

# MANUAL DE MANTENIMIENTO Y REPARACIÓN DE LOS OLEODUCTOS DE OPERACIONES TALARA



**OPERACIONES TALARA  
PETROPERU**

**Unidad Ingeniería de  
Mantenimiento**



## INDICE

1.	PRESENTACIÓN	2
2.	ALCANCE	2
3.	DEFINICIONES Y TERMINOLOGÍA	2
4.	SÍMBOLOS Y ABREVIATURA	5
5.	MATERIALES EN DUCTOS	5
6.	DESCRIPCIÓN	5
7.	MANTENIMIENTO	9
	<b><u>ADJUNTOS</u></b>	
EP-001	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA SOPORTES DE DUCTOS	14
EP-002	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS – CRUCE DE OLEODUCTOS POR CARRETERAS	22
SI3-01-07	ESTANDAR DE INGENIERÍA – PRUEBA HIDROSTÁTICA DE OLEODUCTOS	31
SI3-22-41	ESTANDAR DE INGENIERÍA – PREPARACION DE SUPERFICIES DE ACERO PARA LA APLICACIÓN DE PINTURA	40
SI3-22-48	ESTANDAR DE INGENIERÍA – SISTEMAS DE REVESTIMIENTO TIPO CINTA PARA TUBERÍAS ENTERRADAS – OPERACIONES TALARA	53
SI3-22-46	SISTEMA DE PINTURA EPOXY AMINA CICLOALIFÁTICA PARA OLEODUCTOS ENTERRADOS – OPERACIONES TALARA	64
SI3-22-38	PINTADO EXTERIOR SISTEMA EPOXY AMINA – POLIURETANO	70
EP-003	ESPECIFICACIÓN TÉCNICA - MANTENIMIENTO DE VÁLVULAS DE OLEODUCTOS	75
SI3-22-21	ESTANDAR PARA SOLDADURA PARA CAMBIO DE TRAMO DE OLEODUCTOS	78
EP-004	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PROTECCIÓN CATÓDICA	83
EP-005	ESPECIFICACIÓN TÉCNICA - DOBLADO DE TUBERÍA	87
EP-006	ESPECIFICACIÓN TÉCNICA – INSTALACIÓN DE CUPONES Y PROBETAS DE CORROSIÓN	88
EP-007	ESPECIFICACIÓN TÉCNICA – PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN ULTRASÓNICA POR HAZ NORMAL	95
EP-008	ESPECIFICACIÓN TÉCNICA – PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE TRAMOS RETIRADOS DE LOS OLEODUCTOS	97
EP-009	ESPECIFICACIÓN TÉCNICA PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN VISUAL DE LOS OLEODUCTOS	102
EP-010	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS INSPECCIÓN DE OLEODUCTOS MEDIANTE ONDAS GUIADAS	108
EP-011	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS INSPECCIÓN DE OLEODUCTOS MEDIANTE TÉCNICA DE BAJA FRECUENCIA ELECTROMAGNÉTICA (LFET)	111

# MANUAL DE MANTENIMIENTO Y REPARACIÓN DE LOS OLEODUCTOS DE OPERACIONES TALARA

## 1. PRESENTACIÓN

Este manual podrá servir de referencia en caso de reparaciones y mantenimientos en los Oleoductos de Operaciones Talara.

## 2. ALCANCE

Este manual incluye aspectos inspección y mantenimiento tanto de la línea regular como de las obras especiales de los sistemas de ductos para transporte y recolección de hidrocarburos líquidos.

Este manual no incluye los sistemas de transporte de hidrocarburos dentro de los límites de la Refinería, estaciones de bombeo y otras instalaciones que se requieren como parte del sistema de transporte pero que no forman parte de la línea regular o de las obras especiales.

Un ducto de transporte se extiende entre trampa scraper, o de no existir ésta, desde la última válvula en la salida, hasta la primera válvula de aislamiento dentro de las fronteras de estaciones de almacenamiento, bombeo, terminal, etc.

## 3. DEFINICIONES Y TERMINOLOGIA

Para los fines de este Manual, así como para las actividades que se desarrollan en los trabajos relacionados con la legislación y los códigos, se utilizarán como definiciones las siguientes:

- 3.1 Abolladura.** Depresión en la superficie del tubo.
- 3.2 Accesorios.** Válvulas, actuadores, sistemas de inyección de inhibidores, rectificadores, medidores, etc.
- 3.3 Ánodo.** Elemento emisor de corriente eléctrica (electrodo) en el cual ocurre el fenómeno de oxidación.
- 3.4 Ánodo galvánico o de sacrificio.** Es el metal con potencial de oxidación más electronegativo que el ducto por proteger y que se consume al emitir corriente de protección.
- 3.5 Anomalía.** Cualquier daño mecánico, defecto o condiciones externas que puedan poner o no en riesgo la integridad del ducto.
- 3.6 Camisas mecánicas** dispositivos como grapas, abrazaderas de fábrica ó envolventes atornilladas ó soldadas en la sección de la tubería.
- 3.7 Cátodo.** Es el electrodo de una celda electroquímica, en el cual ocurren las reacciones electroquímicas de reducción, en un sistema de protección catódica es la estructura a proteger.
- 3.8 Conexiones.** Aditamentos que sirven para unir o conectar tubería, tales como: Tes, bridas, reducciones, codos, "tredelets", "weldolets", "socolets", etc.
- 3.9 Corrosión.** Proceso electroquímico por medio del cual los metales refinados tienden a formar compuestos (óxidos, hidróxidos, etc.) termodinámicamente estables debido a la interacción con el medio.
- 3.10 Corrosión atmosférica.** Es la corrosión por acción del medio ambiente y generalmente se presenta en las instalaciones aéreas.

- 3.11 Corrosión generalizada.** Es una corrosión de tipo uniforme en toda la superficie de la instalación.
- 3.12 Corrosión localizada.** Es aquella corrosión no homogénea que se presenta en la superficie con la formación de películas no uniformes.
- 3.13 Daño mecánico.** Es aquel producido por un agente externo, ya sea por impacto, rayadura o presión y puede estar dentro o fuera de norma.
- 3.14 Defecto.** Discontinuidad de magnitud suficiente para ser rechazada por las normas o especificaciones.
- 3.15 Derecho de vía.** Es la franja de terreno donde se alojan los ductos, requerida para la construcción, operación, mantenimiento e inspección de los sistemas para el transporte y distribución de hidrocarburos.
- 3.16 Raspatabos.** Equipo con libertad de movimiento que es insertado en el ducto para realizar funciones de limpieza e inspección del mismo.
- 3.17 Raspatabos de limpieza.** Herramienta para limpieza interior del ducto.
- 3.18 Raspatabos Instrumentado.** Herramienta inteligente utilizada para registrar daños y defectos en la pared del ducto.
- 3.19 Ducto.** Sistema de tubería con diferentes componentes tales como: válvulas, bridas, accesorios, espárragos, dispositivos de seguridad o alivio, etc., sujeto a presión y por medio del cual se transportan los hidrocarburos (Líquidos o Gases).
- 3.20 Ducto enterrado.** Es aquel ducto terrestre que está alojado bajo la superficie de un suelo seco o húmedo.
- 3.21 Ducto sumergido.** Es aquel ducto terrestre que debido a su trayectoria puede encontrarse enterrado o en el lecho de un cuerpo de agua (pantano, río, laguna, lago, etc.).
- 3.22 Esfuerzo.** Es la relación entre la fuerza aplicada y el área de aplicación, se expresa en N/mm<sup>2</sup> o lb/pulg<sup>2</sup>.
- 3.23 Esfuerzo de fluencia mínimo especificado (SMYS).** Es la resistencia a la fluencia mínima indicada por las especificaciones del fabricante de la tubería, en N/mm<sup>2</sup> (Psi).
- 3.24 Esfuerzo tangencial o circunferencial.** Es el esfuerzo ocasionado por la presión de un fluido en la pared interna de la tubería actuando de manera circunferencial en el plano perpendicular al eje longitudinal del tubo.
- 3.25 Grieta.** Discontinuidad que se presenta como una abertura perceptible a simple vista.
- 3.26 Fisura.** Discontinuidad que se presenta como una abertura pequeña no perceptible a simple vista.
- 3.27 Inclusión de escoria.** Es un sólido no metálico atrapado dentro de la soldadura o entre la soldadura y el metal base.
- 3.28 Instalación superficial.** Porción de ducto no enterrado utilizado en troncales, válvulas de seccionamiento, trampas de envío y recibo que se emplean para desviar, reducir y regular la presión en el ducto, incluye válvulas, instrumentos de control y tubería.
- 3.29 Junta de aislamiento.** Accesorio intercalado en el ducto, constituido de material aislante que sirve para seccionar eléctricamente el ducto por proteger.
- 3.30 Mantenimiento correctivo.** Acción u operación que consiste en reparar los daños o fallas en los ductos para evitar riesgos en su integridad o para restablecer la operación del mismo.

- 3.31 Mantenimiento preventivo.** Acción u operación que se aplica para evitar que ocurran fallas, manteniendo en buenas condiciones y en servicio continuo a todos los elementos que integran un ducto terrestre, a fin de no interrumpir las operaciones de este; así como de corrección de anomalías detectadas en su etapa inicial producto de la inspección al sistema, mediante programas derivados de un plan de mantenimiento, procurando que sea en el menor tiempo y costo.
- 3.32 Muesca.** Pérdida de material en la pared del ducto producida por el golpe de un objeto agudo.
- 3.33 Picadura.** Corrosión localizada confinada a un punto o a una área pequeña, la cual tiene forma de cavidad.
- 3.34 Tramo muerto (Dead Legth).** Componentes de un sistema de tubería que normalmente no tienen un flujo significativo, como por ejemplo: ramales de desfogue, tuberías con válvulas de bloqueo normalmente cerradas, tuberías con un desfogue final, piernas de soporte inactivas presurizadas, tubería de derivación con válvula de control de estancamiento, tubería con bomba de reserva, bridas de nivel, cabezales de entrada y salida con válvulas de alivio, ventilación en puntos altos, puntos simples de drenaje, purgadores e instrumentos de conexión.
- 3.35 Presión de diseño.** Es la presión interna a la que se diseña el ducto y es igual o mayor a la presión de operación máxima.
- 3.36 Presión de operación máxima (MAOP).** Es la presión máxima a la que un ducto es sometido durante su operación.
- 3.37 Protección catódica.** Es el procedimiento electroquímico para proteger los ductos enterrados y/o sumergidos contra la corrosión exterior, el cual consiste en establecer una diferencia de potencial convirtiendo la superficie metálica en cátodo mediante el paso de corriente directa proveniente del sistema seleccionado.
- 3.38 Reparación Definitiva.** Es el reemplazo de la sección cilíndrica del tubo que contiene el defecto.
- 3.39 Reparación Permanente.** Es el reforzamiento de una sección de tubería que contiene el defecto, mediante la colocación de una envolvente no metálica o metálica soldada longitudinalmente y donde la correspondiente soldadura circunferencial es opcional.
- 3.40 Reparación Provisional.** Es la acción de colocar envolventes tales como grapas de fábrica o hechizas atornilladas en la sección de tubería que contiene un daño o defecto.
- 3.41 Soporte.** Elemento que soporta tanto cargas estáticas como dinámicas en la tubería y equipos a los cuales se encuentra asociado.
- 3.42 Temperatura de Operación.** Es la temperatura máxima del ducto en condiciones normales de operación.
- 3.43 Trampa scraper.** Dispositivo utilizado para fines de envío o recibo de diablos de inspección o limpieza interna del ducto.
- 3.44 Tubería.** Componente de diferentes materiales que se utilizan dentro de un sistema de ductos.
- 3.45 Tubo.** Porción cilíndrica que se utiliza estructuralmente o como parte de un sistema de conducción.
- 3.46 Válvula de alivio.** Es un accesorio relevador automático de presión, actuando por presión estática aplicada sobre la válvula.
- 3.47 Válvula de seccionamiento.** Accesorio que se utiliza para seccionar tramos de tubería para reparación, mantenimiento o emergencia del ducto y que se encuentra espaciada de acuerdo a su clase de localización.

**3.48 Velocidad de corrosión.** Es la relación del desgaste del material metálico con respecto al tiempo, en mm/año (pulg/año).

#### 4. SIMBOLOS Y ABREVIATURAS

A	Área de la sección transversal de acero del tubo, en mm <sup>2</sup> (pulg <sup>2</sup> ).
ASME	(American Society of Mechanical Engineers) Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos.
ASNT	(American Society For Non Destructive Testing) Sociedad Americana para Ensayos No Destructivos.
cm	centímetros.
D	Diámetro exterior nominal del tubo, en mm (pulg.)
E	Módulo de elasticidad del acero, en N/mm <sup>2</sup> (lb/pulg <sup>2</sup> ).
ERW	(Electric Resistance Welding) Soldadura por resistencia eléctrica.
m	metros.
P	Capacidad permisible por presión interna, en Kg/cm <sup>2</sup> .
Pe	Presión externa hidrostática en la tubería, en Kg/cm <sup>2</sup> .
Pi	Presión interna, en Kg/cm <sup>2</sup> .
MAOP	Presión de Operación Máxima Permisible
PQR	(Procedure Qualification Record) Registro de Calificación de Procedimiento.
SCADA	(Supervisory Control And Data Acquisition) Sistema de Control y Adquisición de Datos.
SMYS	(Specified Minimum Yielding Strength) Esfuerzo de Fluencia Mínimo Especificado, en lb/pulg <sup>2</sup> .
t	Espesor de pared de diseño por presión interna, en mm (pulg.).
WPS	(Welding Procedure Specification) Especificación de Procedimiento de Soldadura.

#### 5. MATERIALES EN DUCTOS

**5.1 Tubería.** El material de las tuberías es acero al carbono y su fabricación DEBE cumplir con la norma API Especificación 5L.

Para la adquisición de tuberías nuevas deberá especificarse: API 5L nivel PSL2, Grado B, respetándose el proceso de soldadura SAW o ERW y costura longitudinal indicado en la norma de referencia citada.

**5.2 Accesorios.** Las bridas, conexiones soldables, espárragos, tuercas, empaques y demás accesorios utilizados en los oleoductos de Operaciones Talara, satisfacen los requisitos de composición química, capacidad mecánica, fabricación, componentes y calidad, indicados en las especificaciones correspondientes.

**Bridas.** Para diámetros de 24"Ø y menores; las bridas serán de acero al carbono, ASTM A-181 o ASTM A-105 / ANSI B16.5 clase 150, W.N.R.F.(para soldar, con cara realizada).

