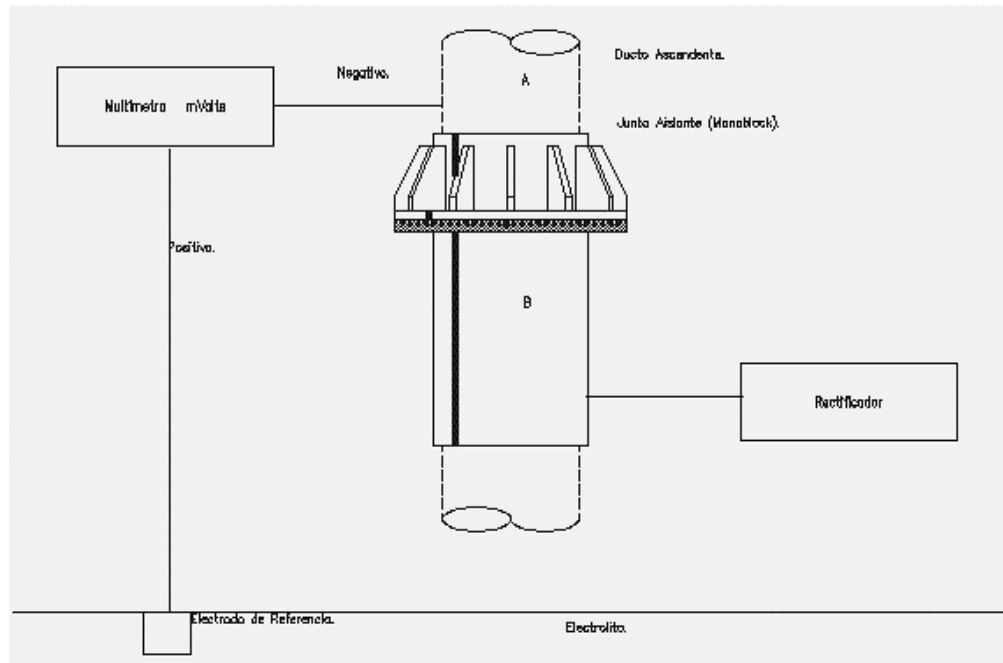


Figura 1

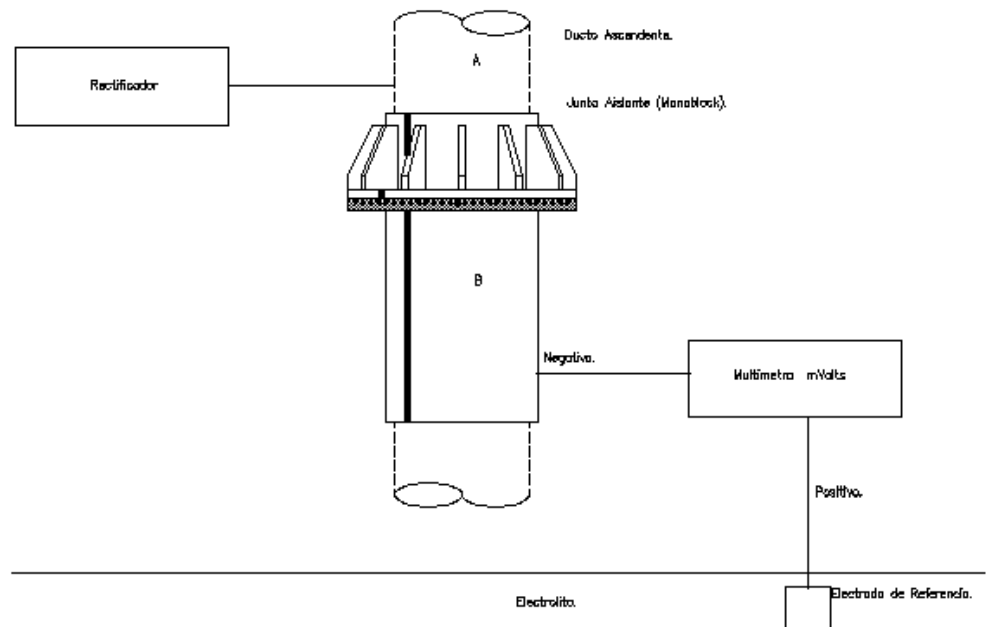


Figura 2

# ANEXO 6

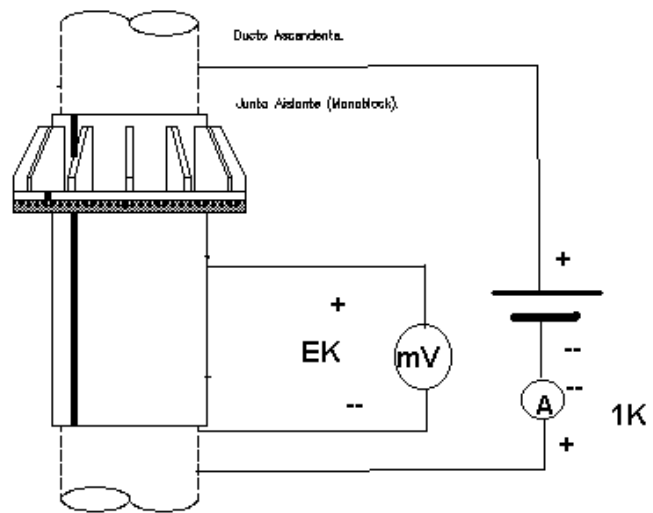


Figura 1

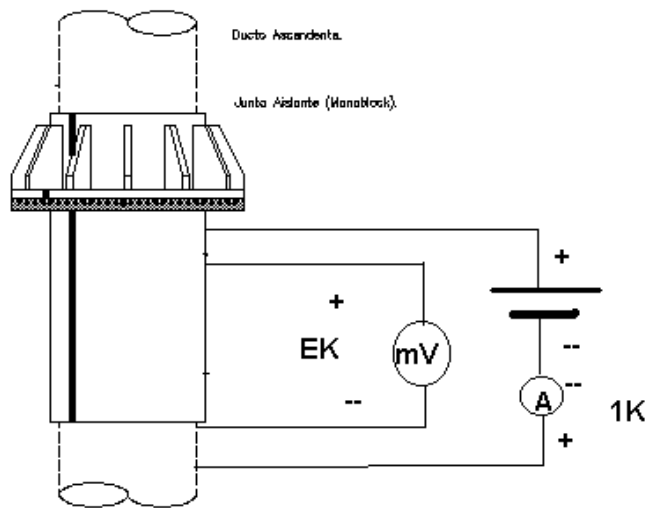


Figura 2

## ANEXO 7

### DIAGRAMA DEL SISTEMA DE MONITOREO DE PROTECCION CATODICA CON ROV

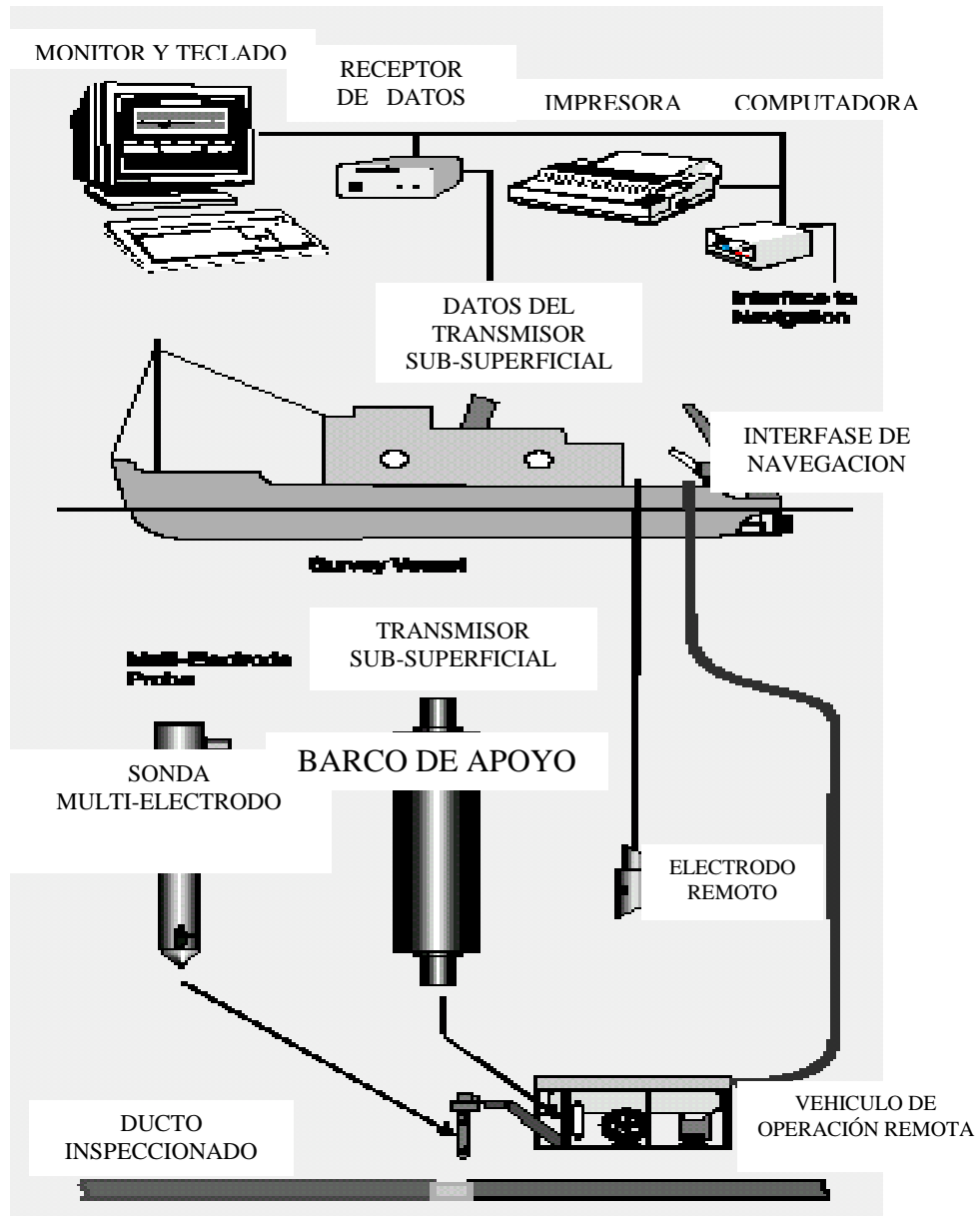


DIAGRAMA No.17 DEL SISTEMA DE MONITOREO DE PROTECCIÓN CATÓDICA  
CON UN VEHÍCULO OPERADO A CONTROL REMOTO (R.O.V.)