**Codos:** Codos de 90° y 45° Radio largo, extremos biselados para soldar. Norma de fabricación: ASTM A-234 / ANSI B 16-9.

**Reduccion,tee:** Norma de fabricación: ASTM A-234 / ANSI B 16-9. W.N.

**5.3 Válvulas.** Bola y Compuerta, API 6D, API 600. Cuerpo A-216 Gr. WCB bridas en extremos ANSI B 16.5 de 24" o menores y ANSI/ASME B 16.47 Serie A MSS-SP-44 para diámetros mayores. Mayores especificaciones en Data Sheets.

## 6. DESCRIPCIÓN

### 6.1 Oleoducto Folche Playa de Tanques Tablazo

El crudo transportado por el Oleoducto de 10", es bombeado desde la Estación Carrizo, la cual es administrada por la Cía. Petrobras, conjuntamente con el primer tramo de tubería (7 km), desde Carrizo a la antigua Estación Folche. El sector de tubería perteneciente a Petroperú se inicia en Folche, siendo el punto de inicio la válvula de compuerta de 10" ubicada en este punto y finaliza en la Playa de Tanques Tablazo. Ver Figura 1.

**Tabla 1.** Especificaciones Técnicas Tubería Folche.

<b>Diámetro</b>	10"
<b>Material de la tubería</b>	ASTM A-53B SCH 20, 40
<b>Producto</b>	Petróleo Crudo
<b>Espesor</b>	0.250", 0.365"
<b>Longitud</b>	19,228 m.
<b>Presión de operación máx.</b>	150 psi
<b>Tipo de construcción</b>	Soldada
<b>Lugar de inicio</b>	Ex -Estación Folche
<b>Lugar de término</b>	Patio de Tanques Tablazo

El Oleoducto Folche tiene tramos enterrados protegidos contra la corrosión por recubrimientos para tuberías enterradas y por sistemas de protección catódica con ánodos de sacrificio. La longitud de tramo enterrado del Oleoducto de 10" es de 5,290 metros.

### 6.2 Oleoducto Estación 172 Pariñas a Playa de Tanques Tablazo

Este Oleoducto se inicia en la Estación 172 en Pariñas, donde se recibe petróleo crudo de las Contratistas Interoil Perú S.A. y Unipetro, cuyo volumen mensual en promedio es de 15.0 MB y 10 MB respectivamente. Ver Figura 1. En la Estación Petroperú cuenta con dos bombas recíprocas.

En la Estación 172 existen 3 tanques de almacenamiento de crudo de capacidades: 3000, 2043 y 1746 Bb, administrados por las Contratistas.

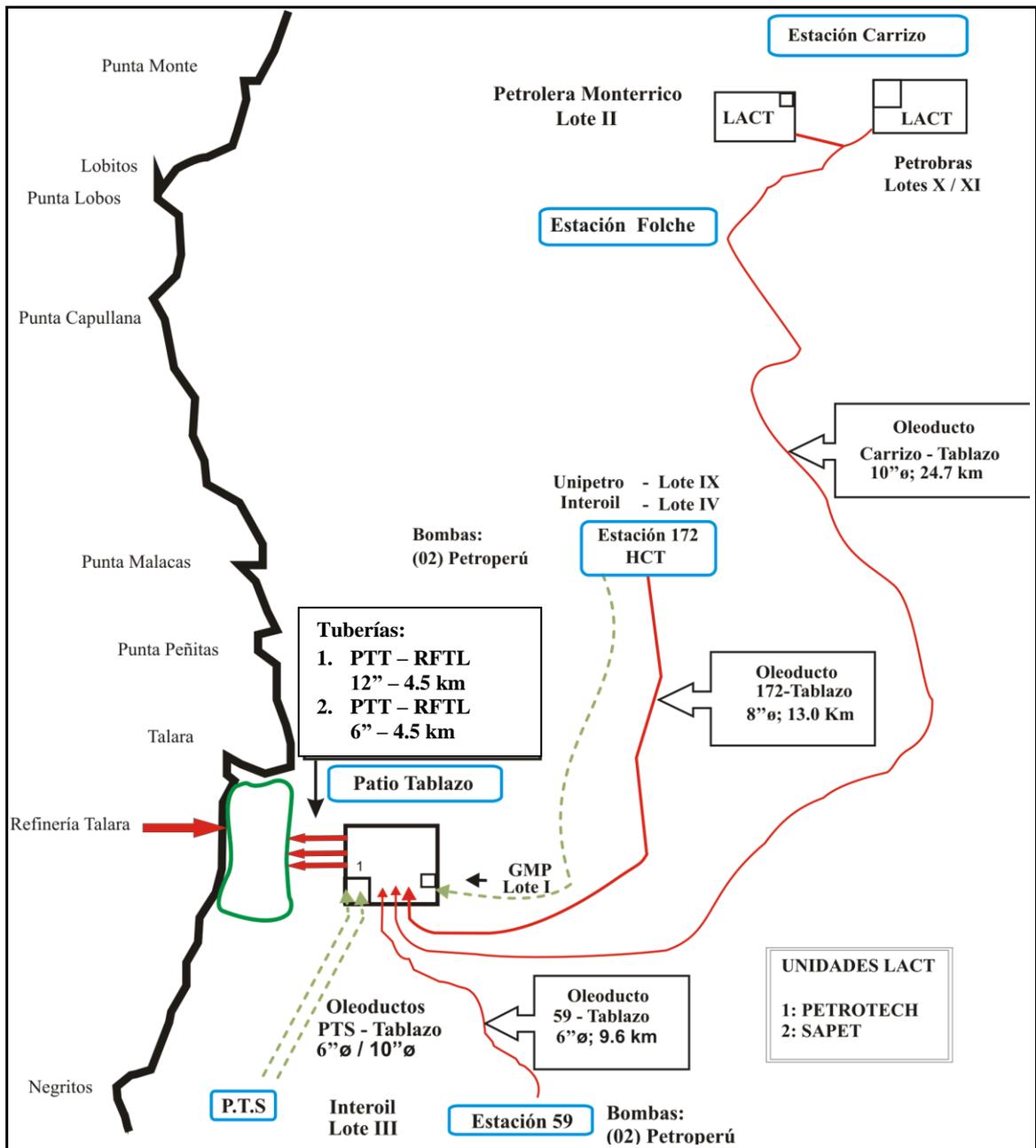
El Oleoducto tiene las siguientes características:

**Tabla 2.** Especificaciones Técnicas Tubería Estación 172

<b>Diámetro</b>	8"
<b>Material de la tubería</b>	ASTM A-53B SCH 20, 40
<b>Producto</b>	Petróleo Crudo
<b>Espesor</b>	
<b>Longitud</b>	12,690 m.
<b>Presión de operación máx.</b>	150 psi
<b>Tipo de construcción</b>	Soldada
<b>Lugar de inicio</b>	Estación 172 Pariñas
<b>Lugar de término</b>	Patio de Tanques Tablazo

Este Oleoducto Estación 172 a Playa de Tanques Tablazo tiene tramos enterrados protegidos contra la corrosión por recubrimientos para tuberías enterradas tipo pintura epoxy coaltar y tipo cinta; adicionalmente está

protegido por sistemas de protección catódica con ánodos de sacrificio:  
 Longitud de tramo enterrado 5,260 metros.



Oleoductos que arriban a Playa de Tanques Tablazo y las Compañías que las operan.

### 6.3 Oleoducto Estación 59 Overales a Playa de Tanques Tablazo

Este Oleoducto se inicia en la Estación 59 en Overales, donde se recibe petróleo crudo de las Contratistas Interoil Perú SAC (Lote III. En la Estación Petroperú cuenta con dos bombas recíprocantes. Ver Figura 1.

En la Estación 59 existen 5 tanques de almacenamiento de crudo los cuales son administrados por la Compañía Contratista.

El Oleoducto Overales tiene las siguientes características:

**Tabla 3.** Especificaciones Técnicas Tubería 59 Overales

<b>Diámetro</b>	6"
<b>Material de la tubería</b>	ASTM A-53B SCH 20, 40
<b>Producto</b>	Petróleo Crudo
<b>Espesor</b>	0.250", 0.365"
<b>Longitud</b>	11,980 m.
<b>Presión de operación máx.</b>	150 psi
<b>Tipo de construcción</b>	Soldada
<b>Lugar de inicio</b>	Estación 59 Overales
<b>Lugar de término</b>	Patio de Tanques Tablazo

### 1.1 Terminal de Oleoductos - Tablazo

El Terminal de Oleoductos viene a ser el Patio de Tanques Tablazo, donde se almacena el Crudo fiscalizado a todas las compañías contratistas de la zona. Cuenta con 6 Tanques de almacenamiento de Crudo y 2 Tanques para el Almacenamiento de Agua.

El Patio de tanques Tablazo es administrado por la Unidad Movimiento de Crudo y Agua, la cual pertenece a la Superintendencia Refinación y se encarga de fiscalizar el crudo de la zona (crudo Talara), transferir desde las Estaciones de bombeo por medio de los oleoductos a Patio de Tanques de Tablazo, asimismo a través de Cisternas; almacenarlo en sus Tanques y transferirlo a la Refinería–Talara para su proceso.

Del Terminal Tablazo, salen dos líneas de crudo de 12" de uso interno que van a la Refinería.

## 7. MANTENIMIENTO

El mantenimiento de ductos en Operaciones Talara se realiza aplicando las tres fases del mantenimiento: predictivo, preventivo y correctivo.

### 7.1 Mantenimiento predictivo

Las actividades predictivas proporcionan información de las condiciones físicas de los ductos por medio de ensayos no destructivos. En los oleoductos administrados por Operaciones Talara se realizan las siguientes labores de mantenimiento predictivo:

Inspección visual anual de tramos aéreos para localizar daños que pongan en riesgo la integridad de los oleoductos.

Los defectos detectables por Inspección Visual incluyen: picaduras, abolladuras, entallas, fugas, defectos externos de uniones soldadas, anomalías en soportaría, deformación, pliegues, defectos de recubrimiento, vibración y contacto físico con cuerpos y estructuras ajenas al ducto.

Medición ultrasónica de espesores de la tubería de los Oleoductos. Teniendo en consideración que se trata de ductos en los que no se pasan raspapubos, la medición

efectuada es tipo barrido a fin de simular parcialmente la medición continua y al 100% de la tubería que realizan los raspatabos de inspección en línea (ILI).

Las mediciones de espesores se realizan prioritariamente en sectores de bajo perfil topográfico, y en sectores que deban ser desenterrados.

## 7.2 Mantenimiento preventivo

Las actividades preventivas son la base para conservar la integridad de los Ductos entre ellas se describen las siguientes:

**7.2.1 Control de la corrosión.** Se tienen implementar medidas para el control de la corrosión interna y externa de la tubería, de acuerdo a las condiciones del sistema, medio en el cual se encuentre y a lo indicado en este apartado. El diseño y aplicación de procedimientos para el control de la corrosión debe realizarse por personal experimentado. En muchos casos el control de la corrosión requiere de la experiencia del personal encargado del diseño, operación y mantenimiento de las tuberías, así como aplicar medidas eficientes para mitigar este efecto.

**7.2.1.1 Control de la corrosión externa.** El control de la corrosión externa de tubería aérea o enterrada y de sus componentes, así como la relocalización, reemplazo y otro tipo de cambios en los sistemas de tuberías existentes; se realiza mediante la aplicación de un recubrimiento anticorrosivo, complementado con un sistema de protección catódica. Ver Especificación Técnica Procedimiento de Inspección Visual de Oleoductos EP-09.

**Recubrimiento anticorrosivo.** Los recubrimientos de protección anticorrosiva utilizados en tubos aéreos enterrados y sus componentes deben tener las siguientes características:

- Disminuir los efectos de la corrosión.
- Tener una buena adherencia con la superficie metálica, evitando la migración de la humedad bajo el recubrimiento.
- Tener la capacidad para resistir los manejos durante el transporte e instalación del tubo, así como las deformaciones durante la operación del ducto.
- Tener propiedades compatibles con cualquier protección catódica complementaria.
- Tener suficiente ductilidad para resistir el agrietamiento.

ver estándar del ingeniería: Sistemas de Revestimiento Tipo Cinta para Tuberías Enterradas y Sistema de Pintura Epoxy Amina Cicloalifática para Oleoductos Enterrados – Operaciones Talara

**Protección catódica.** Los ductos enterrados o sumergidos están catódicamente protegidos por medio de ánodos. Ver Especificación Técnica EP-004 Protección Catódica.

**Aislamiento eléctrico.** Los sistemas de tubería enterrados, se encuentran aislados eléctricamente en las interconexiones con otros sistemas, excepto cuando se tomen medidas para proporcionar una protección catódica mutua o cuando las estructuras metálicas subterráneas estén eléctricamente interconectadas y protegidas catódicamente como unidad.

**Postes de toma de potenciales.** Para el monitoreo y control de la corrosión exterior existen postes de toma de potenciales conforme al diseño del sistema de protección catódica.

**Control de la corrosión externa para tubería expuesta a condiciones atmosféricas.** Los sistemas de tuberías expuestos a condiciones atmosféricas están protegidos contra la corrosión externa por medio de la aplicación de recubrimientos anticorrosivos.

#### 7.2.1.2 Control y monitoreo de la corrosión interna

Para el monitoreo de corrosión interna, en coordinación con la Cía. GIE, encargada de elaborar el Sistema de Integridad de Ductos para los oleoductos de Operaciones Talara se inició la aplicación del método ICDA: *Internal Corrosion Direct Assessment Methodology for Liquid Petroelum Pipelines*, según estándar NACE SP0208-2008, consistente en mejorar las evaluaciones de corrosión interna en ductos para transporte de líquidos. Estas mediciones son:

- ☞ **Análisis químico del agua arrastrada por el crudo.** En laboratorio certificado se analizará el agua retirada de los tanques de los Contratistas hacia los tanques de recepción en el Terminal Tablazo Pruebas a realizar: contenido de CO<sub>2</sub>, contenido de H<sub>2</sub>S, contenido de O<sub>2</sub>, presencia de agua, contenido de cloruros, hierro y control bacterial, y Manganeseo, conforme a las respectivas normas ASTM.
- ☞ **Evaluación de los sectores con bajo perfil topográfico.** Al menos en tres puntos de cada uno de los ductos se realiza anualmente, la medición de espesores por ultrasonido, se han marcado cuadrículas que significan 100 puntos de medición fijos, en la posición horaria de entre las 5 y 7 horas (parte baja). Las mediciones comparativas en el tiempo permitirá calcular la velocidad de corrosión en el periodo. Se ha considerado una periodicidad anual de las mediciones. Ver Especificación Técnica EP-008 Procedimiento de Inspección Visual de los Oleoductos.
- ☞ **Evaluación de tramos retirados de los oleoductos.** Se continuará la evaluación del interior mediante corte longitudinal desde el diámetro horizontal, así como determinación en laboratorio autorizado de la composición química de los sólidos encontrados Periodicidad: Eventual. Ver Especificación Técnica EP-008 Procedimiento de Evaluación de Tramos retirados de los Oleoductos.
- ☞ **Scaneo por técnica de baja frecuencia electromagnética.** En sectores tubulares de bajo perfil topográfico, en la posición horaria de entre las 4:30 y las 7:30 horas se efectúan medición de espesores mediante técnica de baja frecuencia electromagnética. Periodicidad: Anual. Ver Especificación Técnica EP-011 Inspección de oleoductos Mediante Técnica de Baja Frecuencia Electromagnética.
- ☞ **Evaluación de los tramos enterrados de los oleoductos mediante técnica de ondas guiadas.** Método indirecto de medición de espesores que permite evaluar el estado de la tubería en sectores enterrados sin la necesidad de excavar, estos tramos deben ser cortos, del orden de 30 metros. Ver Especificación Técnica EP-010 Inspección de oleoductos Mediante Ondas Guiadas. Periodicidad: Cada 5 años.

- ☞ **Control de corrosión por parte de Contratistas.** El control de la corrosión interna de los oleoductos se inicia desde los actualmente administrados por compañías contratistas. Las Cías. Contratistas que administran los pozos de producción han iniciado la emisión de informes del control de corrosión interna, los cuales será de regularidad semestral. El informe debe contener los programas de tratamiento anticorrosivo, inyección de inhibidores y biocidas, incluyendo la dosificación utilizada.
- ☞ **Monitoreo de corrosión interna por cupones y probetas de corrosión.** Consiste en la instalación y controles de cupones y probetas de corrosión en sectores de los oleoductos con perfil geográfico bajo Ver Especificación Técnica EP – 006 Instalación de cupones y Probetas de corrosión.
- ☞ Otras actividades que cubran la especificación ICDA, NACE SP208.

## 7.2.2 Requisitos adicionales

- 7.2.2.1 Derecho de vía.** El ancho mínimo del derecho de vía es de 12.5 m. a cada lado del eje de la tubería. La separación entre ductos dentro de la misma zanja debe ser de 1.00 m como mínimo y la separación entre ductos en diferente zanja debe ser de 2 m. como mínimo de eje a eje. La separación mínima entre la pata de una torre o sistema de puesta a tierra de la estructura de una línea de transmisión eléctrica y el ducto debe ser mayor de 15 metros para líneas de transmisión eléctrica de 400 kilovolts, y mayor de 10 metros para líneas de transmisión eléctrica de 230 kilovolts y menores. Cuando no sea posible lograr las distancias mínimas recomendadas, se debe realizar un estudio del caso particular para reforzar el recubrimiento de la tubería donde sea necesario y, por ningún motivo, la distancia debe ser menor a 3 metros respecto de la pata de la línea de transmisión eléctrica.

El derecho de vía debe permanecer libre de árboles, arbustos y plantas, ejecutándose las operaciones de destronque, roza y desenraice para dejar el área libre de madera, leña, basura y raíces, para que el terreno esté listo para cualquier mantenimiento sin existir obstáculos.

En caso de que el derecho de vía requiera ampliación, se deben localizar los ductos existentes por medio de sondeos y con un detector de metales, indicando su ubicación para evitar dañarlos.

Patrullaje diario del derecho de vía de los tres oleoductos para evidenciar acciones de terceros que puedan poner en riesgo los oleoductos.

Labores de mantenimiento preventivo en el derecho de vía de cada Oleoducto consisten en:

### **Mantenimiento del Derecho de Vía**

Patrullaje diario del derecho de vía de los tres oleoductos para evidenciar acciones de terceros que puedan poner en riesgo los oleoductos.

Labores de mantenimiento preventivo en el derecho de vía de cada oleoducto consisten en:

- ☞ Reponer soportes metálicos faltantes.
- ☞ Rehabilitación de bases de concreto de soportes debilitados a causa de cangrejas en el terreno.
- ☞ Relleno de cangrejas, y erosión causados por el paso de aguas pluviales, que han deteriorado la vía en algunos tramos.

**7.2.2.3 Cruzamientos.** Comúnmente los sistemas de ductos para transporte de hidrocarburos cruzan en su ruta con una serie de obstáculos artificiales y naturales como son: ríos, lagos, pantanos, montañas, poblados, carreteras, vías férreas, tuberías, canales, etc. Estos cruzamientos se consideran como obras especiales dentro del proyecto, debido a que requieren de consideraciones específicas para su diseño y construcción dado que interrumpen la instalación de la línea regular.

**Cruzamiento con ríos o cuerpos de agua.** Los cruzamientos de los ductos con ríos o cuerpos de agua, requieren de un análisis y diseño para disminuir el riesgo de contaminación en caso de fuga del hidrocarburo. Estos cruzamientos pueden realizarse de dos formas: aéreos y subfluviales. Para el primer caso se debe construir un sistema de soportería para la tubería por medio de pilas, armaduras y cables (similar a un puente). Debe evitarse la colocación de curvas verticales en la zona del cauce, procurando que el tramo de tubería (varillón) sea recto y sus extremos estén bien empotrados en los taludes de las orillas. Mientras que para el segundo caso, la tubería debe instalarse bajo el fondo del río, a una profundidad mínima de acuerdo a la sección 8.1.11.2, para garantizar que el ducto quede fuera de una posible erosión del agua a todo lo ancho del cauce.

La longitud del claro permitido para cruzar en forma aérea con un tramo recto, depende de las características físicas y mecánicas del tubo, fluido que conduce, presión de operación, condiciones de carga, etc., sin embargo la máxima deflexión vertical no debe ser mayor a  $L/360$ , siendo L la longitud de claro a vencer.

**Cruzamiento con vías de comunicación.** Este tipo de cruzamientos se encuentra detallado en la Especificación Técnica: Cruce de Oleoductos por Carreteras – Operaciones Talara.

### 7.2.3 Mantenimiento del Recubrimiento de los oleoductos

Evaluación anual del estado del recubrimiento en tramos aéreos y enterrados (cruces de quebradas y de carreteras) de los tres oleoductos. Se efectúa repintado donde es necesario.

### 7.2.4 Soportería de los ductos

Evaluación permanente de soportes dañados y faltantes y mantenimiento de soportes que lo requieran.

### 7.2.5 Protección Catódica de los Oleoductos

Semestralmente se monitorean los sistemas de protección catódica de los tramos enterrados de los tres oleoductos.

Se programan correcciones de la protección catódica donde se justifique, conforme a las normativas internas e internacionales, como la norma NACE

RP-169 *Recommended Practice for Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping System.*

Adicionalmente se emiten las respectivas recomendaciones para solucionar posibles fallas detectadas.

Evaluación de aislamientos eléctricos. Se mide el aislamiento en cada junta aislante existente, de existir corto circuito se localiza el sector en corto para su corrección.

### **7.2.6 Válvulas, accesorios y conexiones**

Mantenimiento anual de las válvulas instaladas en los oleoductos.

El mantenimiento se realiza por personal con experiencia y conocimientos comprobados en trabajos de inspección a equipos, válvulas, accesorios y conexiones en ductos terrestres, así como del tipo e importancia de los daños potenciales que se puedan encontrar. Ver Especificación Técnica EP-003 Mantenimiento de Válvulas de Oleoductos

## ESPECIFICACIONES TÉCNICAS EP-001

### ESPECIFICACIONES PARA SOPORTES DE DUCTOS

#### 1. Introducción

Los soportes de tuberías son sistemas estructurales que transmiten las cargas de soporte de un sistema de tuberías de manera segura a la instalación que la soporta.

Las tuberías y los equipos conectados a ellas deberán tener suficientes soportes para:

- Prevenir esfuerzos indebidos en los equipos conectados.
- Resistir fuerzas longitudinales causadas por una curvatura o separación en la tubería. La tubería debería tener libre movimiento en el soporte.
- Prevenir o limitar vibraciones excesivas.

#### 2. Objetivos

- 2.1 Servir como guía para la selección, diseño, fabricación e inspección de soportes de tuberías para uso en oleoducto o gasoducto.
- 2.2 Definir los tipos de soporte existentes en los oleoductos de la Refinería Talara.

#### 3. Alcance

- 3.1 Esta especificación establece los materiales, fabricación y criterios de inspección a ser usados en la fabricación de tipos estándares de soportes de ductos en campo.
- 3.2 Los tipos de soportes que cubren esta especificación son:
  - Soportes H de acero al carbono de diferentes dimensiones y componentes.
  - Soportes de concreto.
- 3.3 No se incluyen soportes colgantes u otros a ser usados en el interior de la planta, los cuales en su mayoría son adquiridos de fábrica; por lo que deberá ser previamente especificados.
- 3.4 Se incluyen los criterios de inspección periódica.

#### 4. Fundamentos de fabricación, usos e inspección de soportes

- 4.1 Cada tubería expuesta debe tener suficientes soportes o anclajes para proteger las juntas expuestas de la tubería de la fuerza máxima final causada por presión interna y cualquier fuerza adicional causada por expansión o contracción o por el peso de la tubería y su contenido.
- 4.2 Cada soporte o anclaje en una tubería expuesta deberá estar fabricado de un material durable, no combustible y debe ser designado e instalado como sigue:
  - No debe restringirse la libre expansión y contracción en la tubería entre los soportes o anclajes.
  - Debe ser la más adecuada para las condiciones del servicio.
  - El movimiento de la tubería no puede causar desalineamientos en los soportes de los equipos.
- 4.3 Todo soporte debe minimizar la abrasión, la corrosión y permitir la expansión y contracción en la tubería. Una pintura mal aplicada o restos de materiales en los soportes pueden limitar el libre movimiento de la tubería sobre el soporte.
- 4.4 Se evitará que la tubería descanse sobre el soporte en la junta de soldadura tubo-tubo.
- 4.5 Un soporte se usará dentro de 30 cm. en cada cambio de dirección y en cada válvula o conexión de equipos.

- 4.6 Las tuberías deberán estar a aproximadamente 45 cm. del suelo. En áreas sujetas a inundaciones, pueden ser deseables mayores separaciones, requiriéndose soportes de mayor resistencia mecánica.
- 4.7 Secciones de tubería en las que por diversos motivos no tengan un soporte debiendo tenerlo, deberán ser examinados con detenimiento para observar cualquier movimiento excesivo y, en los soportes aledaños, observar debilitamiento excesivo en la interface soporte - tubería y se descartarán fugas en las uniones tubo - tubo.
- 4.8 Pueden emplearse otros materiales que cumplan con los requerimientos de esfuerzos permisibles.
- 4.9 Está permitido transferir las cargas compresibles desde una tubería y equipo a través de un material no metálico a los componentes metálicos de un soporte de tubería, siempre que el material de transferencia cumpla con los requerimientos de esfuerzos permisibles.

**5. Cimentaciones**

- 5.1 La profundidad de las cimentaciones de los soportes será de acuerdo al tipo de soporte. En general los soportes de acero al carbono deberán llevar cimentación de concreto conforme a esquema del Adjunto 1.
- 5.2 De tratarse de soportes ubicados en terrenos que se aprecien inestables o en cangrejeras profundas, los soportes serán piloteados a una profundidad mínima de 5 metros.
- 5.3 En causas de quebrada profundas donde se espera fuertes corrientes de agua durante fenómenos del Niño, instalar cimentación conforme esquema en Adjunto 2, detalle 5.

**Concreto.** La resistencia del concreto para las cimentaciones será variable y dependerá del diseño de parte del ingeniero estructural.

**6. Distancia entre Soportes**

El espaciamiento máximo permitido para soportes de tuberías será de acuerdo con la Tabla 1 siguiente. Donde ocurran cargas concentradas de bridas, válvulas accesorios, etc., el espaciamiento sería más cercano y deberá basarse en el peso a ser soportado y las cargas máximas recomendadas para el soporte de tubería.

**Tabla 1. Distancia máxima entre soportes de tubería**

Diámetro Nominal (pulg.) NPS	Separación Máxima			
	Servicio agua		Servicio Vapor, gas o aire	
	metros	pies	metros	pies
1	2.1	7	3.7	9
2	3.0	10	4.0	13
3	3.7	12	4.6	15
4	4.3	14	5.2	17
6	5.2	17	6.4	21
8	5.8	19	7.3	24
12	7.0	23	9.1	30
16	8.2	27	10.7	35
20	9.1	30	11.9	39
24	9.8	32	12.8	42

Notas.

- 1. Máxima distancia entre soportes de tuberías para una tubería que corre recta, horizontal; estándar o pesada a una temperatura de operación máxima de 400°C.
- 2. No se aplica cuando se ha hecho un cálculo mediante fórmulas o donde hay cargas concentradas entre soportes, tales como bridas, válvulas, otros accesorios.

3. El espaciado se basa en un soporte fijo con un esfuerzo a la flexión de 2,300 psi y una tubería aislada llena de agua o el peso equivalente de una tubería de acero para servicio de vapor, gas o aire y el paso de la línea es tal que se permite una colgadura de 0.1 pulgada (2.5 mm) entre soportes.

Una regla simple para tuberías que conducen líquidos es separar los soportes a una distancia (en pies) igual al diámetro externo de la tubería más 10. Por ejemplo, una tubería de 4" debería ser soportada cada  $4 + 10 = 14$  pies. Para tuberías no metálicas (plásticos fibra de vidrio, etc.) el espaciamiento de soportes debería seguir las recomendaciones del fabricante.

## 7. Tipos de Soportes

Los tipos de soporte usados en los oleoductos de la Refinería Talara básicamente son de dos tipos generales, de acero al carbono y de concreto. Los principales tipos de soportes en los oleoductos de la Refinería se grafican en el Adjunto 2.