## ANEXO 8

### FORMATO DE LECTURAS PRUEBA DE JUNTA AISLANTE (MONOBLOCK)

IS-GP-F-43

<b>FORMATO LECTURAS PRUEBA DE JUNTA AISLANTE (MONOBLOCK).</b>	
DE	
Localización	Fecha:
Clave del Ducto:	Diametro
Nombre del Técnico	

Lecturas del Voltímetro

	Instalad en el Lado A.		Instalad en el Lado B.	
Rectificador Encendido		mVolt		mVolt
Rectificador Apagado		mVolt		mVolt

Lectura para Cálculo de Factor Calibración

1K=	Ampere
EK=	Ampere

**K=1k / EK=**

Lectura para Calcular el Tanto por Ciento de Fuga

k=	Amperes / mV
E=	mV
I=	Ampere

$$\%Fuga = (K(E) * 100)$$

Ingenieri Subacuatic S.A de Firma Técnico.
---





**ANEXO 11**  
**FORMATO DE DATOS DE DUCTO ASCENDENTE**

<b>FORMATO DATOS DUCTO ASCENDENTE.</b>	
<b>Localización:</b>	<b>Fecha:</b>
<b>Clave del Ducto:</b>	<b>Diámetro:</b>
<b>Nombre del Técnico:</b>	<b>Cliente:</b>
<b>Profundidad:</b>	<b>No de trabajo:</b>

Potencial Mv vs Ag/AgCl vs Profundidad.

Elemento	Localización del elemento	Identificador	Ducto ascendente mV	3	8	12	15	18	21	23	25	28	31	33	35

**Diagrama de la Plataforma**





## **6.5 INSPECCIÓN VISUAL DETALLADA Y MEDIANTE PRUEBAS NO DESTRUCTIVAS DEL ARRIBO PLAYERO Y DE LA TRAMPA DE DIABLOS UBICADOS EN DOS BOCAS, TAB.**

### **CONTENIDO:**

- 6.5.1.- ANTECEDENTES.**
- 6.5.2.- APLICACIÓN DEL PROYECTO.**
- 6.5.3.- OBJETIVO DEL PROYECTO.**
- 6.5.4.- ALCANCES DE LA INSPECCIÓN.**
- 6.5.5.- RESPONSABILIDADES.**
- 6.5.6.- DEFINICIONES.**
- 6.5.7.- DIAGRAMA DE FLUJO DE REFERENCIA PARA INSPECCIÓN ULTRASÓNICA EN DUCTOS SUPERFICIALES.**
- 6.5.8.- COMENTARIOS SOBRE EL DIAGRAMA DE FLUJO Y DESARROLLO DE ACTIVIDADES.**
- 6.5.9.- REFERENCIAS.**
- 6.5.10.- CONCLUSIONES.**
- 6.5.11.- EJEMPLO DE REPORTES DE INSPECCIÓN ULTRASÓNICA DE UNA INSTALACIÓN SUPERFICIAL.**

### **DESARROLLO:**

#### **6.5.1.- ANTECEDENTES.**

La inspección ultrasónica de las instalaciones superficiales de los ductos que provienen del mar y se ubican en la costa así como la inspección de los tramos comprendidos en su arribo a la playa es muy importante por la alta probabilidad de ocurrencia de corrosión exterior debido al medio ambiente salino del mar y el embate constante del oleaje en la playa que puede deteriorar los recubrimientos anticorrosivos y el lastre de concreto ocasionando el adelgazamiento de la pared del ducto y hasta una fuga si esto no es detectado y atendido de inmediato, con un programa de mantenimiento preventivo.

La inspección periódica anual de las instalaciones terrestres y sobre todo en la costa nos generará información valiosa sobre el estado de los recubrimientos anticorrosivos, la soportería, el estado de los pernos en las uniones bridadas, el estado del ducto en las zonas donde este está sujetado por medio de abrazaderas donde se puede alojar humedad en su interior y generar corrosión, el estado de los recubrimientos anticorrosivos en la zona de mareas y oleajes de la playa, la posible ocurrencia de socavaciones del lecho marino en la llegada del ducto a la playa, o el desarrollo exagerado del crecimiento marino sobre el ducto.

Con la información anterior, que se obtiene con una inspección visual detallada se complementa con un programa de toma de espesores de pared en forma aleatoria en cada uno de los carretes que lo integren, lo que nos dará suficiente información actualizada sobre el estado de la instalación superficial y nos dará la pauta para implementar el programa de mantenimiento preventivo o correctivo a seguir en el año de la inspección y en años posteriores.

Esta información, además es complementada con el reporte de inspección de la última corrida de diablo instrumentado, donde se obtienen los registros de pérdida metálica tanto interna como externa del ducto y sobre todo nos puede dar la pauta para saber si se está generando corrosión exterior en el arribo playero o en algún otro sector de la instalación superficial y es ahí donde dirigiremos más recursos para efectuar una inspección más detallada con ultrasonido, líquidos penetrantes o radiografiado industrial.



**FIGURA No. 92 PERSONAL EFECTUANDO MEDICIONES DE ESPESOR EN DUCTOS SUPERFICIALES**

### 6.5.2.- APLICACIÓN DEL PROYECTO.

La instalación superficial como la trampa de diablos a la llegada de la Terminal Marítima de Dos Bocas, Tabasco así como su arribo playero será inspeccionada cada año a fin de detectar con oportunidad cualquier posible daño o anomalía que el medio ambiente marino esté generando en el gasoducto de 36" de diámetro y 77 km de longitud que viene desde el Complejo Marino de Producción.

Para estas inspecciones se seguirá el siguiente procedimiento que es actualmente utilizado en PEMEX para la inspección visual detallada y con pruebas no destructivas de las instalaciones superficiales de sus ductos en Dos Bocas, Tabasco como en el Centro de Procesamiento de Gas de Atasta, Campeche.



FIGURA No. 93 PERSONAL TÉCNICO INSPECCIONANDO EL ARRIBO PLAYERO

### 6.5.3.- OBJETIVO DEL PROYECTO.

El objetivo de este procedimiento es establecer la metodología para tomar las medidas de espesor en todas las secciones del ducto en una instalación superficial costera y este se debe completar en el mismo lugar y en una frecuencia de cuando mínimo cada dos años . Esto es con el objetivo de tener datos de referencia confiables y poder estimar la corrosividad en esos puntos, al igual que ser capaz de programar oportunamente las próximas inspecciones y los trabajos de mantenimiento o reparación que requiera el ducto para su óptima conservación.

#### 6.5.4.- ALCANCES DE LA INSPECCIÓN.

Este procedimiento se aplicará a la inspección ultrasónica de los ductos superficiales en los siguientes casos:

Ducto Superficial:

- Ductos Superficiales en áreas de trampas de diablos.
- Ductos Superficiales de enlaces entre ductos.
- Secciones de ductos entre válvulas de bloqueo.
- En cruces aéreos.
- En curvas de expansión, etc.
- En arribos playeros.

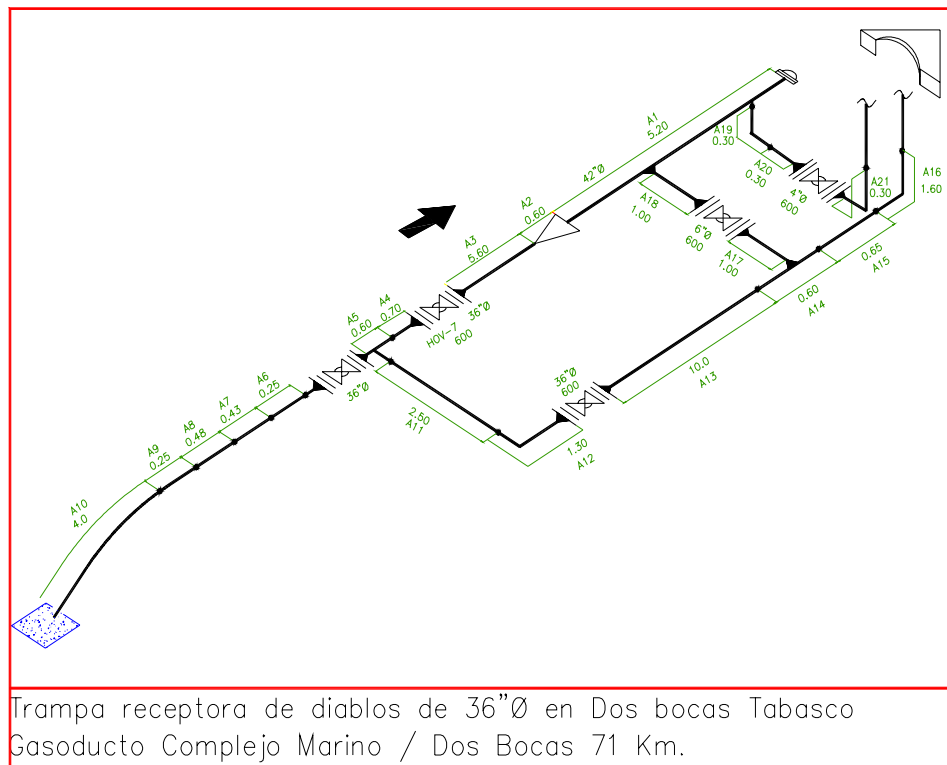


FIGURA No. 94

### **6.5.5.- RESPONSABILIDADES**

El supervisor del cliente será el responsable de proporcionar la información necesaria para que el contratista identifique la instalación superficial o el tramo de ducto a inspeccionar y vea el alcance del trabajo a realizar.

Es responsabilidad del contratista seguir todos los reglamentos de seguridad establecidos en los estándares de seguridad industrial de PEMEX en la instalación superficial.

También es responsabilidad del contratista proporcionar un procedimiento de trabajo aplicado a la inspección visual detallada y ultrasónica del ducto superficial, como parte de una serie de actividades preventivas y correctivas con el objeto de preservar la integridad del ducto. Este procedimiento deberá ser autorizado por el cliente antes de su aplicación, a fin de revisar que realmente cumpla con los alcances requeridos de acuerdo a lo extenso y tipo de instalación superficial que será inspeccionada.

También es responsabilidad del contratista el presentar las evidencias sobre la correcta y reciente calibración de sus equipos de ultrasonido así como de cualquier otro equipo de pruebas no destructivas que vaya a utilizar en las inspecciones y además demostrar el nivel de entrenamiento del personal que efectuará las inspecciones y los ensayos no destructivos en el ducto.

### **6.5.6.- DEFINICIONES**

#### **INSTALACIÓN SUPERFICIAL**

Se considera una instalación superficial cualquier trampa de diablo, válvula de seccionamiento, marco de expansión, interconexiones superficiales entre ductos, cruces aéreos, arribos playeros, etc. Que forme parte del desarrollo y extensión de un ducto que viene corriendo por su derecho de vía terrestre o marino.

#### **VELOCIDAD DE CORROSION**

La velocidad de corrosión en ductos se considera en base a las medidas ultrasónicas, como la velocidad en que disminuye el espesor de pared con el tiempo. Esto se calcula comparando el espesor medido y realizado de dos calibraciones consecutivas.

## VIDA ÚTIL ESTIMADA

Es la supuesta duración de tiempo antes que la instalación superficial alcance su límite de remoción.

## PROXIMA FECHA DE CALIBRACIÓN

Fecha en que la próxima calibración se debe realizar en la instalación superficial. En el caso particular de sitios alejados, tomando en consideración la velocidad de uso y su nivel crítico, su próxima fecha de calibración se debe programar en un lapso de tiempo no más de dos años..

## FECHA PROBABLE DE REMOCIÓN

Fecha estimada en la que tiene que retirarse la instalación superficial por haber alcanzado la terminación de su vida útil y sobre todo si ya no va a ser requerido el transporte del hidrocarburo entre las instalaciones.

## TRANSDUCTOR

Dispositivo encargado de transferir ondas ultrasónica como ondas reflejadas por la cara interna del espesor del ducto y captada una vez mas por el transductor para ser desplegado en una pantalla digital, mostrando una forma directa el espesor medido.

## ACOPLANTE

Sustancia que permite la continuidad entre la superficie del ducto y el transductor. Se pueden usar grasa, glicerina o aceite.

**6.5.7.- DIAGRAMA DE FLUJO DE REFERENCIA PARA INSPECCIÓN ULTRASÓNICA EN DUCTOS SUPERFICIALES.**

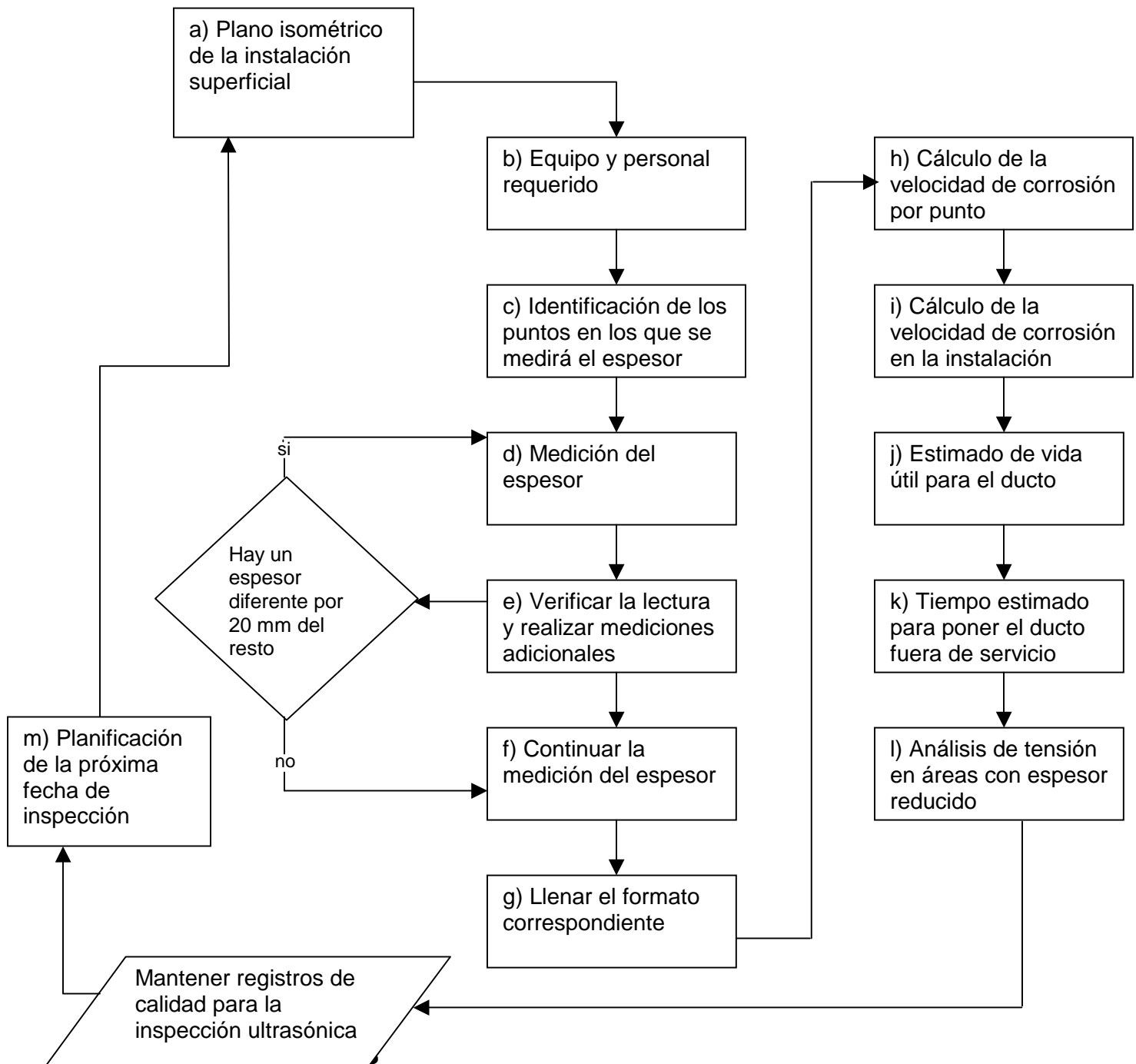


DIAGRAMA No. 21



### 6.5.8.- COMENTARIOS SOBRE EL DIAGRAMA DE FLUJO Y DESARROLLO DE ACTIVIDADES.

#### a) Dibujo isométrico de la instalación superficial

El supervisor del cliente será responsable de proporcionar la información necesaria para que el contratista identifique la instalación superficial o sección del ducto a inspeccionar.

#### b) Personal y equipo requerido

- a) Un equipo ultrasónico de haz recto que elimine el espesor de la película de pintura anticorrosiva que tiene el ducto.
- b) Cantidades suficientes de acoplante.
- c) Un técnico certificado como nivel I de ASNT
- d) Un ingeniero supervisor certificado como nivel III de ASNT



FIGURA No. 95 EQUIPO DE ULTRASONIDO PARA TOMA DE ESPESORES Y DETECCIÓN DE FALLAS.

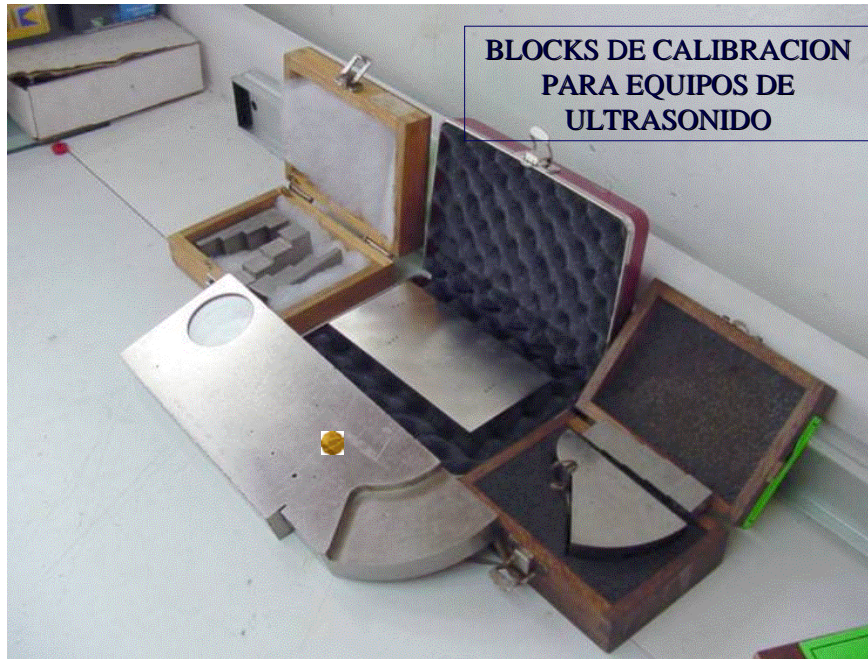


FIGURA No. 96 BLOQUES DE CALIBRACIÓN PARA EQUIPOS DE ULTRASONIDO

**c) Identificación de lugares donde se medirá el espesor.**

Las medidas de medición en una sección de ducto en una instalación superficial se debe determinar en los mismos lugares y con una frecuencia consistente. Esto es con el objetivo de tener datos de referencia confiables para estimar la velocidad de corrosión en estos puntos, al igual que ser capaz de programar las inspecciones siguientes o trabajos de reparación.



FIGURA No. 96 LÍQUIDOS PENETRANTES PARA DETECTAR DAÑOS SUPERFICIALES.

#### **d) Medidas de espesor .**

El personal a cargo de realizar las medidas deben tener una certificación correspondiente a un nivel I por ASNT.

El personal encargado de medir el espesor debe estar ajustado al principio de cada día con un patrón de calibración tipo escalera, el patrón se usara dependiendo del espesor de ducto a medir.

Con el objetivo de conducir medidas de medición en los mismos puntos, el transductor debe colocarse en la posición indicada en la foto No. 1 y foto No. 2 del documento 2 de este procedimiento, para los casos de carretes y accesorios.

El acoplante que se usará entre la superficie de contacto y el transductor, debe permitir la transmisión de ondas mecánicas. Se puede usar glicerina, aceite o grasa como coplantes. El mismo tipo de coplantes debe usarse para conducir la calibración del equipo como para la inspección previamente mencionada (esta estrictamente prohibido usar acoplantes corrosivos).

Una vez que las calibraciones de todos los tramos de ductos estén completos, todas las medidas “aumentadas” o “sospechosas” (diferente del resto en +/- 20 miles de pulgada) se deben realizar una vez mas.

#### **e) Verificar la lectura y realizar medidas adicionales de espesor.**

Calculo de velocidad de corrosión por punto.

La velocidad de corrosión se calculará por cada punto inspección de acuerdo al siguiente fórmula:

$$V_{cp} = (t_{fr} - t_{fa}) / (fr - fa)$$

Donde;

Vcp = Velocidad de corrosión por punto

tfr = Espesor medido recientemente

tfa = Espesor medido anteriormente

fr = Fecha reciente

fa = Fecha previa

#### **f) Continuar las medidas de espesor en el resto de la instalación superficial.**

#### **g) Llenar formatos de captura con mediciones de espesor con ultrasonido.**

## Inspección ultrasónica del ducto superficial.

Los trabajos de calibración en el área y el análisis estático del espesor medido constituyen un procedimiento cíclico, ya que los datos de cada inspección proporcionan los datos necesarios para la realización de la siguiente inspección, como se describe en la siguiente secuencia:

1. Los datos obtenidos de la calibración preventiva del área se registrarán en el formato 1 adecuado para este procedimiento.
2. Los datos obtenidos de la calibración de área, se deben vaciar en un formato 1 de este procedimiento, con un objetivo de analizar el espesor de medida de cada punto, las medidas de espesor “aumentadas” o “sospechadas” se verificarán otra vez en el área.
3. Después, los datos registrados se analizarán, obteniendo la información de las fechas en que se realizará la próxima inspección y la fecha estimada para reemplazar las partes de acuerdo a la vida útil, al igual que la velocidad de corrosión. Para este mismo caso se debe usar el formato 3 del documento 2.
4. Con la información obtenida del análisis previo, la próxima inspección se programará basada en lo crítico de la instalación.
5. La programación de los formatos se revisará cada mes, seleccionando los isométricos correspondientes a cada mes, las siguientes inspecciones se planearán de acuerdo a las instalaciones que aún faltan de ser inspeccionadas.
6. Cuando se realiza el plan de inspección en el área se generarán los datos nuevos, que una vez registrado, repetirá el ciclo.
7. Realizar el análisis de esfuerzo en los arreglos del ducto.