### 7.1 Soportes estructurales de acero al Carbono

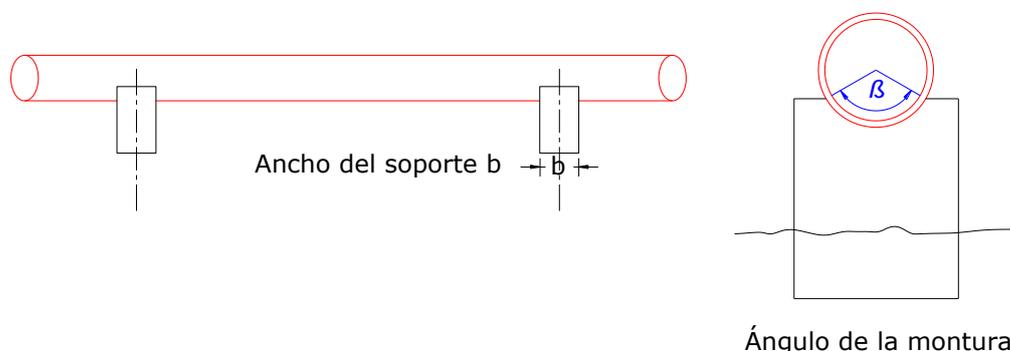
Se emplean soportes tipo H, doble H y otras variantes, adecuándose a la configuración del terreno, tal como se grafica en Figuras 1 a 6 del Adjunto 2.

### 7.2 Soportes de Concreto

Los soportes fabricados de concreto serán de geometría similar a las Figuras 7 y 8 del Adjunto 2. El ancho mínimo de la cara horizontal superior del soporte no debe ser menor a 0.30 m.

Para que se apoyen y deslicen las silletas de las tuberías o la tubería misma, sobre esta cara se debe colocar una placa de acero estructural ASTM A-36, que sobresalga 10 mm de la cara, esta placa debe anclarse cada 500 mm. Para evitar la acumulación del agua, esta cara debe tener una pendiente a dos aguas del 3%. Ver Figura 9 del Adjunto 2. Evitar mezclas pobres que en poco tiempo se cuarteán y pone en peligro la integridad de los ductos.

De especificarse que la cara horizontal superior deba portar a la tubería en una montura (ver figura siguiente), esta montura debería seguir los contornos de la tubería a fin de minimizar la concentración de esfuerzos en los soportes. El ángulo  $\beta$  del soporte será entre  $90^\circ$  y  $120^\circ$ . Poco o ningún beneficio se obtiene incrementando el ángulo a más de  $120^\circ$ . Con ángulos inferiores a  $90^\circ$ , el esfuerzo máximo tiende a aumentar rápidamente con la disminución del ángulo de la montura.



Altura de los soportes de concreto. Las alturas deben estar entre 0.45 m y 1.00 m sobre el nivel del terreno.

### 7.3 Puentes elevados

Se emplean puentes elevados en caso de pase de quebradas profundas y con datos históricos de inundación con grandes caudales de agua, como los ocasionados por el fenómeno del Niño. Un

punto elevado consta de una estructura de acero que porta la o las tuberías, las columnas pueden ser de doble H con base de concreto armado como soporte de la estructura, ver Figura 10 del Adjunto 2.

Detalles y especificaciones serán conforme a diseño particular.

## 8. Materiales

**8.1 Concreto.** La resistencia del concreto para las cimentaciones y cuerpo del soporte y la base de los puentes elevados debe ser  $f'c = 250 \text{ kg/cm}^2$  o mayor si lo especifica el diseño.

### 8.2 Acero de refuerzo

**Varillas.** Las varillas deben ser de acero corrugado con resistencia a la fluencia no menor de  $f_y = 4200 \text{ kg/cm}^2$ .

**Estribos.** Los estribos deben ser de acero con resistencia a la fluencia no menor de  $f_y = 4200 \text{ kg/cm}^2$ .

### 8.3 Acero estructural

**Anclajes.** Los anclajes deben ser de acero estructural y cumplir con las especificaciones de la ASTM A-36, ASTM A-307 grado A y ASTM A-193 grado B7 ó equivalentes).

Las roscas y las cabezas de las tuercas deben cumplir con las especificaciones de las normas vigentes ASME B1.1 y ASME B18.2.1 ó equivalentes; las cabezas de las tuercas deben ser hexagonales de acero y cumplir las especificaciones equivalentes a ASTM A-307 grado A o equivalente.

**Perfiles.** Los perfiles deben ser de acero estructural y cumplir con las especificaciones de las normas vigentes ASTM A-36 ó equivalente.

**Tubos.** Los tubos para uso como cuerpo de soporte o para puntales deben ser de acero, con o sin costura, con la calidad equivalente a ASTM A-53 o bien con la calidad ASTM A-500 ó equivalente.

### 8.4 Elementos antifricción

Para minimizar la fricción entre la tubería móvil y el soporte, puede usarse teflón (politetra fluoro etileno: PTFE), o Lubrite u otro material adecuado. Evitar usar pedazos de llanta fijadas con alambre.

## 9. Soportes en Cruces de Quebrada

En casos de cruces e quebrada donde se aprecie alto riesgo por posible inestabilidad de las tuberías durante fenómeno del niño, se evaluará la conveniencia de ejecución de un diseño particular conforme a lo siguiente:

- a) Memoria de cálculo. La memoria de cálculo debe contener los procedimientos empleados para el diseño de los soportes para tubería.
- b) Plano del levantamiento topográfico del terreno.
- c) Estudio de mecánica de suelos del lugar de la obra, en donde se describe el tipo de subsuelo, materiales y características principales.
- d) Estudio de la hidrología e hidráulica que permita conocer los caudales de agua y socavaciones que se producirían en periodos lluviosos.
- e) Estudio de flexibilidad de tuberías.
- f) Datos de climatología existente en la zona.
- g) Relación de normas técnicas aplicables para el desarrollo del proyecto de la ingeniería de detalle.

- h) Elaboración de planos de cimentaciones, soportes, lista de materiales, metrados, especificaciones y notas generales que faciliten la comprensión del proyecto y su ejecución.

## 10. Normas Aplicables

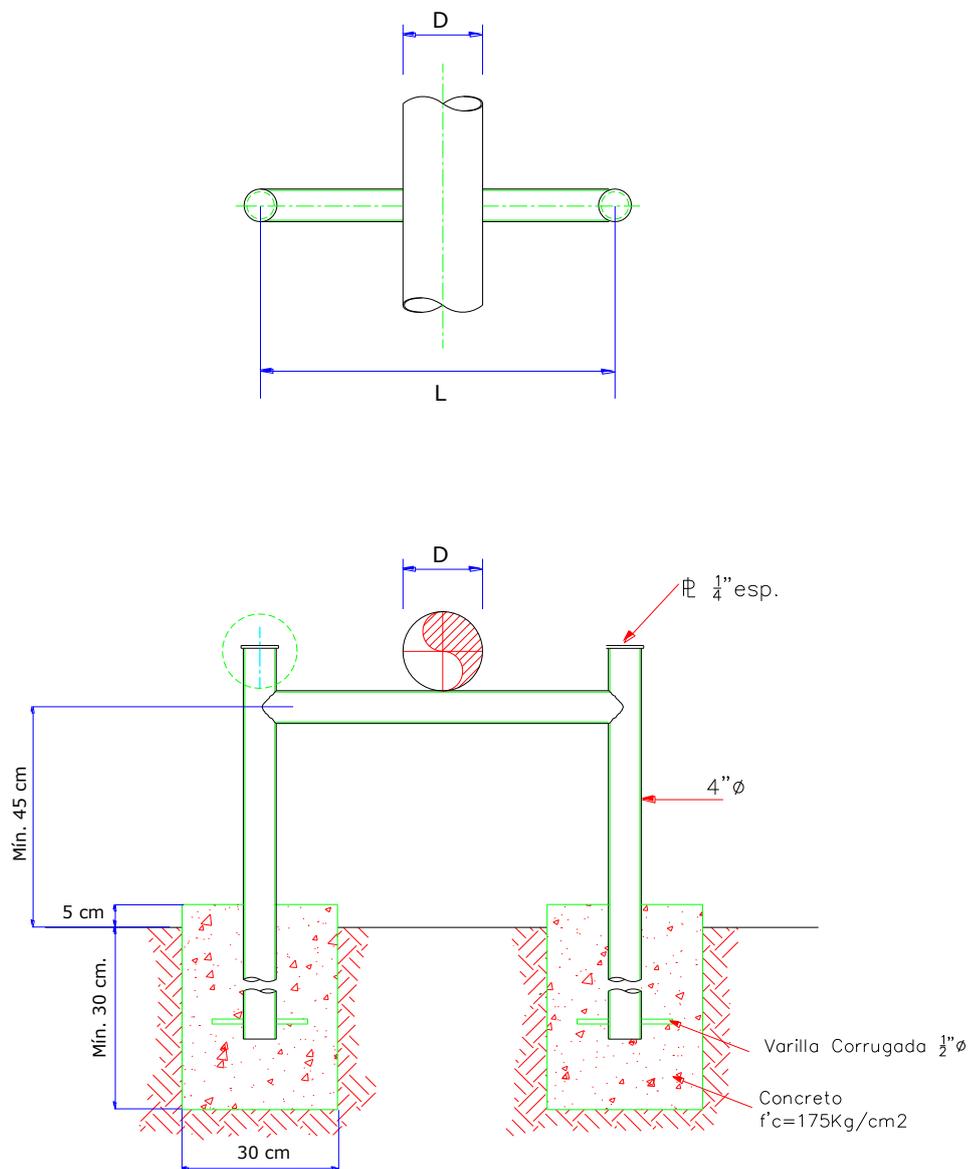
- ASME B31.3 Process Piping
- ASME Boiler and Pressure Vessel Codes
- MSS SP 58 Pipe Hangers and Supports – Materials, Design, and Manufacture
- ACI 318-02, Código de Construcción, Requerimientos para Concreto Estructural, del Comité 318 del Instituto Americano del Concreto, última edición (Building Code Requirements for Structural Concrete, ACI Committee 318, American Concrete Institute).
- SCI/ASCE 7-02, American Society of Civil Engineer.- Minimum Design Loads for Buildings and other Structures. Revisión ASCE 7-98 Sociedad Americana de Ingenieros Civiles. Diseño de Cargas Mínimas para Edificios y otras Estructuras).
- ASTM A36, Standard Specification for Carbon Structural Steel. (Especificación Estándar para Acero Estructural al Carbono).
  
- ASTM A53, Standard Specification for Pipe, Steel, Black and Hot-Dipped, Zinc-Coated, Welded and Seamless. (Especificación Estándar para tubería de acero soldada, con o sin Costura, Negros y Galvanizados por Inmersión en Caliente).
- ASTM A-193, Standard Specification for Alloy-Steel and Stainless Steel Bolting Materials for High-Temperature Service, ASTM A 193/A 193M – 03, Especificación Estándar para aceros aleados y aceros inoxidable, ASTM A 193/A 193M – 03.
- ASTM A307, Standard Specification for Carbon Steel Bolts and Studs, 60,000 psi Tensile Strength. (Especificación Estándar para Anclas y Roldanas de Acero al Carbón, con 60 000 psi de Esfuerzo a la Tensión).
- ASTM A500, Standard Specification for Cold-Formed Welded and Seamless Carbon Steel Structural Tubing in Rounds and Shapes. (Especificación Estándar para Tubería estructural de acero al carbono formada en frío, soldada y sin costura).

Eddy N. Benites

ESQUEMAS SOPORTES

TIPOS DE SOPORTE EN OLEODUCTOS - OPERACIONES TALARA

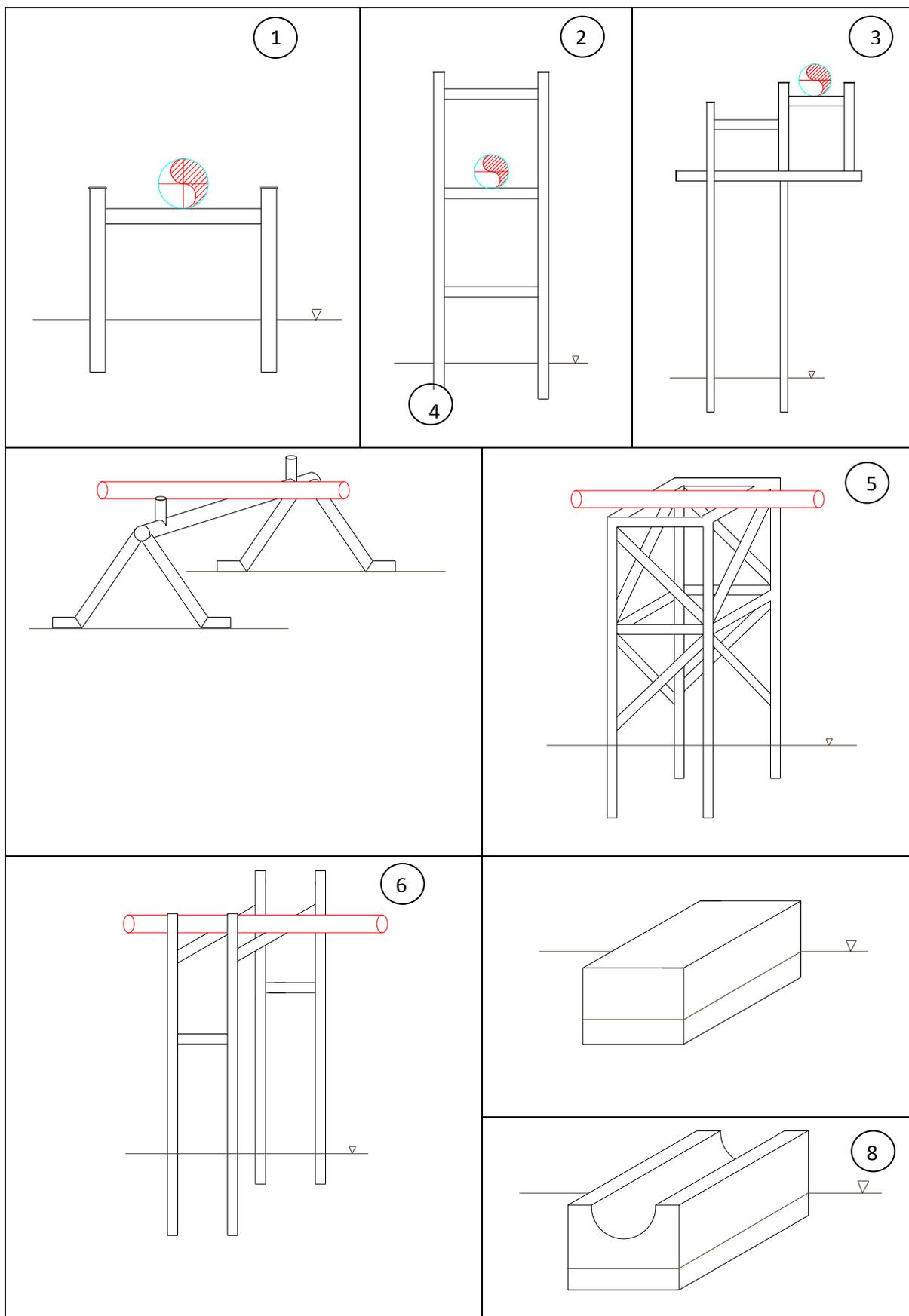
1. Soportes Típicos



Notas

1. Concreto calidad  $F'c = 175 \text{ kg/cm}^2$  mínimo.
2. Dimensiones según requerimientos locales.
3. Tuberías de acero al carbono, ASTM A53 o equivalente.
4. La tapa del tubo vertical se soldará in situ. Previamente el tubo vertical, una vez instalado sin tapa, será relleno con una mezcla muy fluida de concreto, de manera que se llene en su totalidad.