## h) Cálculo de velocidad corrosión por lugar.

El análisis del espesor medido se realizará de acuerdo a las siguientes actividades subsecuentes:

1. Discriminación de los valores de espesor “aumentado” o “sospechoso”.
2. Cálculo de la velocidad de corrosión por cada punto ( $V_{cp}$ ).
3. Cálculo de velocidad de corrosión promedio de la instalación superficial (por ejemplo, trampa de diablo), realizando los ajustes estadísticos de la máxima velocidad de corrosión ( $V_{max}$ ).
4. Selección del espesor mínimo de corrosión.
5. Cálculo de vida útil estimada (E.U.L.)
6. Cálculo de la próxima fecha de calibración (N.C.D.)
7. Cálculo de la fecha probable de remoción (L.D.R.)

Cálculo de velocidad de corrosión por punto.

La velocidad de corrosión se calculará por cada punto inspección de acuerdo al siguiente formula:

$$V_{cp} = (trf - ffa) / (fr - fa)$$

Donde;

$V_{cp}$  = Velocidad de corrosión por punto

trf = Espesor medido recientemente

ffa = Espesor medido anteriormente

fr = Fecha reciente

fa = Fecha previa

### **i) Cálculo de la velocidad de corrosión promedio de la instalación**

Cálculo de la velocidad de corrosión promedio en la instalación.

La velocidad de corrosión se calculará de acuerdo al siguiente formula:

$$V_{cpp} = (V_{cp1} + V_{cp2} + V_{cp3} + V_{cpn}) / n$$

Donde;

$V_{cpp}$  = Velocidad de corrosión promedio por punto

$V_{cp1}$  = Velocidad de corrosión correspondiente a punto 1

$V_{cpn}$  = Velocidad de corrosión correspondiente a punto n

n = Numero de puntos

$$V_{max} = V_{cpp} + (1.28 V_{pp} / O_n)$$

Donde;

$V_{max}$  = Velocidad de corrosión máxima

$V_{cpp}$  = Velocidad de corrosión promedio por punto

n = Numero de puntos

### **j) Estimado de vida útil por ducto.**

Cálculo de velocidad de corrosión promedio en la instalación.

La velocidad de corrosión se calculará de acuerdo al siguiente formula:

$$V_{cpp} = (V_{cp1} + V_{cp2} + V_{cp3} + V_{cpn}) / n$$

Donde;

$V_{cpp}$  = Velocidad de corrosión promedio por punto

$V_{cp1}$  = Velocidad de corrosión correspondiente a punto 1

$V_{cpn}$  = Velocidad de corrosión correspondiente a punto n

n = Numero de puntos

$$V_{max} = V_{cpp} + (1.28 V_{pp} / O_n)$$

Donde;

$V_{max}$  = Velocidad de corrosión máxima

$V_{cpp}$  = Velocidad de corrosión promedio por punto

n = Numero de puntos

### **k) Tiempo estimado para poner el ducto fuera de servicio.**

Espesor mínimo ( $t_{min}$ ) para oleoductos ANSI/ASME B31.4)

$$T_{min} = (P D) / (2S_p)$$

Donde ;

$T_{min}$  = Espesor mínimo de pared por presión interna (dentro)

P = Presión de diseño (psi)

D = Ducto O.D. (dentro)

$S_p$  = Esfuerzo permisible =  $0.72 * E * S$

S = Esfuerzo mínimo de fluidez especificado

E = Factor de junta longitudinal (grafica 402.4.3, ANSI/ASME B31.4)

Espesor de remoción ( $t_{ret}$ ) para ductos de acuerdo a la norma PEMEX No.A VIII-1 "Espesor de remoción para ductos, válvulas y conexiones metálicas usados en la transportación de fluidos".

Para presiones mayores a 0 Kg/cm<sup>2</sup> pero menor a 20 kg/cm<sup>2</sup>

$$T_{ret} = t_{min} + 0.233 t_{min} + 0.020$$

Para presiones mayores a 21 Kg/cm<sup>2</sup> pero menor a 105 kg/cm<sup>2</sup>

$$T_{ret} = t_{min} + A + B$$

Donde ;

A y B = los factores de corrección en referencia a la presión interna se calculan de la siguiente forma:

$$A = 1.23 - 0.0001553 P$$

$$B = 0.020 - 0.33 P$$

Donde ;

P = Presión de diseño (lb/tapon<sup>2</sup>)

Para presiones mayores a 105 Kg/cm<sup>2</sup>

$$T_{ret} = t_{min}$$

Estimación de fecha probable a cambio

La estimación de fecha cambiable se realizara de acuerdo a la siguiente formula:

$$L.D.R. = E.U.L + \text{Fecha de última calibración}$$

Donde ;

L.D.R. = Fecha probable de cambio

E.U.L. = Vida útil estimada

### **I) Análisis de esfuerzo de ducto en áreas con espesor reducido.**

Cuando se detecta un espesor de pared reducido por corrosión, con un valor mayor a la tolerancia por la fabricación del espesor nominal del ducto, se recomienda conducir un análisis de esfuerzo de la instalación superficial (por ejemplo, trampa de diablo), donde el efecto de temperatura y presión de operación se incluye al igual que la disposición del sistema de ducto y el ducto a la interacción de suelo, considerando esta última como no lineal.

### **m) Planeación de la próxima fecha de inspección.**

Frecuencia recomendada por los códigos.

Las medidas de espesor en instalaciones superficiales se deben realizar en un principio con una frecuencia anual, de acuerdo a lo establecido en la sección 6.3.4 en el estándar de PEMEX No. 07.3.13 “Requerimientos Mínimos de Seguridad para el Diseño, Construcción, Operación, Mantenimiento e Inspección de los Ductos de Transportación”.

### **6.5.9.- REFERENCIAS.**

Estándar de Pemex No. 07.3.13 Requerimientos mínimos de seguridad para diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de ductos de transportación.

Estándar de Pemex No. A VIII-4

El espesor para ductos, válvulas y conexiones metálicas usados en la transportación de fluidos.

ANSI / ASME B31.8

Sistema de ductos de transmisión y distribución de fluidos gaseosos.

ANSI / ASME B31.4

Transportación de líquidos para hidrocarburos, gas de petróleo líquido, anhídrido de amonio y alcoholes.

ASTM E-797

Espesor de medición por el método de contacto de eco de pulso manual.

API570

Código de inspección de ductos, reparación, alteración y reparación de sistemas de ductos en servicio.



### 6.5.10.- CONCLUSIONES.

- La inspección visual detallada de las instalaciones superficiales de ductos localizadas en zonas costeras, y que forman parte de los ductos marinos que arriban a las playas provenientes de los complejos marinos de producción de hidrocarburos, y complementada con la inspección ultrasónica de los carretes de tubería y complementada con el reporte de inspección de la última corrida del diablo instrumentado nos proporcionará información suficiente para conocer el estado de dicha instalación así como de su arribo playero para con oportunidad planear los programas de mantenimiento preventivo o correctivo que a corto, median o largo plazo debe de realizarse a fin de conservar en el mejor estado todos los componentes que integran a la instalación superficial como la trampa de recibo de diablos en la Terminal Marítima de Dos Bocas, Tabasco.
- De acuerdo a los resultados obtenidos en la inspección y de acuerdo al cálculo de las velocidades de corrosión al comparar dos reportes de diferentes fechas, nos dará la pauta para planear la siguiente inspección visual y no destructiva de la instalación superficial y de su arribo playero.
- Los recubrimientos anticorrosivos para eliminar la corrosión tienen un papel sumamente importante en las instalaciones superficiales costeras para la conservación de los ductos en estas zonas de alto índice de humedad y salinidad.



FIGURA No. 97 DETECCIÓN DE ANOMALÍA EN CARRETE DE 36" DIÁMETRO INSPECCIONADO CON EQUIPO EPOCH III

### 6.5.11.- EJEMPLO DE REPORTES DE INSPECCIÓN ULTRASÓNICA DE UNA INSTALACIÓN SUPERFICIAL.

Para ilustrar a los lectores a continuación se muestran dos reportes típicos de inspecciones ultrasónicas y visuales practicadas a una instalación superficial donde se marcan tanto las características de los equipos, su calibración, normas aplicables, y hasta las gráficas de sonido impresas donde se puede corroborar la medida del espesor o de la falla detectada en el espesor de pared del ducto inspeccionado.



FIGURA No.98 INSPECCIÓN TIPO BARRIDO EN BAYONETA DE 36" DIÁMETRO LINEA No. 3 GAS AMARGO.

**REPORTE DE INSPECCION ULTRASONICA  
TIPO BARRIDO DE LA OBRA DE INSPECCION  
CON P.N.D.**

**REPORTE**

HOJA: 1 DE 5

PROPIETARIO: _____	FECHA: _____	REPORTE No. _____
NOMBRE DE LA INSTALACION: _____		
NOMBRE DE LA LINEA: _____		ISOMETRICO No. _____
OBRA: _____		
TUBERIA TIPO SERVICIO _____		
PRESION: _____ KG.	TEMPERATURA: _____ °C	

INSTRUMENTO MARCA: _____	MODELO: _____	SERIE: _____
FECHA DE CALIBRACION: _____	FECHA PROXIMA A CALIBRAR: _____	
TRANSDUCTOR MARCA: _____	FRECUENCIA: _____	SERIE _____
ACOPLANTE _____	FUENTE DE ENERGIA: _____	
BLOCK (S) DE CALIBRACION: _____		

**CALIBRACION DEL EQUIPO**

NIVEL DE REFERENCIA: _____	RECHAZO: _____	RETARDO _____
RANGO _____	CALIBRACION DE EQUIPO: _____	
TRANSDUCTOR:	HAZ RECTO M.H.Z DIAM.	HAZ ANGULAR: M.H.Z DIAM.
		45° <input type="checkbox"/> 60° <input type="checkbox"/> 70° <input type="checkbox"/>

**PROCEDIMIENTO APLICADO:**

NORMAS: _____	EDICION: _____
CODIGO: _____	
ESPECIFICACION: _____	
ESTANDART DE ACEPTIBILIDAD-RECHAZO: _____ DE 02 05	

POR: SERVICIOS TECNICOS Y SUMINISTROS DE CHIAPAS S.A.DE C.V.	POR: PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION REGION MARINA NORESTE
----- INSPECTOR NIVEL II	----- RESIDENTE DE OBRA
	----- SUPERVISOR DE CAMPO
	----- SUPERVISOR DE CONTRATO
----- CERTIFICADORA	

RE-02-05

**REPORTE DE INSPECCION ULTRASONICA  
TIPO BARRIDO DE LA OBRA DE INSPECCION  
CON P.N.D.**

**REPORTE**

**REPORTE No. 1**

<b>INSTALACION:</b> BOCA TOMA
<b>LINEA:</b> GASOLINODUCTO No. 2 DE 16"Ø TRAMO ATASTA - USUMACINTA.
<b>OBSERVACIONES:</b> POR ORDEN DE LA SUPERVISION Y DE ACUERDO CON OFICIO NUMERO IMDR M.N.E-116-700 SE SOLICITA INSPECCION EN LINEA REGULAR DEL GASOLINODUCTO No. 2 DE 16"Ø TRAMO ATASTA USUMACINTA. DE ACUERDO CON INFORMACION DE LA CIA. PIPE-LINE INTEGRITY EN EL KM. 2+ 564.4 EN EL CUAL CORRESPONDE A LAS SOLDADURAS CIRCUNFERENCIALES No. 2150 LADO DE PEMEX Y 2140 LADO ATASTA, SE LOCALIZA UN CARRETE DE 12.60 MTS. DE LONGITUD DONDE SE ENCUENTRAN 2 ANOMALIAS EVALUADAS COMO CORROSION INTERNA.
1.- CORROSION INTERNA A 12.30 MTS. TOMANDO COMO REFERENCIA LA SOLDADURA No. 2140 EN HORARIO DE 5:45 HRS.Y CON UNA PERDIDA DE ESPESOR DEL 61%.
2.- CORROSION INTERNA A 12.60 MTS. TOMANDO COMO REFERENCIA LA SOLDADURA No. 2140 EN HORARIO DE 6:00 HRS. CON UNA PERDIDA DE ESPESOR DEL 60%, JUNTO CON SOLDADURA No. 2150.
<b>ACTIVIDADES:</b> SE REALIZA CADENEO PARTIENDO DE LA VALVULA DE LA TRAMPA DE DIABLOS, LOCALIZADA EN LA PLANTA DE ATASTA Y EN KM. 2+ 564.4 SE REALIZA EXCAVACION, PARA DESCUBRIR CARRETE. SE REALIZA SU MEDICION Y SE OBTIENE UNA LONGITUD DE 12.60 MTS. SE CONTINUA HACIA LADO ATASTA Y SE DESCUBRE LA JUNTA SOLDADA No. 2140, SE MIDE EL CARRETE, SE OBTIENE UNA LONGITUD DE 11.30 MTS. HACIA EL LADO DE CD- PEMEX PARTIENDO DE LA PUNTA No. 2150 SE MIDEN 36.40 MTS. PARA LOCALIZAR LAS JUNTAS No. 2180 Y 2190 QUE UNEN UN CARRETE 2.0 MTS. SE REALIZA EXCAVACION Y SE LOCALIZA CARRETE DE 2.0 MTS. DE LONGITUD. POR LO QUE SE ASEGURA QUE EL CADENEO REALIZADO VA DE ACUERDO CON EL REPORTE DE LA CIA. PIPE-LINE INTEGRITY. SE REALIZA LA INSPECCION ULTRASONICA A 12.30 MTS. EN HORARIO DE 5:45 HRS. PARA DETECTAR LA PRIMERA ANOMALIA, SE RASTREA EL AREA INDICADA, DETECTANDO UNA INDICACION EVALUADA COMO PICADURA DE APROXIMADAMENTE DE 3.0 .MM. DE AREA A UNA PROFUNDIDAD DE 0.300" QUE DE ACUERDO CON EL ESPESOR NOMINAL DETECTADO DE 0.410" SE OBTIENE UNA PERDIDA DE ESPESOR 0.110" EQUIVALE A 26.8% Y UN REMANENTE DE 0.300".
SE REALIZA INSPECCION TIPO BARRIDO EN HORARIO DE 6:00 HRS. A 12.60 MTS. DE LA SOLDADURA No. 2140, SE REALIZA RASTREO EN AREA DETECTANDO UNA INDICACION EVALUADA COMO PICADURA, A UNA PROFUNDIDAD DE 0.310" Y QUE DE ACUERDO CON ESPESOR NOMINAL DETECTADO DE 0.410" SE TIENE UNA PERDIDA DE ESPESOR DE 0.100" EQUIVALENTE A 24.3% Y UN REMANENTE DE 0.310".
EN AMBAS INSPECCIONES REALIZADAS NO FUERON DETECTADAS LAS ANOMALIAS REPORTADAS POR LA CORRIDA DE DIABLO. SE AUXILIA CON UNA TOMA DE PELICULAS RADIOGRAFICAS CON RAYOS X A SOLDADURA CIRCUNFERENCIAL No.2150, ENCONTRANDOSE DENTRO DE NORMA SEGÚN REPORTE DE LA CIA. RADIOGRAFIAS DE CAMPECHE.
<b>NOTA:</b> SE ANEXAN REPORTES COMO:
1.- GRAFICAS CON ESPESORES OBTENIDOS EN AMBAS ANOMALIAS
2.- PELICULAS Y REPORTES RADIOGRAFICOS .

**POR: COMPAÑIA**

**POR: CLIENTE**

\_\_\_\_\_  
INSPECTOR NIVEL II

\_\_\_\_\_  
RESIDENTE DE OBRA

\_\_\_\_\_  
SUPERVISOR DE CAMPO

\_\_\_\_\_  
SUPERVISOR DE CONTRATO

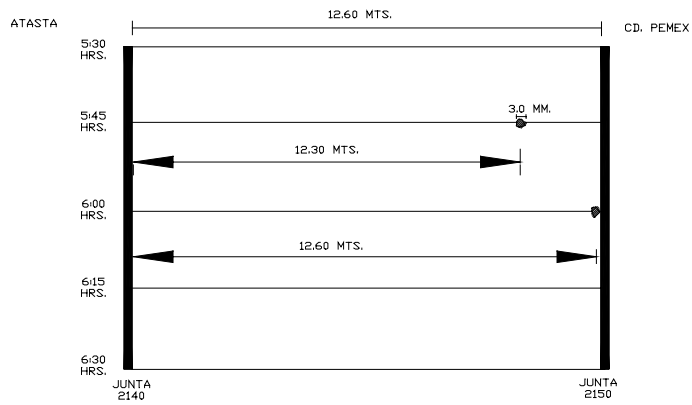
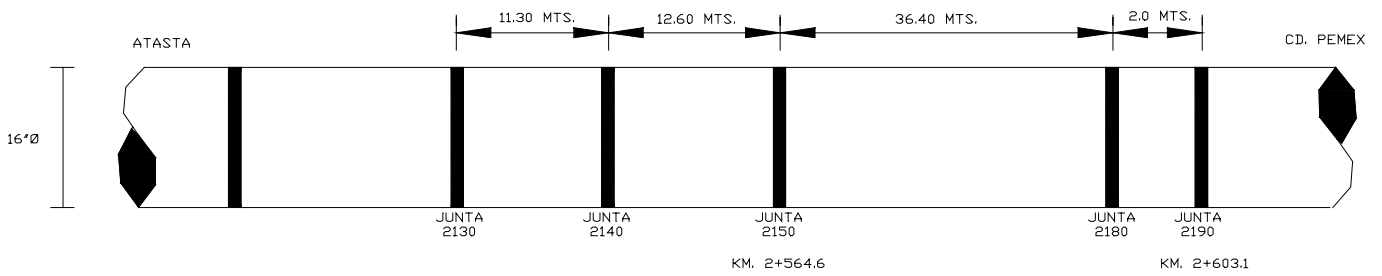
\_\_\_\_\_  
CERTIFICADORA

**REPORTE DE INSPECCION ULTRASONICA  
TIPO BARRIDO DE LA OBRA DE INSPECCION  
CON P.N.D.**

**REPORTE**

**REPORTE No. 1**

**GASOLINODUCTO No. 2 DE 16"Ø  
TRAMO USUMACINTA - CD. PEMEX**



**POR: COMPAÑIA.**

**POR: CLIENTE**

\_\_\_\_\_  
INSPECTOR NIVEL II

\_\_\_\_\_  
RESIDENTE DE OBRA

\_\_\_\_\_  
SUPERVISOR DE CAMPO

\_\_\_\_\_  
SUPERVISOR DE CONTRATO

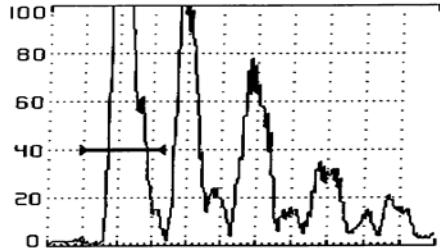
**REPORTE DE INSPECCION ULTRASONICA  
TIPO BARRIDO DE LA OBRA DE INSPECCION  
CON P.N.D.**

REPORTE

REPORTE No. 1

PANAMETRICS INC. WALTHAM, MA 02154-3497

FILE: ANOMALIA.G2\_ 01/09/00 15:35  
ID>01 PEAK 0.360in

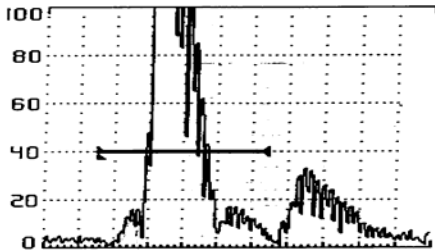


ESPESOR DE 0.360" OBTENIDO EN HORARIO DE 6:00  
HRS. JUNTO A SOLDADURA CIRCUNFERENCIAL No.  
4150 INICIO DE CORROSION POR PICADURA.

AMPLITUDE MAX 100% CURRENT 100%  
MIN DEPTH 0.360 PEAK 0.360 in  
REF 41.9+ 0.0dB RANGE 1.999 in  
REJ 0 % DELAY 0.000 in  
VEL 0.2318 in/us FULLWAVE RECTIFY  
ZERO 8.663 us PULSER HIGH  
ANGLE 00.0~ DAMPING 50 !  
THICK 0.000 in DUAL MODE  
PRF AUTO FILTER STD

Gate	Start	Width	Level	Alarm
1	0.190	0.502	40 %	OFF
2	15.07	0.386	47 %	OFF

ID>02 PEAK 0.310in



ESPESOR DE 0.310" MINIMO OBTENIDO EN HORARIO  
DE 6:00 HRS. JUNTO A SOLDADURA  
CIRCUNFERENCIAL No. 4150 PERDIDA DE ESPESOR  
24.3%. REMANENTE 0.310". NO SE CONSIDERA  
RECHAZABLE.