**2. Tipo de Soportes Operaciones Talara**



Figuras 1 a 6. Soportes fabricados de sectores tubulares de acero. Figuras 7 y 8. Soportes fabricados de concreto.

2. Tipo de Soportes Operaciones Talara (Cont.)

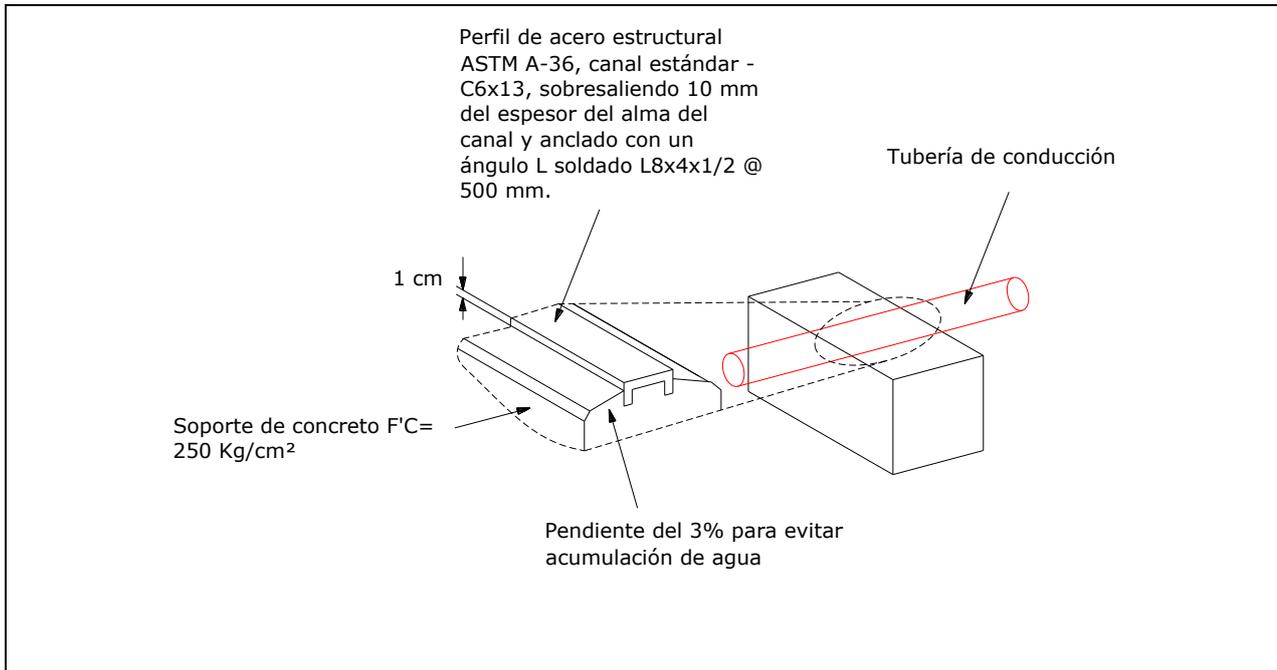


Figura 9. Detalle de patín sobre soporte de concreto de tuberías.

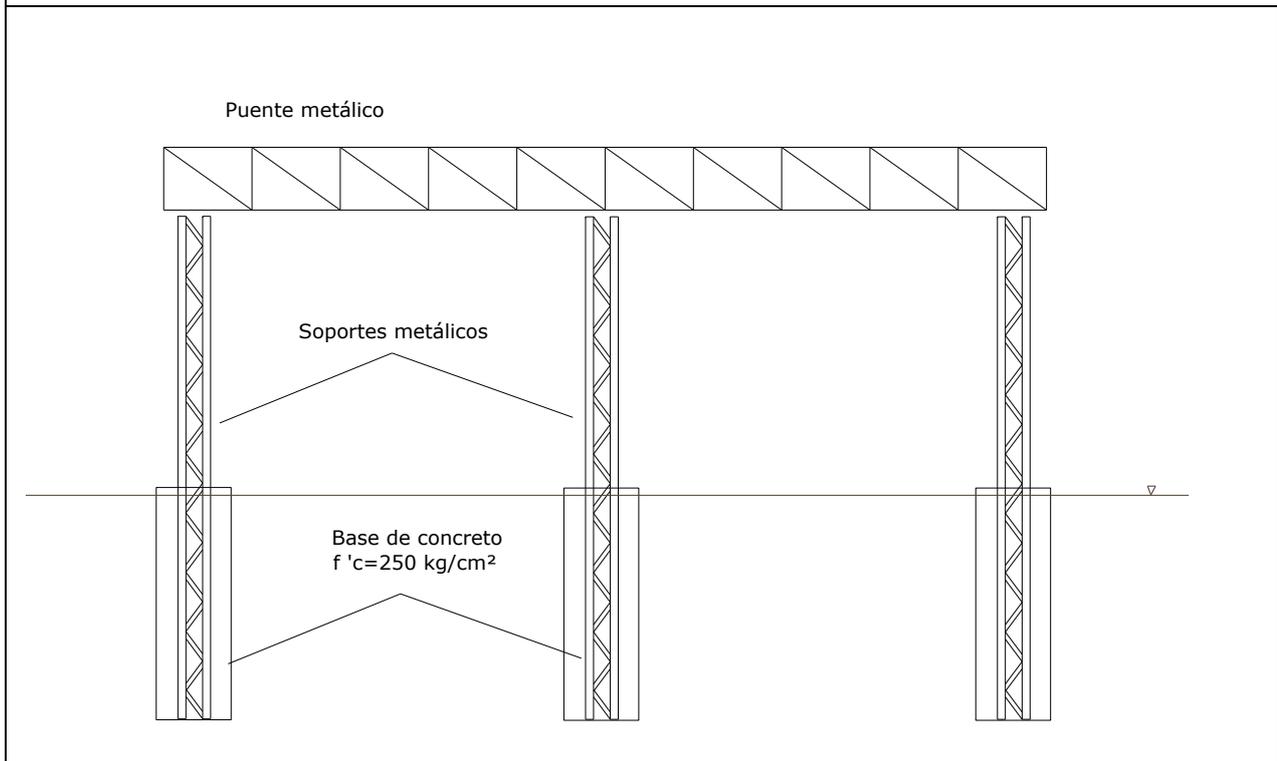


Figura 10. Puente elevado con soportes intermedios. Propuesto para cruce de quebrada. Dimensiones dependerán del diseño particular.

## ESPECIFICACIONES TÉCNICAS EP-002

### ESPECIFICACIONES PARA CRUCE DE OLEODUCTOS POR CARRETERAS

#### 1. ALCANCE

La presente especificación establece los criterios para el diseño de cruces de carretera de los oleoductos administrados por Operaciones Talara en tierra. Se tiene en consideración que los tres oleoductos de Operaciones Talara son aéreos, instalados sobre soportes y sólo en los cruces están enterrados. No se incluyen los cruces de quebradas, cuya especificación debe obedecer a diseños particulares.

#### 2. REFERENCIAS NORMATIVAS

- API RP 1102 – Steel Pipelines Crossing Railroads and Highways.
- NACE Standard RP0200 Steel Cased Pipeline Practices.
- NACE Standard RP0286 Electrical Isolation of Cathodically Protected Pipelines.
- NACE Standard RP0196 Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems.

#### 3. DEFINICIONES

- 3,1 Cruce. La actividad laboral relacionada con el cruce del oleoducto a través de carreteras, calles o avenidas, líneas de transmisión, otros ductos y/o instalaciones subterráneas existentes.
- 3,2 Oleoducto. Designación genérica de la instalación construida, con tuberías conectadas, para el transporte de líquidos (oleoducto) y gas (gasoductos) productos derivados del petróleo, así como otros productos.
- 3,3 Cruce de Agua. La actividad laboral relacionada con el cruce de ríos, arroyos, lagos, presas reservorios y zonas permanentemente inundadas.
- 3,4 Conductora o *casing*. La tubería de acero dentro de la cual se instala el ducto, con el propósito de facilitar el paso y para proporcionar una protección mecánica de la tubería.

#### 4. PRECAUCIONES DE SEGURIDAD

- 4.1 Durante la instalación del cruce se deberán seguir las regulaciones aplicables ya sean gubernamentales o locales para el oleoducto o para la carretera a ser cruzada.
- 4.2 Se deberá poner vigilancia permanente, colocar señales, luces, se deberá proveer y conservar rutas alternas temporales, colocar señales, barreras.
- 4.3 Se deberá obtener permiso del Ministerio de Transporte antes de efectuar cualquier actividad en el punto de cruce.
- 4.4 El movimiento del tránsito a través de la carretera cortada, deberá contar con procedimientos previamente elaborados, tales como personas con banderas dirigiendo el tránsito. La carretera principal deberá estar libre de escombros, piedras, petróleo o cualquier otro desperdicio que cause condiciones inseguras.

## 5. CRUCES SIN CONDUCTORA

### 5.1 Selección del Tipo de Cruce

Teniendo en consideración las experiencias y la información técnica, los ductos dentro de conductoras son vulnerables a la corrosión, y lo que es más crítico, la inspección de la tubería dentro de la conductora es limitada debido a la dificultad de acceso; adicionalmente, el costo de acceder a estos ductos en comparación con aquellos que no están dentro de conductoras es mucho más alto. Por otro lado, de producirse una perforación ya sea por falla interna o externa del ducto dentro de la conductora, el retraso en la reparación por la existencia de la conductora puede ser consecuencias impredecibles.

Por lo anterior, en la medida de lo posible, se evitará el empleo de conductoras en los Oleoductos de Operaciones Talara. Esto se encuentra también recomendado en el código ASME B31.4 *Pipeline Transportation Systems for Liquids Hydrocarbons and other Liquids*, en la Práctica Recomendada NACE RP200 *Steel-Cased Pipeline Practices*, y en variada información técnica: Artículo Técnico: *Protecting Pipelines At Crossing: Are Casing Obsolete?* Revista Pipeline and Gas Journal. March 2009.

### 5.2 Generalidades

5.2.1 La tubería en el sector del cruce deberá ser lo más recta posible, y el suelo deberá estar uniforme en toda la longitud del cruce.

5.2.2 La tubería deberá estar instalada de tal manera que se minimice el vacío entre la tubería y el suelo adyacente.

5.2.3 La tubería deberá estar soldada de acuerdo a Estándar de Ingeniería SI3-05-21 *Procedimiento de Soldadura para Cambio de Tramo de Oleoductos*.

5.2.4 Considerando que las tuberías corren normalmente aéreas y que sólo para el cruce son enterradas, la tubería del oleoducto sin conductora, en el sector enterrado deberá llevar protección catódica, previo diseño por una entidad competente.

### 5.3 Ubicación y Alineamiento

5.3.1 El ángulo de intersección entre la tubería que cruza y la carretera deberá ser lo más próximo a 90°. En ningún caso deberá ser menos de 30°.

5.3.2 Se deberán evitar instalar cruces en terrenos húmedos y rocosos, y donde se requiera cortes profundos.

5.3.3 Deberá haber suficiente espacio entre la tubería y otra estructura o facilidad próxima al Oleoducto, de manera que permita el mantenimiento de la tubería y de la estructura o facilidad.

### 5.4 Cobertura

5.4.1 Los ductos bajo carreteras deberán estar instalados con una cobertura mínima, medida desde el lomo superior de la tubería a la parte superior de la superficie, como sigue (ver Figura 1):

	Ubicación	Cobertura Mínima
a.	Bajo la carretera	1.20 metros
b.	Bajo otras superficies del derecho de vía	0.90 metros
c.	Tuberías que transportan líquidos altamente volátiles	1.2 metros

## 6. CRUCES CON CONDUCTORA

### 6.1 Tubería Instalada dentro de la Conductora

La tubería dentro de la conductora debería cumplir con los requerimientos de la última edición del Código ASME B31.4 *Pipeline Transportation Systems for Liquids Hydrocarbons and other Liquids*, última edición.

### 6.2 Conductora para el Cruce

La tubería para conductora puede ser nueva o usada, tubos de colada rechazada, u otros tipos de tubos, incluyendo conductoras partidas longitudinalmente.

### 6.3 Diámetro mínimo interno de la Conductora

Para los oleoductos Folche y Pariñas, de 10 y 8" respectivamente, el diámetro de la conductora debe ser mínimo 4" mayor al diámetro de la tubería principal, para el Oleoducto Overales, de 6" de diámetro, el diámetro de la conductora será mínimo de 8". La luz existente debe facilitar la instalación de la tubería del oleoducto, y prevenir la transmisión de las cargas externas de la conductora a la tubería principal.

### 6.4 Espesor de Pared de la Conductora

En espesor nominal mínimo para las conductoras en Operaciones Talara será de 0.188", para los tres diámetros de tubería de cada oleoducto.

### 6.5 Generalidades

6.5.1 La tubería conductora deberá estar libre de obstrucciones internas, deberá ser lo más recta posible, y deberá tener un lecho uniforme en toda la longitud del cruce.

6.5.2 La conductora deberá instalarse con un relleno adicional lo más pequeño posible a fin de minimizar el vacío entre la tubería y el suelo adyacente.

6.5.3 Los tubos que conformen una conductora deberán estar unidos completamente para asegurar una conducción continua de extremo a extremo.

6.5.4 Considerando que las tuberías de Operaciones Talara corren normalmente aéreas y que sólo para el cruce son enterradas, la tubería del oleoducto en el sector enterrado y la conductora no llevarán protección catódica.

### 6.6 Localización y Alineamiento

6.6.1 Donde se instale la conductora, deberá extenderse un mínimo de 0.6 metros del extremo de la cuneta, o 0.9 metros más allá del fondo del canal de drenaje, cualquiera que tenga mayor longitud (ver Figura 2).

6.6.2 El ángulo de intersección entre la tubería que cruza y la carretera a ser cruzada deberá ser lo más próximo a 90°. En ningún caso deberá ser menos de 30°.