AMPLITUDE MAX 100% CURRENT 100%  
MIN DEPTH 0.310 PEAK 0.310 in  
REF 52.7+ 0.0dB RANGE 0.999 in  
REJ 0 % DELAY 0.000 in  
VEL 0.2318 in/us FULLWAVE RECTIFY  
ZERO 8.989 us PULSER MEDIUM  
ANGLE 00.0~ DAMPING 50 !  
THICK 0.000 in DUAL MODE  
PRF AUTO FILTER STD

EPOCH III Anomalia.ecl : COLLECTED

Page 1.

POR: COMPAÑIA

POR: CLIENTE

INSPECTOR NIVEL II

RESIDENTE DE OBRA

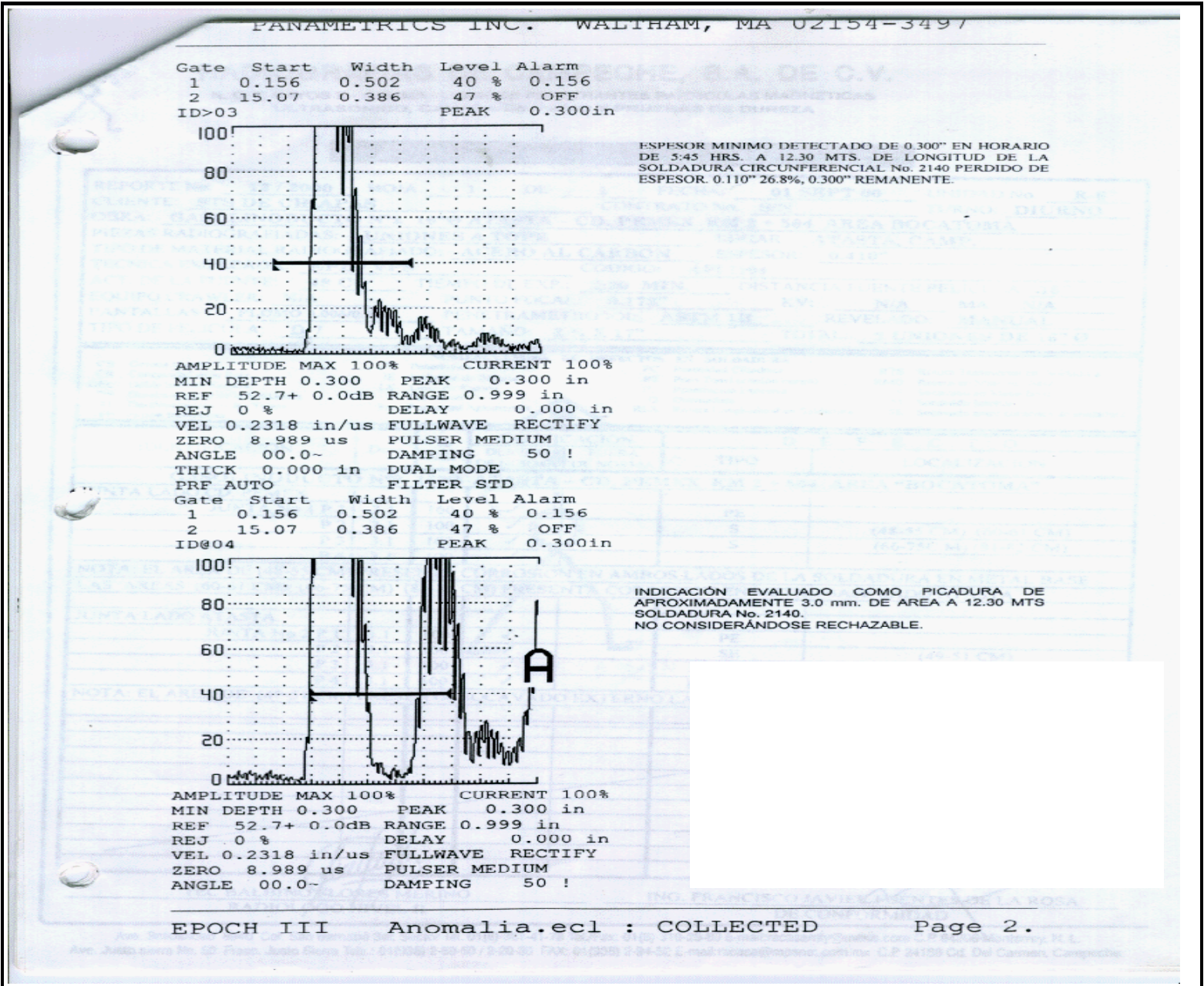
SUPERVISOR DE CAMPO

SUPERVISOR DE CONTRATO

**REPORTE DE INSPECCION ULTRASONICA  
TIPO BARRIDO DE LA OBRA DE INSPECCION  
CON P.N.D.**

**REPORTE**

REPORTE No. 1



POR: COMPAÑIA

POR: CLIENTE

INSPECTOR NIVEL II

RESIDENTE DE OBRA

SUPERVISOR DE CAMPO

SUPERVISOR DE CONTRATO

**REPORTE DE INSPECCION ULTRASONICA  
TIPO RELOJ DEL MANTTO. INTEGRAL**

**PROCEDIMIENTO DE INSPECCION ULTRASONICA  
TIPO RELOJ**

PROPIETARIO: _____	No. DE REPORTE: <u>8</u>
FECHA DE INSPECCION: _____	HOJA <u>1</u> DE <u>3</u>
NOMBRE DE LA INSTALACION: _____	ISOMETRICO No. <u>8</u>
NOMBRE DE LA LINEA: _____	

EQUIPO MARCA: _____	MODELO: _____	No. DE SERIE: _____
FECHA DE CALIBRACION: _____	FECHA PROXIMA A CALIBRAR: _____	
TRANSDUCTOR: _____	DIAMETRO: _____	FRECUENCIA: _____
BLOCK DE CALIBRACION: _____	ACOPLANTE: _____	GEL: _____

PROCEDIMIENTO APLICABLE: PI-02-05

NORMA APLICABLE: A.S.T.M. E. - 797

PRESION EN CAMPO: _____ KG/CM	TEMPERATURA ENCAMPO: _____ (°C)
ESPESOR MAXIMO: _____	ESPESOR MINIMO: _____
CONTROL DE FRECUENCIA: _____	

**ESPEORES OBTENIDOS**

PIEZA	12 HRS.	3 HRS.	6 HRS.	9HRS	LONG. MTS.	COSTURA	≠	%	DESCRIPCION
A-1	0.585"	0.560"	0.580"	0.575"	5.20	S/C	0.05	8.94	CARRETE CUBETA DE 20"Ø
	0.570"	0.575"	0.580"	0.560"					
	0.575"	0.600"	0.600"	0.570"					
	0.605"	0.570"	0.615"	0.610"					
	0.600"	0.615"	0.600"	0.590"					
	0.590"	0.580"	0.605"	0.580"					
A-2	0.615"	0.625"	0.640"	0.635"	0.60	S/C	0.18	22.15	REDUCCION EXCENTRICA 20" X 16"Ø
	0.790"	0.680"	0.655"	0.770"					
A-3	0.425"	0.410"	0.405"	0.415"	5.60	S/C	0.05	11.49	CARRETE DE 16"Ø
	0.435"	0.415"	0.400"	0.405"					
	0.420"	0.395"	0.405"	0.410"					
	0.410"	0.405"	0.405"	0.420"					
	0.400"	0.385"	0.405"	0.405"					
	0.420"	0.425"	0.420"	0.405"					
A-4	0.420"	0.435"	0.395"	0.390"	0.70	S/C	0.05	10.34	CARRETE DE 16"Ø
	0.405"	0.390"	0.425"	0.410"					
A-5	0.770"	0.765"	0.660"	0.725"	0.60	S/C	0.34	34.00	TEE 16"Ø
	0.840"	0.750"	0.770"	0.780"					
	1.000"	1.000"	1.000"	1.000"					
A-6	0.425"	0.410"	0.410"	0.425"	0.25	S/C	0.03	5.88	CARRETE DE 16"Ø
	0.400"	0.400"	0.410"	0.425"					
A-7	0.410"	0.425"	0.410"	0.425"	0.43	S/C	0.04	8.89	CARRETE DE 16"Ø
	0.420"	0.425"	0.420"	0.450"					

INSPECTOR NIVEL II	REPTTE.CIA.	REPTTE.CLIENTE	REPTTE.D.N.V.
	- 678 -		



**REPORTE DE INSPECCION ULTRASONICA  
TIPO RELOJ DEL MANTTO. INTEGRAL**

**PROCEDIMIENTO DE INSPECCION ULTRASONICA  
TIPO RELOJ**

**ESPEORES OBTENIDOS**

PIEZA	12 HRS.	3 HRS.	6 HRS.	9HRS	LONG. MTS.	COSTURA	≠	%	DESCRIPCION
A-8	0.375"	0.400"	0.425"	0.400"	0.48	S/C	0.08	16.67	CARRETE CON MONOBLOCK 16"Ø
	0.400"	0.450"	0.400"	0.400"					
A-9	0.375"	0.400"	0.400"	0.425"	0.25	S/C	0.05	11.76	CARRETE 16"Ø
A10	0.420"	0.430"	0.420"	0.425"	4.64	S/C	0.04	8.89	BAYONETA 16"Ø
	0.435"	0.430"	0.420"	0.440"					
	0.425"	0.420"	0.420"	0.425"					
	0.430"	0.425"	0.425"	0.420"					
	0.420"	0.420"	0.420"	0.410"					
	0.410"	0.415"	0.410"	0.450"					
A-11	0.830"	0.805"	0.830"	0.860"	2.50	S/C	0.11	11.86	CARRETE 16"Ø
	0.885"	0.835"	0.780"	0.845"					
	0.840"	0.860"	0.860"	0.830"					
A-12	0.950"	0.985"	0.960"	0.965"	1.30	S/C	0.10	9.64	CODO 90° 16"Ø
	0.955"	0.950"	0.925"	0.950"					
	0.970"	0.920"	0.890"	0.975"					
A13	0.815"	0.795"	0.790"	0.830"	10.00	S/C	0.12	13.14	CARRETE 16"Ø
	0.875"	0.835"	0.760"	0.875"					
	0.855"	0.875"	0.830"	0.850"					
	0.855"	0.845"	0.815"	0.850"					
	0.860"	0.840"	0.820"	0.865"					
	0.830"	0.830"	0.855"	0.845"					
	0.870"	0.850"	0.805"	0.855"					
	0.835"	0.830"	0.850"	0.850"					
	0.860"	0.855"	0.840"	0.860"					
	0.850"	0.850"	0.845"	0.840"					
	0.840"	0.835"	0.840"	0.835"					
A-14	1.000"	1.065"	1.100"	1.080"	0.60	S/C	0.11	10.00	TEE 16" X 6"Ø
	0.990"	1.090"	1.090"	1.025"					
A-15	0.850"	0.855"	0.805"	0.830"	0.65	S/C	0.09	10.40	CARRETE 16"Ø
	0.860"	0.840"	0.775"	0.865"					
A-16	0.950"	0.920"	0.920"	0.910"	1.60	S/C	0.11	10.82	CODO 90° 16"Ø
	0.950"	0.865"	0.970"	0.920"					
	0.935"	0.920"	0.950"	0.895"					
A-17	0.445"	0.490"	0.480"	0.480"	1.00	S/C	0.05	9.18	CARRETE 6"Ø
	0.480"	0.465"	0.490"	0.465"					

INSPECTOR NIVEL II	REPTTE.CIA.	REPTTE.PEMEX	REPTTE.D.N.V.
--------------------	-------------	--------------	---------------



## **6.6 ANÁLISIS DE INTEGRIDAD EN DUCTOS.**

### **CONTENIDO:**

#### **6.6.1.- ANTECEDENTES.**

#### **6.6.2.- APLICACIÓN DEL PROYECTO.**

#### **6.6.3.- EL ANALISIS DE INTEGRIDAD APLICADO A LOS GASODUCTOS.**

#### **6.6.4.- CONCLUSIONES.**

### **DESARROLLO.**

#### **6.6.1.- ANTECEDENTES.**

El análisis de integridad lo podemos definir como la “Evaluación del estado estructural de un ducto, basándose en la identificación del tipo y grado de severidad de los defectos presentes en él, a partir de los reportes de inspección no destructiva y la información técnica del ducto”.

Este trabajo presenta una propuesta del sistema de Análisis de Integridad que actualmente se está aplicado a los Ductos de recolección y transporte de Pemex Exploración y Producción y su impacto en la inspección y mantenimiento. El Análisis de Integridad ha conducido a una operación más segura de las líneas de conducción contribuyendo a mantener la continuidad de la producción al reducir la cantidad de cortes y reemplazos de tubería, que son operaciones de alto riesgo y costo, permitiendo adicionalmente mejorar los programas de inspección y optimizar el empleo de las técnicas de reparación de tuberías. Por tales motivos, consideramos de gran importancia darlo a conocer ya que ha sido una realización de la ingeniería y la investigación realizada por técnicos mexicanos en nuestras instituciones de educación superior para la solución de problemas industriales.

### **6.6.2.- APLICACIÓN DEL PROYECTO.**

Durante la vida útil del nuevo gasoducto de 36" diam. y 77 km de longitud entre el Nuevo Complejo Marino de Producción y la Terminal Marítima de Dos Bocas, Tabasco, se realizarán los programas de inspección ya descritos a fin de conocer el estado actual y detectar daños o discontinuidades tanto en su ducto ascendente en plataforma, su línea regular submarina, su arribo playero y finalmente su trampa de diablos en la Terminal Marítima.

Toda esta información será evaluada contra códigos y normas aplicables a ductos que transportan hidrocarburos gaseosos tal como el ANSI B.31.8. sin embargo el análisis final de los daños a fin de analizar su verdadera significancia para la conservación de la integridad será utilizando el apoyo de expertos que están apoyando a PEMEX para efectuar la evaluación más real de estos daños aplicando técnicas de mecánica de fractura que pueden dar resultados con un criterio menos severo que las normas y códigos ya existentes para la construcción y sin afectar ni rayar en la inseguridad de las instalaciones.

Con esta premisa se logran importantes ahorros al evitar reparaciones innecesarias en ductos, al evaluar sus daños con esta técnica así como el análisis de esfuerzos por medio de elementos finitos, lo que da por resultado una medición de los esfuerzos a los que realmente se está manejando la zona dañada del ducto determinándose así el tipo de reparación requerida y el plazo al cual esta se deber realizar.

### **6.6.3.- EL ANALISIS DE INTEGRIDAD APLICADO A LOS GASODUCTOS.**

Gracias a la aplicación del Análisis de Integridad hemos podido establecer un criterio más racional de la evaluación de las discontinuidades por servicio, reduciendo el uso de criterios de evaluación de defectos que corresponden a normas de construcción y que no son aplicables a líneas en servicio; todo esto gracias a una recopilación metódica de las experiencias en las cuales hemos comprobado, por aplicación de métodos de validación científica, que es posible tolerar tamaños de defecto mucho mayores que los establecidos como aceptables en los documentos propios de la fabricación y tendido de ductos.

El análisis de integridad se inicia realizando una inspección no destructiva, la cual puede ser empleando métodos automatizados como son los diablos instrumentados, o bien, la inspección tradicional de la detección de fallas por ultrasonido o inspección visual general y detallada.

Cuando se detecta una anomalía, esta es dimensionada y caracterizada. Posteriormente y en un trabajo de gabinete, se realiza el análisis de severidad del defecto. En caso de ser necesario se realizan inspecciones y análisis complementarios para verificar o incrementar el acervo de la información original y finalmente se emite un dictamen en el que se establece la presión máxima permisible de operación, recomendaciones de reparación y cálculo de la vida residual una vez reparada la anomalía.

Para iniciar, debemos mencionar que los estudios de mecánica de fractura nos permiten establecer si una estructura puede tolerar la presencia de un defecto, mediante el estudio de las relaciones existentes entre la presión de fractura (es decir su resistencia residual), el tamaño máximo tolerable del defecto (tamaño crítico del defecto) y la vida residual o útil de la estructura. Esto provee las bases para el desarrollo de un sistema de evaluación de ductos que permite determinar la viabilidad de seguir operando la línea y establecer los programas de inspección y mantenimiento. Este sistema ha sido llamado Análisis de Integridad de Ductos (AID) y desde principios de 1998 ha estado siendo desarrollado por PEMEX Exploración y Producción en colaboración con el Instituto Politécnico Nacional, actualmente lo ha estado aplicado PEP, como parte de su estrategia general de inspección y mantenimiento.

El criterio de análisis de integridad está basado en la habilidad del ducto para contener un fluido a presión en su interior y de mantener su forma y continuidad, bajo tal presión e incluyendo los esfuerzos secundarios tales como flexión, vientos, mareas, oleajes, etc.

Los ductos en servicio, presentan varias formas de daño, siendo las principales: corrosión, agrietamientos de varios tipos, además de daño físico y defectos de fabricación. Estos daños generan la pérdida la resistencia en la pared del ducto que finalmente producen fugas.

Aplicando el análisis de integridad, podemos establecer con certeza los criterios de severidad de los defectos que estén presentes en el ducto, así como los requisitos adicionales de inspección no destructiva. Y seleccionar, entre las diferentes alternativas de reparación, la más conveniente, económica y segura para restablecer las condiciones óptimas de operación de los tramos de los ductos con defectos.

Es importante mencionar que para que el análisis de integridad sea confiable se requiere del cumplimiento de las siguientes condiciones:

Los defectos presentes en la pared de los ductos deben ser ubicados, identificados, dimensionados y evaluados; se debe conocer su geometría y posible origen o formación, adicionalmente es necesario saber la especificación y características del material así como las condiciones de operación y tipo de fluido que transporta.

Hasta la fecha los defectos a los que se les puede aplicar para el análisis de integridad en PEP son:

- \* Reducción uniforme y localizada de espesor
- \* Grietas
- \* Ampollas y laminaciones
- \* Abolladuras y deformación plástica
- \* Entallas, ranuras y rayones
- \* Desalineamientos.
- \* Inclusiones no metálicas y otros defectos del material.
- \* Defectos en soldaduras.

El análisis de integridad de ductos que han sido inspeccionados mediante corrida de diablo instrumentado, se inicia con el estudio del reporte de inspección del diablo y de las características del ducto, realizándose una evaluación de la severidad de los defectos presentes y una primera estimación de la vida remanente. Con estos resultados se calcula la presión máxima permisible de operación (PMPO) y se presentan las primeras recomendaciones. Con esta información se procede a realizar la inspección complementaria que es una etapa importante que permite verificar la existencia y dimensiones de los defectos seleccionados para reparación. Además de ésta verificación, la inspección complementaria genera información sobre la precisión de la inspección del diablo instrumentado y es parte integral de la selección del procedimiento a recomendar para la reparación, ya que nos permite las conocer y delimitar las zonas del tubo donde se puede cortar o soldar, permitiendo adicionalmente, en algunas ocasiones, la obtención de muestras para realizar pruebas adicionales que se requieran para afinar y mejorar la información de soporte del análisis de integridad final.

La inspección complementaria es una inspección externa del tubo con defectos. Esta incluye la inspección visual y el dimensionamiento, por medio de calibradores, de los daños externos y con la ayuda de instrumentos detectores de fallas por ultrasonido se evalúa el espesor y la pared interna del ducto. Estas operaciones se realizan con un procedimiento específicamente elaborado para éste fin.

Con los resultados de la inspección complementaria se realiza **el análisis de integridad final**, el cual consiste en lo siguiente:

- El procesamiento de los resultados de la corrida de diablo instrumentado, para la determinación de criterios finales de identificación y dimensionamiento de defectos, con base en la comparación de resultados de la corrida de diablo y la inspección complementaria.
- El análisis final de severidad de defectos basado en el cálculo de resistencia residual, usando las dimensiones ajustadas obtenidas en campo.
- La determinación de la rapidez de deterioro en el ducto para cálculos de vida remanente.
- La selección de técnicas de reparación.

El análisis determina la lista definitiva de tramos a reparar, los procedimientos de reparación, la presión máxima permisible de operación, el programa de inspección a futuro y las recomendaciones de operación, inspección y mantenimiento, para incrementar el nivel de seguridad de la línea o para la extensión de su vida útil.

Para la realización de todas las actividades antes descritas, es imprescindible contar con la información general referente al ducto objeto de análisis y las inspecciones complementarias; esta información incluye la identificación del ducto, su historial de servicio, el fluido que transporta y los datos de diseño entre otros.

Para aplicar adecuadamente el análisis de integridad, es necesario considerar al ducto como un elemento unitario, es decir, el análisis no debe basarse solo en el criterio de evaluar aquellos defectos más severos, ya que se debe evaluar el estado general del ducto. Por ello, los tramos del ducto que presenten alguna de las condiciones siguientes deberán ser objeto de inspección complementaria.

- a) Los defectos en los cuales la Presión Máxima Permisible de Operación sea menor que la Presión de operación.
- b) Los defectos con una vida remanente menor del lapso establecido para la próxima inspección.
- c) Los defectos y agrupaciones de defectos que se sospeche no fueron identificados o dimensionados correctamente por la técnica de inspección utilizada en la corrida de diablo instrumentado.
- d) Los defectos superficiales axiales, con mas del 15% de pérdida de metal y cuya dimensión longitudinal sea al menos diez veces mayor que su longitud circunferencial, cuando esta no sea mayor del equivalente a 5 minutos técnicos en la circunferencia.
- e) Los defectos en uniones soldadas o en la zona afectada por calor de uniones soldadas.
- f) Los defectos no típicos.