- 6.6.3 Se deberán evitar instalar cruces en terrenos húmedos y rocosos, y donde se requiera cortes profundos.
- 6.6.4 Espacios verticales y horizontales entre la tubería y otra estructura o facilidad deben ser suficientes para permitir el mantenimiento de la tubería y de la estructura o facilidad.

6.7 Cobertura

Las conductoras bajo carreteras deberán estar instaladas con una cobertura mínima, medida desde el lomo superior de la tubería a la parte superior de la superficie, como sigue (ver Figura 2):

	Ubicación	Cobertura Mínima
a.	Bajo la carretera	1.20 metros
b.	Bajo otras superficies del derecho de vía	0.90 metros
c.	Tuberías que transportan líquidos altamente volátiles	1.2 metros

6.8 Instalación

- 6.8.1 La tubería instalada en una conductora deberá estar sin contacto con la conductora mediante soportes adecuadamente diseñados, aisladores, u otros dispositivos, e instalada de manera que ninguna fuerza externa se transmita a la tubería de transporte. Esto también puede lograrse mediante la fabricación de un anillo con capas de revestimiento y envoltura exterior, o por una chaqueta de concreto. Cuando se utilizan aislantes fabricados, deben ser uniformemente espaciados y bien fijado a la tubería de transporte.
- 6.8.2 Un haz de tuberías, o un grupo de 2 a más tuberías que transcurren juntas, pueden ser instaladas en una sola conductora, en lugares donde existan áreas de trabajo restringidas, dificultades estructurales, o se encuentren necesidades especiales. Se aplicará lo estipulado en el párrafo anterior, y cada tubería debe estar aislada de las otras tuberías, así como de la conductora.

6.9 Sellado de la Conductora

La conductora debe estar provista de tapones selladores en ambos extremos para reducir la intrusión de agua y de la tierra circundante. En realidad no es posible en campo lograr un sello hermético pudiéndose infiltrar agua. El sello debe estar formado por un material Flexible que limite el ingreso de agua a través de la conductora.

6.11 Aisladoras

Los aisladores eléctricos permiten aislar el tubo de la conductora, proporcionando un recinto circular que impide el contacto directo entre los dos. El aislante debe ser diseñado para promover una presión mínima de aplastamiento entre el aislante y el

revestimiento de tubería. Se debe inspeccionar periódicamente para verificar que el aislante permanezca en su posición.

## 6.12 Inspección y pruebas

Durante la construcción del cruce deberá existir supervisión e inspección. Antes de la instalación, se debe inspeccionar visualmente la sección la tubería a ser utilizada en el cruce. Todas las soldaduras circunferenciales deben ser inspeccionadas por métodos no destructivos radiográfico o de otro tipo. Después de instalarse del cruce en conductora, debe realizarse una prueba para determinar si la tubería de transporte está aislada eléctricamente de la conductora.

## 7. INSTALACIÓN

### 7.1 Excavación y relleno de la zanja

Para la excavación se deberán cumplir con las previsiones de seguridad del caso, de acuerdo a la profundidad de la excavación.

Respecto al relleno, el material de relleno deberá estar libre de desechos. La tubería del oleoducto y la conductora deberán estar apoyadas sobre bolsas o sacos de tierra de relleno, tierra compactada, u otros métodos para prevenir asentamiento durante el relleno.

### 7.2 Generalidades

#### 7.2.1 Supervisión de la Construcción

La construcción debe ser supervisada por personal calificado para supervisar soldadura de tuberías. Deberá existir estrecha comunicación entre la supervisión de la construcción y las autoridades de carreteras.

#### 7.2.2 Inspección y Pruebas

Se deberá proporcionar inspección durante la construcción del cruce. Antes de la instalación, la sección de tubería usada en el cruce debe ser inspeccionada visualmente para detectar defectos.

#### 7.2.3 Soldadura

La tubería principal en el cruce de carretera deberá ser soldada conforme a los procedimientos de Estándar de Ingeniería SI3-05-21 *Procedimiento de Soldadura para Cambio de Tramo de Oleoductos*. En los cruces sin conductora, se requerirán

ensayos no destructivos para las soldaduras circunferenciales a una distancia horizontal de 15 metros, ya sea dentro o fuera del pavimento de la carretera. Para los cruces en conductoras, se aplica lo mismo en soldaduras dentro de los 15 metros de los sellos de la conductora.

#### 7.2.4 Prueba Hidrostática

La sección de tubería principal en el cruce deberá ser probada hidrostáticamente antes de iniciar su operación, de acuerdo al Estándar de Ingeniería SI3-01-07 *Prueba Hidrostática de Oleoductos*.

#### 7.2.5 Marcas y signos en el Ducto

Se deberán instalar marcas y signos de identificación de la tubería.

### 7.2.6 Protección Catódica

7.2.6.1 Se instalará protección catódica a las tuberías enterradas en cruces que no tengan conductora. Los cruces con conductora no llevarán protección catódica.

7.2.6.2 Los tubos dentro de la conductora pueden estar expuestos a corrosión atmosférica como consecuencia de la circulación del aire o humedad a través de los venteos o cualquier otro punto de ingreso de aire en el ánulo de la conductora. Este problema puede minimizarse llenando la conductora con un relleno de alta conductividad dieléctrica, un inhibidor de corrosión, o un gas inerte. Esto se logra más fácilmente inmediatamente después de la construcción.

### 7.2.7 Revestimiento de la Tubería

El revestimiento a aplicar en la tubería del oleoducto dentro del terreno para tuberías sin conductora o para tuberías con conductora será según el estándar de ingeniería SI3-22-46 *Sistema de Pintura Epoxy Amina Cicloalifática para Oleoductos Enterrados – Operaciones Talara*.

## 8. CRUCE DE DUCTOS EXISTENTES A TRAVÉS DE CARRETERAS

Si una tubería existente en el cruce de una carretera cumple con los requisitos de esta práctica, no es necesario ningún cambio en la tubería. Si se requieren ajustes, se procederá en conformidad con lo establecido en esta práctica.

### 8.1 Ajuste de Ductos en Servicio

#### 8.1.1 Operaciones de Bajar el ducto

Si se requiere bajar la tubería en el punto de cruce, deberá tenerse cuidado en la fase de diseño y en la operación de bajada para prevenir esfuerzos inesperados

en el ducto, de acuerdo con la última decisión aprobada del API 1117 *Lowering in Service Pipelines*.

#### 8.1.2 Conductoras Partidas

En caso de estrés debido a las cargas externas en la carretera donde se requiera de una conductora, ésta se puede instalar usándose el método de conductora partida. Este método provee el corte de la conductora en dos segmentos longitudinales y el soldeo de los segmentos sobre el oleoducto, después se repara el revestimiento dañado y se instalan los aislantes de la conductora.

#### 8.1.3 Derivaciones Temporales

Para evitar interrupción del servicio, puede instalarse un desvío temporal utilizándose los medios mecánicos adecuados para aislar la sección a ser modificada.

#### 8.1.4 Curvaturas en el oleoducto

Las curvas de tuberías, antes y después del ingreso al terreno se harán de tal manera que se preserve la forma de la tubería en su corte seccional y deberá estar libre de arrugas, fisuras y otras evidencias de daño mecánico. El diámetro de la tubería no se reducirá en ningún punto en más de 5% del diámetro nominal.

El radio mínimo de curvaturas en frío será de 18 diámetros de la misma tubería. Los extremos de los tubos que se doblan serán rectos en una longitud de 2 m.

Cuando se hacen curvaturas en soldaduras longitudinales, la soldadura longitudinal será ubicada en o cerca al eje neutral de la curvatura.

#### 8.2 Ajustes en Ductos que Requieren Interrupción del Servicio

Cuando una tubería no puede ser sacada de servicio más allá de unas pocas horas para los cambios necesarios, generalmente se construye un nuevo cruce separado. En tales casos, la única paralización requerida es el tiempo necesario para hacer el empalme en las conexiones de la nueva tubería a la línea existente.

#### 8.3 Protección del Oleoducto durante la Construcción de una Carretera

Se deberá instruir al Contratista a cargo de la construcción de la carretera a fin de proteger el oleoducto de las cargas excesivas o daños que puedan causar el corte o el relleno. El recorrido del oleoducto deberá ser claramente marcado con banderas adecuadas, estacas, u otros marcadores en el cruce. Esta práctica recomendada se debe utilizar para determinar las tensiones esperadas en la tubería. De ser necesario, para proteger la tubería, se emplearán puentes, losas de hormigón armado u otros medios.

FIGURA 1. CRUCE EN CARRETERAS, CALLES, AVENIDAS SIN CONDUCTORA

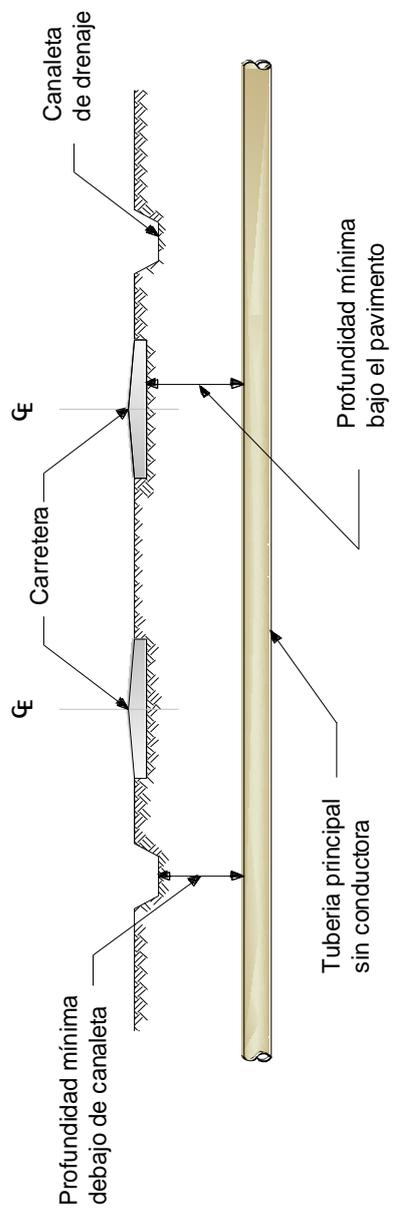
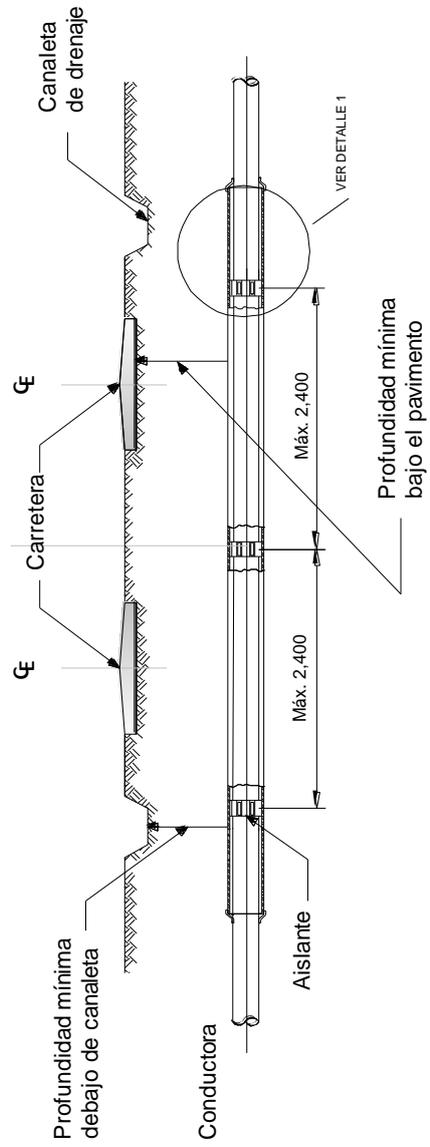
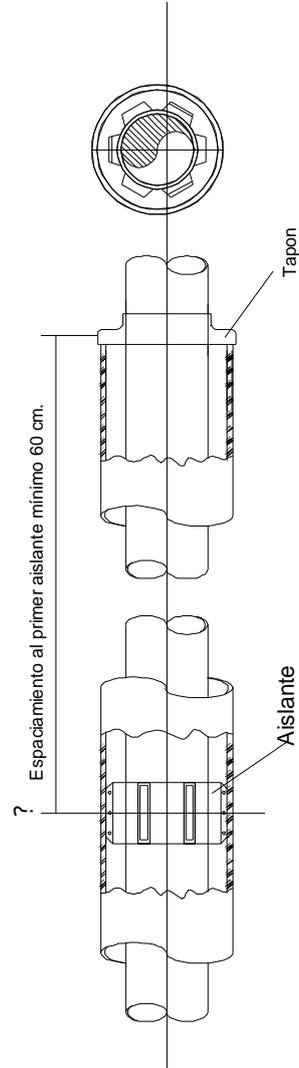


FIGURA 2. CRUCE EN CARRETERAS, CALLES, AVENIDAS CON CONDUCTORA



DETALLE 1. UBICACION DE AISLANTE Y TAPON





 Unidad Ing. de Mantenimiento	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		
	<b>Mayo - 10</b>	PRUEBA HIDROSTATICA DE OLEODUCTOS	<b>SI3-01-07</b>
	Rev. 3 E.B.D.		Pág. 1 de 9

[Índice de Estándares de Ingeniería](#) [Procedimientos de Trabajos Especiales SI3](#)

[Índice de Pruebas de Hermeticidad](#)

### 1. ALCANCE

El presente estándar cubre las pruebas de presión de ductos nuevos o existentes que transportan hidrocarburos líquidos.

Quedan fuera del alcance de esta norma de referencia las actividades siguientes:

1. Prueba hidrostática de ductos diseñados con los códigos ASME B31.3, ASME B-31.8 o equivalentes.
2. Prueba hidrostática de tuberías y equipos cuyos diseños están sustentados en códigos distintos a los mencionados en esta norma.
3. Prueba hidrostática de tuberías y equipos para servicio criogénico.
4. Determinación de la resistencia de soportería del equipo durante el llenado con el fluido de prueba.
5. Pruebas hidrostáticas de tuberías que integran los sistemas de drenaje.

### 2. NORMAS DE REFERENCIA

Código ASME B31.4 *Liquid Transportation System for Hydrocarbons, Liquids Petroleum Gas, Anhydrous Ammonia, and Alcohol.*

Código API RP 1110 *Pressure Testing of Liquids Petroleum Pipelines.*

Norma Peruana: D.S. 081-2207-EM *Nuevo Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos.*

### 3. MEDIO DE PRUEBA

La prueba hidrostática debe ser realizada con agua; sin embargo, pueden utilizarse como medios de prueba derivados del petróleo con una presión de vapor Reid menor a 7 lb/pulg<sup>2</sup>, si la línea completa está fuera de las ciudades y centros poblados.