Estas inspecciones deberán ser efectuadas por personal capacitado y certificado con amplia experiencia en el manejo e interpretación de las señales de ultrasonido. La inspección complementaria para fines de análisis de integridad posee varios requerimientos adicionales a los de una inspección de rutina que se describen a continuación.

- Se inspeccionará la totalidad de la circunferencia donde se localice el defecto y al menos el equivalente a un diámetro aguas arriba y aguas abajo de cada extremo del defecto, mediante el equipo detector de fallas realizando un barrido continuo del área, reportando tanto las indicaciones señaladas por el diablo instrumentado, como las no señaladas.
- Se deberá incluir un reporte de: Estado del ducto y recubrimiento, condiciones del terreno y ambiente, localización de soldaduras y defectos en soldaduras, daño físico, curvatura del tramo, etc.
- No se deben reportar indicaciones cercanas como un solo defecto, ni agrupar indicaciones, a excepción de la corrosión localizada y las grietas radiales.
- Siempre deberá reportarse el espesor promedio de una zona sana, cercana a el defecto inspeccionado.

Para determinar la severidad de un defecto, se deben de considerar factores como la presión de operación, presión de diseño, presión máxima permisible de operación y sobre todo el tamaño crítico de defecto. Con estos datos, se establecen los criterios que permiten definir si un defecto debe ser considerado como severo. Esto criterios se presentan a continuación.



- Cualquier defecto cuya presión máxima permisible de operación (PMPO) es menor que la presión de operación (POp). La PMPO es la presión de falla multiplicada por el factor de seguridad (FS) del ducto de acuerdo al tipo de servicio y clase de localización.

- Un defecto que involucre pérdida de metal, de profundidad igual o mayor que el 80% del espesor del tramo donde se ubique, independientemente de su PMPO o vida remanente.

- Cuando las grietas presenten crecimiento en la dirección radial del tubo.

- Un tramo cuya vida residual calculada sea menor que el lapso para la próxima inspección.

Los factores descritos en los incisos anteriores definen cuantitativamente el nivel de riesgo de un defecto, sin embargo los límites de aceptación o rechazo de defectos deberán ser establecidos tomando en cuenta los siguientes factores adicionales.

- Importancia estratégica del ducto.
- Análisis de riesgo en caso de falla.
- Costo de la reparación.
- Prioridad en los programas de mantenimiento.

Para mantener un control sobre la precisión de la corridas de los diablos instrumentados, se realiza una correlación estadística entre los resultados de la inspección del diablo y los resultados de la inspección complementaria, con el fin de establecer el nivel de confiabilidad de la inspección en lo referente al tamaño de defecto reportado por el diablo con respecto al tamaño real de defecto, esta información se emplea para desarrollar algoritmos para ajustar las dimensiones de los defectos y retroalimentar información para la interpretación de la inspección en cuanto a defectos no detectados o reportados erróneamente por la corrida del diablo.

Este análisis es crítico ya que el nivel actual de desarrollo tecnológico de los diablos instrumentados no garantiza una precisión al 100% de la medición de defectos ni es capaz de detectar todos los posibles defectos en un ducto.

Debemos hacer notar que gracias a la aplicación de este método tenemos actualmente una disminución de aproximadamente el 50% en la frecuencia del mantenimiento correctivo.

Ante la falta de criterios para la evaluación de defectos en servicio, los técnicos recurrían a las normas y especificaciones de construcción las cuales resultan muy estrictas en cuanto a la tolerancia de defectos. Los siguientes ejemplos ilustran esto:

<b>DEFECTO</b>	<b>CRITERIO TRADICIONAL</b>	<b>VALOR MAXIMO</b>	<b>VALOR MAXIMO PEP</b>
<b>Desalineamiento</b>	ANSI B31.G	6% de espesor	60% del espesor
<b>Laminación</b>		2"	hasta 2 Diam.
<b>Abolladura</b>		6% diámetro	hasta 20% Diam.

La reducción localizada de espesor es la forma de daño más frecuente en ductos, para su evaluación se emplea el Código ANSI B31G, cuya versión más reciente data de 1991. Investigaciones y reportes de campo han demostrado que el criterio ANSI B31G es muy conservador y dictamina para reparación defectos que todavía pueden ser tolerados.

Este tipo de estudios condujeron a una modificación de este criterio para hacerlo menos conservador, el resultado de lo anterior ha sido una reducción de cerca del 30% en la frecuencia de reparación de este tipo de defectos, todo esto sin reducir el nivel de seguridad.

Otro beneficio importante del análisis de integridad es la sistematización y optimización de la selección de las técnicas de reparación de ductos sin interrupción del servicio, es decir de los encamisados.

A través del análisis del comportamiento de las formas de daño que reducen la resistencia de los ductos, se ha determinado cual es la fuerza que impulsa una falla, de ahí se establecen los requerimientos del encamisado para contrarrestar esa fuerza impulsora. De esta manera se han resuelto innumerables controversias sobre la técnica de reparación a aplicar. Estos requerimientos han quedado plasmados en el Manual de Reparación de Ductos en Servicio que forma parte del Procedimiento de Análisis de Integridad.

Con el establecimiento de una metodología general para la evaluación del estado de una tubería. Se eliminó el problema de que la evaluación se hiciera de manera heterogénea y con diferentes criterios ya que estaba a cargo de los responsables de cada tramo del ducto, esta

forma de evaluar no siempre generaba un reporte general al respecto. Actualmente el Análisis de Integridad está incorporado a otros sistemas de información como el SICORI, y contribuye al desarrollo de una base de datos global que incluye entre otros aspectos: el estado físico de la tubería en base a los reportes de inspección y de reparación, su localización geofísica, su clase de localización, los programas de mantenimiento aplicados, etc. Toda esta información permite un mejor diagnóstico del estado de los sistemas de ductos, una planeación estratégica más avanzada del mantenimiento y una base documental sobre todo lo anterior.

Otra aportación de gran trascendencia han sido los procedimientos de inspección no destructiva que se han derivado del análisis de integridad. Como en análisis de integridad realiza el cálculo de la resistencia residual y de la vida útil, requiere de una identificación y dimensionamiento muy preciso de los defectos. En varios casos, un mismo defecto puede pasar a otra categoría si, por ejemplo está constituido por una agrupación de defectos pequeños y se reporta como un solo defecto grande, tal y como sucede con las inclusiones, que frecuentemente eran reportadas como laminaciones. Estos nuevos procedimientos no solo son mas precisos, sino que también aportan información adicional sobre la naturaleza de los defectos que aparecen en los ductos y sobre las características físicas de los mismos tubos.

La inspección complementaria de ductos y el análisis estadístico de los resultados de la inspección con diablo instrumentado, han arrojado información sumamente importante sobre el estado real de éstas últimas y su nivel de uso en el análisis de integridad. Si bien la inspección con Diablo Instrumentado es la forma mas práctica y útil de inspeccionar un ducto, sus resultados pueden distar mucho de ser representativos, sobre todo en casos donde la técnica de inspección no permite la detección de cierto tipo de defectos.

Esta limitación en los resultados que se obtienen es importante porque nos ha permitido establecer de forma mas clara y precisa los requisitos técnicos que deben cumplir los equipos de inspección y al mismo tiempo nos ha permitido reducir los costos de inspección al solicitar correctamente el servicio de inspección al preparar las convocatorias de licitación pública.

En este respecto, actualmente se cuenta con los resultados de más de 60 corridas de Diablos Instrumentados y sus correspondientes correlaciones con las inspecciones complementarias, las cuales se

asumen como las representativas de las dimensiones reales de los defectos. Al analizar estos resultados, cuyo ejemplo se muestra a continuación, se han determinado el nivel de confiabilidad de las corridas y los factores de ajuste de tamaño de defecto, todo ello ha impactado en una mayor seguridad a la hora de calcular la resistencia y vida remanente de un ducto.

### **Capacitación y divulgación del conocimiento.**

El análisis de integridad es una tarea interdisciplinaria que involucra no solo al personal que realiza dichos análisis, sino a todo un grupo de personas y organizaciones que van desde compañías de inspección y reparación de ductos, supervisores, personal de mantenimiento y por supuesto a los entes gerenciales directamente encargados de la operación y mantenimiento de ductos. Al realizar las tareas que se requieren para el Análisis de integridad, todo este personal recibe directa e indirectamente una capacitación en cuanto a los procedimientos de inspección, criterios de evaluación de defectos y procedimientos de reparación, lo cual contribuye a elevar el nivel técnico del personal así como de las tareas antes señaladas, con las consecuentes reducciones en el nivel de riesgo, paros de producción y costo de los programas de mantenimiento.

Adicionalmente a esta capacitación indirecta, se realizan constantemente presentaciones, seminarios y talleres dirigidos tanto al personal de PEP como a las compañías participantes.

El objetivo final de esta capacitación y divulgación del conocimiento es que en un futuro próximo exista personal capacitado, dentro de PEP y en las compañías que prestan sus servicios a PEP, para permitir que el grupo de investigadores en el área de ductos se concentre en el desarrollo de tecnología de punta que permita realizar análisis de integridad cada vez más precisos y menos conservadores, ampliando la gama de defectos que se pueden analizar y desarrollando los códigos y normas que consideren estos avances. Todo esto contribuirá a la elevación del nivel de seguridad en la operación de los ductos, reduciendo el número de fallas, los paros de producción y los costos.

#### **6.6.4.- CONCLUSIONES.**

1. El Análisis de Integridad de ductos se ha implementado en PEP formalmente desde enero de 1998 y a la fecha ha redundado en una reducción superior al 50% del mantenimiento correctivo, sin menoscabo de la seguridad.

2. Se tiene un mejor conocimiento de la información que debe solicitarse al momento de contratar el servicio de inspección con diablos instrumentados, al hacerse una selección del tipo de técnica a emplear dependiendo de los defectos que deseamos detectar, de la capacidad de detección que se tiene y la información que debe proporcionarse al prestador del servicio, esto ha redundado en una reducción de costos y una optimización en el empleo de estas herramientas.

3. La relación entre PEMEX y los investigadores del IPN se ha dado de manera estrecha y continua a todos los niveles, lo que ha permitido una buena capacidad de respuesta, una rapidez en la entrega de resultados, con un costo muy inferior al de empresas internacionales que prestan este tipo de servicios.

4. El apoyo decidido de PEMEX a la investigación que realiza el IPN ha permitido el desarrollo de novedosos criterios de evaluación de defectos en ductos, técnicas de reparación y procedimientos de inspección, lo que ha contribuido de manera significativa a elevar la eficiencia del mantenimiento en los ductos.

5. Como resultados colaterales del Análisis de Integridad están, una continua capacitación y actualización profesional del personal directamente encargado de la inspección, diagnóstico y reparación de ductos y el desarrollo de un sistema de información más completo acerca de estado, historial, etc. de los ductos de Pemex Exploración y Producción.