### 4. EQUIPO PARA REALIZAR LA PRUEBA

El equipo de prueba debe ser adecuadamente seleccionado y debe estar en buen estado. Los equipos de medición deben ser del rango que incluya las presiones esperadas durante la prueba.

- a) Una bomba de desplazamiento positivo para presionar la línea a una presión mayor a la especificada para la prueba.
- b) Una válvula de alivio para prevenir una sobre presión durante la prueba.
- c) Manómetros.
- d) Registradores continuos de presión versus tiempo.
- e) Registradores continuos de temperatura del medio versus tiempo.
- f) Equipos de comunicación
- g) Accesorios que aislen los segmentos de la línea que presenten fuga facilidades de reparación.

 Unidad Ing. de Mantenimiento	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		
	<b>Mayo - 10</b> Rev. 3 E.B.D.	<b>PRUEBA HIDROSTATICA DE OLEODUCTOS</b>	<b>SI3-01-07</b> Pág. 2 de 9

Notas:

1. *Los Instrumentos de medición deben estar calibrados, la calibración debe efectuarse contra un patrón certificado rastreable.*
2. *La presión y temperatura del fluido deberá ser registrada en forma continua durante todo el tiempo que dure la prueba, de manera redundante (dos instrumentos diferentes por cada magnitud medida).*

## 5. PLAN DE PRUEBA

Cuando se planee una prueba hidrostática, considerar los siguientes factores:

- a) Máxima presión de operación esperada durante la vida de la instalación ó facilidad.
- b) Localización de la línea ó tramo y componentes. Indicar tamaño, espesor de pared, grado, presión interna de diseño, perfil de elevación.
- c) Rango de presiones de las válvulas del sistema y tipo de bridas.
- d) Temperatura esperada del medio, temperatura ambiente y del terreno durante el periodo de estabilización.
- e) El medio de prueba y su fuente de aprovisionamiento.
- f) Medidas de seguridad para el personal que interviene en la prueba.
- g) Asignación de responsabilidades del personal que interviene en la prueba.
- h) Notificación a la autoridades competentes
- i) Plan de acción para eliminar las fugas que se presenten.
- j) Criterio de aceptación de la prueba hidrostática.

## 6. PROCEDIMIENTO DE LA PRUEBA HIDROSTATICA

Antes que la prueba comience, se debe realizar un procedimiento para su realización, el cual debe incluir lo siguiente:

- a) Diagrama indicando las longitudes, elevaciones y localización de segmentos.
  - b) El medio a ser utilizado y el volumen requerido.
  - c) Método del llenado de la línea.
  - d) Método para presurizar los segmentos a probarse. Indicar los puntos de inyección y las presiones mínimas y máximas durante la prueba.
  - e) Métodos de aislamiento de los segmentos a probarse.
  - f) Duración de la prueba.
  - g) Método de drenaje del medio.
  - h) Precauciones de seguridad y procedimientos.
- i) Identificación y especificación de la unión más débil del segmento a probar ó componente de control de la prueba.

## 7. PRESION DE PRUEBA

Todos los sistemas de tuberías deben ser probados 1.5 veces su presión de diseño.

La presión de prueba será la que indiquen los planos, si no estuviera indicada, la presión de prueba será de 250 psi, en el punto más alto del sistema.

La presión de diseño de los sistemas de tuberías no será menor a 150 psi y deberá indicarse en los planos.

 Unidad Ing. de Mantenimiento	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		
	<b>Mayo - 10</b> Rev. 3 E.B.D.	<b>PRUEBA HIDROSTATICA DE OLEODUCTOS</b>	<b>SI3-01-07</b> Pág. 3 de 9

## 8. PUNTO DE CONTROL DE LA PRESION

La presión de prueba especificada es la mínima presión de prueba que debe ser aplicada en el punto más elevado del sistema ó segmento en prueba.

## 9. PROCEDIMIENTO DE PRESURIZACIÓN

- a) El segmento en prueba debe ser presurizado a un rate moderado y constante.
- b) Cuando se alcance el 70% de la presión especificada, el rate de bombeo debe regularse para minimizar la variación de la presión.
- c) El incremento debe ser de 10 psi hasta alcanzar la presión de prueba.

## 10. PERIODO DE PRUEBA

- a) Cuando se alcanza la presión de prueba, la bomba debe ser detenida y debe verificarse que no existan fugas en las conexiones.
- b) Luego de la verificación de fugas la bomba debe ser desconectada.
- c) La prueba comienza luego que la bomba es desconectada.
- d) La duración de la prueba hidrostática debe ser de 04 (cuatro) horas como mínimo.

 Unidad Ing. de Mantenimiento	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		
	<b>Mayo - 10</b> Rev. 3 E.B.D.	PRUEBA HIDROSTATICA DE OLEODUCTOS	<b>SI3-01-07</b>  Pág. 4 de 9

**ADJUNTO 1**

**MODELO DE REGISTRO DE PRUEBA HIDROSTÁTICA**

<b>REPORTE DE INSPECCION PREVIO A PRUEBA HIDROSTATICA</b>	<b>FORMATO : A1</b>
Proyecto :	
SECCION:	DE: A:
Max. Presión de operación :	

**LISTA DE COMPROBACIÓN DE INSPECCIÓN**

ITEM	SI	NO	N/A
¿Se ha completado la inspección y pruebas? (Instalación, soldadura)			
¿Se han completado los informes de END? (Rx.)			
¿Se han registrado los informes y la gráfica de TCPS requeridos?			
¿Los pernos y los empaques instalados en todas las uniones mecánicas son los correctos?			
¿Se han instalado tuberías de Cedula y Tipo Correctos?			
¿Se ha comprobado grado y tipo de material de las válvulas? (Planos / Especific. Técnicas)			
¿Se han comprobado las especificaciones de los Accesorios ¿			
¿Los Reforzamientos de ramales, son Correctos?			
¿Se ha comprobado el flujo correcto por filtros, tamices, trampas válvulas, etc?			
¿Se ha instalado las conexiones para manómetros, termo pozos muestreadores e instrumentos?			

**PND = Pruebas No Destructivas**

**TCPS = Tratamiento de Calor en Punto de Soldadura**

	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		
	<b>Unidad Ing. de Mantenimiento</b>	<b>Mayo - 10</b> Rev. 3 E.B.D.	<b>PRUEBA HIDROSTATICA DE OLEODUCTOS</b>

**EQUIPO Y MATERIAL PARA PRUEBA**

ITEM	TIPO	CAP. MAX.
AGUA PARA LIMPIEZA Y PRUEBA		
COMPOSICIONES QUÍMICA DEL AGUA		
TRATAMIENTO QUÍMICO DEL AGUA		
LIMPIEZA Y LLENADO DE BOMBA		
RASPATUBO DE LIMPIEZA		
RASPATUBO DE DESPLAZAMIENTO DE AGUA		
RECEPTOR DE RASPATUBO PARA LIMPIEZA TEMPORAL		
BOMBA DE PRESIÓN		
INDICADORES DE PRESIÓN CALIBRADOS		
INDICADORES DE TEMPERATURAS, CALIBRADOS		
REGISTRO DE PRESIÓN CALIBRADO		

Q/AQ/C	INSPECTOR	CONTRATISTA
<b>NOMBRE :</b>		
<b>FECHA :</b>		

 Unidad Ing. de Mantenimiento	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		<b>SI3-01-07</b>
	<b>Mayo - 10</b> Rev. 3 E.B.D.	PRUEBA HIDROSTATICA DE OLEODUCTOS	

**ADJUNTO 1**

**MODELO DE REGISTRO DE PRUEBA HIDROSTÁTICA (CONT.)**

<b>REPORTE DE PRUEBA HIDROSTATICA</b>	FORMATO : A2
Proyecto :	
SECCION: _____ DE: _____ A: _____	
Max. Presión de operación :	
Contratista: _____	Fecha de inicio : _____ Fecha de termino : _____

**CARACTERISTICAS DE LA TUBERIA**

<b>Diámetro:</b>	<b>Grado:</b>	<b>Peso:</b>	<b>Fabricante:</b>
<b>Fluido de llenado:</b>			
<b>Bomba de limpieza y llenado:</b>		<b>Bomba de Presión:</b>	

**INSTRUMENTOS UTILIZADOS**

MARCA	Nº DE SERIE	FECHA DE CALIBRACION	CALIBRACION
MANOMETRO			BAJO:      ALTO:
TERMOMETRO			BAJO:      ALTO:
REGISTRADOR PRESIÓN			BAJO:      ALTO:
REGISTRADOR TEMP.			BAJO:      ALTO:

	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		
	Unidad Ing. de Mantenimiento	<b>Mayo - 10</b> Rev. 3 E.B.D.	PRUEBA HIDROSTATICA DE OLEODUCTOS

**REGISTRO DE PRUEBA**

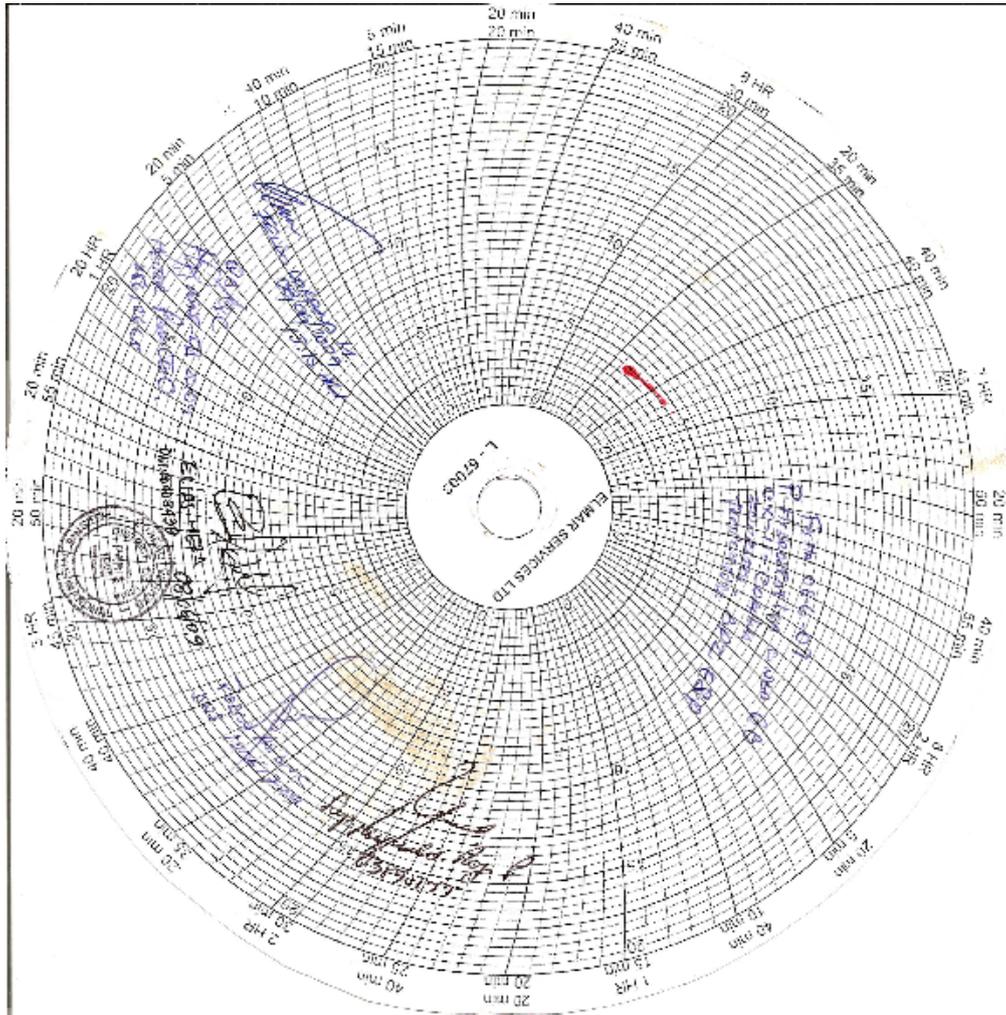
HORA (am/pm)	PRESION (psi)	TEMP. AMBIENTAL (°C)	OBSERVACIONES

Q/AQ/C	INSPECTOR	CONTRATISTA
<b>FIRMA :</b>		
<b>NOMBRE :</b>		

	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		<b>SI3-01-07</b>
	Unidad Ing. de Mantenimiento	<b>Mayo - 10</b> Rev. 3 E.B.D.	

**ADJUNTO 2**

**MODELO DE REGISTRADOR DE PRESIÓN TIPO ROTOTHERM**



Q/AQ/C	CONSTRUCCIONES	PRODUCCION
NOMBRE :		
FECHA :		



 Unidad Ing. de Mantenimiento	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		<b>SI3-22-41</b>
	<b>Marzo-09</b>	PINTURA INDUSTRIAL PREPARACION DE SUPERFICIES DE ACERO PARA LA APLICACIÓN DE PINTURA	Pág. 1 de 13
	Rev. 2 E.B.D.		

[Índice de Estándares de Ingeniería](#)    [Procedimiento de Trabajos Especiales SI3](#)

*[Índice de Pinturas Industriales](#)*

**1. ALCANCE**

Este Estándar fija los procedimientos de preparación de las superficies de hierro y acero de los equipos y estructuras de las instalaciones de REFINERÍA TALARA – PETROLEOS DEL PERU S.A. antes de aplicar una capa de pintura.

**2. REFERENCIAS**

SSPC – SP1:	Limpieza con Solventes.
SSPC – SP2:	Limpieza Manual.
SSPC – SP3:	Limpieza Mecánica.
SSPC – SP5/NACE 1:	Limpieza por Chorreado a Metal Blanco.
SSPC – SP6/NACE 3:	Limpieza por Chorreado Comercial.
SSPC – SP10/NACE 2:	Limpieza por Chorreado a Metal Cercano al Blanco.
SSPC – SP11:	Limpieza Mecánica a metal desnudo.
SSPC – SP12:	Preparación de Superficie y Limpieza del Acero y Otros Materiales Duros por Chorro de Agua a Alta y Ultra-alta Presión Previo al Repintado.
SSPC – SP14/NACE 8:	Limpieza por Chorreado Industrial.
SSPC-TR 2/NACE 6G198	Limpieza por Chorreado Húmedo.

**3. DESARROLLO**

**3.1. Requisitos mínimos de preparación de superficie**

**3.1.1. Condiciones de exposición**

El primer paso consiste en determinar el tipo de condiciones de exposición, ambiente o servicio que debe resistir el recubrimiento, siendo las más comunes las que se indican en la Tabla 1.

Para información complementaria se puede recurrir a la norma ISO 12944-2, última revisión, que describe y clasifica las diferentes atmósferas a las que pueden estar expuestas las superficies.

 Unidad Ing. de Mantenimiento	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		<b>SI3-22-41</b>
	<b>Marzo-09</b>	PINTURA INDUSTRIAL PREPARACION DE SUPERFICIES DE ACERO PARA LA APLICACIÓN DE PINTURA	Pág. 2 de 13
	Rev. 2 E.B.D.		

**Ambiente Exposición**

- 1 Ambiente seco
- 2 Ambiente húmedo
- 3 Ambientes húmedo con salinidad y gases derivados del azufre y otros.
- 4 Ambiente marino
- 5 Interiores de tanques de almacenamiento o recipientes
- 6 Temperatura moderada desde 60° hasta 260°C
- 7 Alta temperatura desde 260° hasta 560° C
- 8 Zona de mareas y oleajes
- 9 Zona de Pisos de Helipuertos

**Tabla 1. Clasificación de ambientes y condiciones de exposición.**

**3.1.2. Condiciones de superficie**

El segundo paso consiste en identificar las condiciones de la superficie a proteger; si el recubrimiento va a ser aplicado sobre un acero nuevo y recién preparado con chorro abrasivo, la determinación del sistema es más simple, pero si la superficie tiene un recubrimiento antiguo y maltratado por el medio ambiente, entonces la determinación es crítica ya que se debe determinar si se encuentra en condiciones de mantenimiento o no; en caso de no eliminarse el recubrimiento existente, se debe efectuar una prueba de compatibilidad y determinar el tipo de limpieza y recubrimiento a aplicar. En caso que deba retirarse el recubrimiento deteriorado, se debe determinar el método de limpieza más adecuado para no afectar instalaciones cercanas y al medio ambiente.

**3.1.3. Grado de corrosión**

Todos los materiales de acero, antes de la preparación de la superficie, pueden encontrarse en cualquiera de las condiciones de oxidación listadas en la Tabla 2 y descritas con detalle para su consulta adicional en las normas ISO-8501-1-3 y SSPC- VIS 1 ó equivalente.

 Unidad Ing. de Mantenimiento	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		<b>SI3-22-41</b>
	<b>Marzo-09</b>	PINTURA INDUSTRIAL PREPARACION DE SUPERFICIES DE ACERO PARA LA APLICACIÓN DE PINTURA	Pág. 3 de 13
	Rev. 2 E.B.D.		

Condición	Según ISO 8501-1-3	Según SSPC-VIS 1 ó Equivalente
Grado A	Superficie de acero recubierta en gran medida por escamas de laminación adherida, pero con poco o nada de óxido.	Superficie de acero recubierta completamente con escama de laminación, con corrosión no visible.
Grado B	Superficie de acero con óxido incipiente, en la que han empezado a exfoliarse las escamas de laminación.	Superficie de acero cubierta con escamas de laminación con óxido.
Grado C	Superficie de acero cuyas escamas de laminación han desaparecido por la acción del óxido, o que puede eliminarse raspando, pero con algunas picaduras visibles a simple vista.	Superficie de acero cubierta con óxido y picaduras no visibles a simple vista.
Grado D	Superficie de acero cuyas escamas de laminación han desaparecido por la acción del óxido y en la que se ven a simple vista numerosas picaduras.	Superficie de acero cubierta con óxido y picaduras visibles.

**Tabla 2. Diferentes grados de corrosión de superficies de acero sin pintar.**

En el caso de superficies previamente pintadas, pueden encontrarse 4 grados de condiciones establecidas, las cuales se describen en la Tabla 3.

Condición	Según SSPC-VIS 4/NACE VIS 7 ó equivalente
Grado E	Superficie de acero previamente pintada, pintura ligeramente decolorada aplicada sobre una superficie tratada con abrasivo a presión; pintura casi intacta.
Grado F	Superficie de acero previamente pintada, con aplicación de imprimante a base de zinc (zinc rich primer) sobre una superficie tratada con abrasivo a presión; sistema de pintura ligeramente envejecida, la mayor parte intacta.
Grado G	Sistema de pintura aplicado sobre una superficie de acero con pequeñas escamas pero limpia. Sistema fuertemente intemperizado, ampollado y decolorado.
Grado H	Sistema de pintura, aplicado sobre acero. Sistema de pintura totalmente intemperizado, ampollado, decolorado y con desprendimiento de capas.

**Tabla 3. Diferentes condiciones de superficies de acero pintadas.**

 Unidad Ing. de Mantenimiento	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		<b>SI3-22-41</b>
	<b>Marzo-09</b>	PINTURA INDUSTRIAL PREPARACION DE SUPERFICIES DE ACERO PARA LA APLICACIÓN DE PINTURA	Pág. 4 de 13
	Rev. 2 E.B.D.		

### 3.1.4. Limitaciones en la preparación

El tercer paso consiste en determinar si existen limitaciones para la preparación de la superficie. Aunque la limpieza con chorro de arena es el medio preferido, se advierte que éste puede ser limitado o no ser permitido en áreas residenciales, municipales, dentro de las plantas químicas, refinерías, plataformas marinas o cerca de otras instalaciones. Si la preparación de la superficie se efectúa con herramienta de mano o con chorro de agua a presión, se deberá usar un recubrimiento compatible a ese tipo de preparación.

## 3.2. Preparación de Superficies

### 3.2.1. Generalidades

La preparación de las superficies debe dar cumplimiento a los siguientes objetivos:

- a) Remover todos los contaminantes visibles como son: escamas de laminación, óxido, grasa y aceite, y otros no visibles, tales como: sales solubles de cloro, sulfatos y silicatos.
- b) Eliminar las imperfecciones que producen aristas y vértices agudos, como: salpicaduras de soldadura, bordes de maquinado, esquinas geométricas, filos, cantos, picos y curvas en general, dado que ahí el recubrimiento adopta bajos espesores y por abrasión se pierde la continuidad de la película dando inicio a la corrosión, en la superficie recién limpiada, deberá removerse mediante lima o esmeril.
- c) Obtener en los aceros nuevos un perfil de anclaje que asegure la buena adherencia mecánica del recubrimiento sobre la superficie protegida.

Al usar el método de limpieza y el recubrimiento que se aplicará a la superficie, se debe dar cumplimiento a la legislación ambiental vigente y las especificaciones que PETROPERU adopte al respecto.

#### 3.2.1.1 Tiempo máximo para aplicar el recubrimiento

Una vez alcanzado el grado de limpieza y el perfil de anclaje, la aplicación del recubrimiento no debe exceder más de 4 horas cuando la superficie se encuentre en ambiente seco; si el ambiente es húmedo, el recubrimiento se debe aplicar en el tiempo mínimo posible, dado que a mayor humedad, más rápido se oxida la superficie; ante una humedad relativa mayor a 85%, no se debe continuar con los trabajos de limpieza.

No se debe efectuar ningún trabajo de limpieza de superficie con chorro abrasivo seco y aplicación de recubrimientos, si la temperatura de la misma no se encuentra por lo menos 3° C por encima del punto de rocío.

 Unidad Ing. de Mantenimiento	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		<b>SI3-22-41</b>
	<b>Marzo-09</b>	PINTURA INDUSTRIAL PREPARACION DE SUPERFICIES DE ACERO PARA LA APLICACIÓN DE PINTURA	Pág. 5 de 13
	Rev. 2 E.B.D.		

La superficie limpiada no deberá contaminarse con suciedad, polvo, partículas metálicas, aceite, agua o con cualquier otro material extraño que pudiera provenir de los sistemas de transporte o manipuleo del material.

### 3.2.2. Métodos de limpieza

Una vez identificado el sistema de protección anticorrosiva, la condición de superficie requerida y las restricciones operacionales del lugar, se procede a determinar el método de limpieza. A continuación se describen los diferentes métodos:

#### 3.2.2.1. Limpieza con solventes (SSPC-SP1)

El método SSPC-SP1 ó equivalente, se utiliza para la remoción preliminar de Contaminantes, como aceite, grasa, crudo u otros químicos que se encuentren sobre la superficie a tratar antes de iniciar la operación de limpieza con chorro abrasivo seco, húmedo o agua a presión. Los productos desengrasantes que se utilicen para la limpieza química mediante el método SSPC-SP1 o equivalente deben ser biodegradables. Se utilizarán solamente solventes no aceitosos, no deberá utilizarse gasolina o kerosene. En ambientes cálidos, deberán usarse solventes del tipo aguarrás con un punto de inflamación inferior a 50° C.

Cuando el material nuevo venga protegido de fábrica con una capa de barniz, puede ser necesario usar solventes especiales antes de la limpieza abrasiva.

#### 3.2.2.2. Limpieza con herramienta manual (SSPC-SP2)

El método SSPC-SP 2 ó equivalente, se utiliza para limpiar pequeñas áreas donde se tengan que eliminar el óxido, las escamas y los restos de soldadura y pintura en mal estado. Se debe garantizar que los materiales de las herramientas no contaminen con residuos las superficies a limpiar.

#### 3.2.2.3. Limpieza con herramienta mecánica (SSPC-SP3)

Este método se utiliza en áreas de tamaño regular donde se tengan que eliminar el óxido, las escamas y los restos de soldadura y pintura en mal estado; es más eficiente que el de herramienta manual.

Para esta limpieza se deben usar escobillas metálicas circulares, de copa, lijas circulares, o cualquier otra herramienta neumática, eléctrica o de transmisión mecánica. De ser necesario, pueden emplearse escobillas de bronce y no metálicas, previa aprobación. Se debe tener cuidado al utilizar estas herramientas, ya que su uso excesivo puede pulir la superficie y eliminar o disminuir su perfil de anclaje.

	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		
	<b>Unidad Ing. de Mantenimiento</b>	<b>Marzo- 09</b> Rev. 2 E.B.D.	<b>PINTURA INDUSTRIAL PREPARACION DE SUPERFICIES DE ACERO PARA LA APLICACIÓN DE PINTURA</b>

### 3.2.2.4. Limpieza mecánica a metal desnudo (SSPC-SP11)

Este método requiere herramientas de poder para producir una superficie metálica desnuda y para producir y retener un perfil de superficie. Es adecuado cuando se requiera una superficie metálica rugosa, limpia y desnuda; pero, donde el chorreado abrasivo no es posible o no está permitido. Se utiliza en áreas de tamaño menor o regular.

Para esta limpieza se utilizan pistolas de agujas (Needle Gun), Roto Pins (Rotary Peening Tools) equipos de correas de impacto rotativo; y otros equipos generadores de rugosidad.

### 3.2.2.5. Limpieza con chorro abrasivo seco

La preparación de superficie con chorro abrasivo seco en aceros nuevos u oxidados sin pintar requiere de un perfil de anclaje.

Cuando existan restricciones por la generación de polvo derivada por la limpieza con arena de sílice, se puede utilizar un abrasivo que no lo genere. Cuando no se puedan cumplir las condiciones anteriores, se debe aplicar la alternativa dada en ítem 3.2.2.6.

Como se indica en la Tabla 9, este método de limpieza está restringido en Refinerías, Terminales, Complejos Petroquímicos, Áreas de trabajo con equipos rotativos y Zonas Urbanizadas.

SSPC	ISO	NACE	DESCRIPCIÓN
SP-5: Limpieza por Chorreado Abrasivo a Metal Blanco	Sa 3	1	Remover toda corrosión y contaminación visible, escama de laminación, pintura y cualquier material extraño hasta 100%.
SP-10: Limpieza por Chorreado Abrasivo a Metal Cercano al Blanco	Sa 2 1/2	2	Remover contaminantes hasta que un 95% de cada 9 pulgadas cuadradas (3 pulg. X 3 pulg.) esté libre de corrosión visible, escama de laminación, pintura y material extraño.
SP-6: Limpieza por Chorreado Abrasivo Comercial	Sa 2	3	Remover toda corrosión hasta que aproximadamente dos tercios de cada 9 pulgadas cuadradas (3" X 3") esté libre de todo residuo visible.
SP-14: Limpieza por Chorreado Abrasivo Industrial	--	8	Remover toda corrosión hasta que aproximadamente el 90% de cada 9 pulgadas cuadradas (3" X 3") esté libre de todo residuo visible.
SP-7: Limpieza por Chorreado Abrasivo a Ráfaga	Sa 1	4	Remover todo residuo, excepto escamas de laminación, óxido y pintura fuertemente adheridas.

**Tabla 4. Grados de limpieza de superficies que se logran con chorro abrasivo seco.**

 Unidad Ing. de Mantenimiento	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		<b>SI3-22-41</b>
	<b>Marzo-09</b>	PINTURA INDUSTRIAL PREPARACION DE SUPERFICIES DE ACERO PARA LA APLICACIÓN DE PINTURA	Pág. 7 de 13
	Rev. 2 E.B.D.		

**3.2.2.6. Limpieza con chorro abrasivo húmedo.**

Este método se debe aplicar como lo establece la Tabla No.9. La calidad del agua utilizada para esta técnica se discute en ítem 3.2.6.2. Las técnicas del procedimiento y equipos de este método se describen en el reporte técnico SSPC-TR2/NACE6G198 ó equivalente, y las condiciones visuales en la guía fotográfica SSPC-Vis 5/NACE Vis 9 ó equivalente.

**3.2.2.7. Limpieza con chorro de agua a alta y ultra alta presión para repintados**

En este tipo de limpieza no se utilizan abrasivos, el agua hace la limpieza de la superficie a presiones desde 5,000 a 40,000 lb/pulg<sup>2</sup>). Es especificada para repintados ya que se asume que el perfil de anclaje necesario para la adhesión de la pintura lo dio el chorreado abrasivo de la estructura nueva. En la Tabla 5 se describen los tipos rangos de operación de la limpieza con este método.

Tipo	Designación	Rangos
Limpieza con agua a baja presión. (Low-Pressure Water Cleaning)	LP WC	Menores a 5,000 lb/pulg <sup>2</sup>
Limpieza con agua a alta presión (High Pressure Water Cleaning)	HP WC	Desde 5,000 a 10,000 lb/pulg <sup>2</sup>
Limpieza con agua a chorro de alta presión (High Pressure Water Jetting)	HP WJ	Desde 10,000 a 30,000 lb/pulg <sup>2</sup>
Limpieza con agua a chorro a ultra alta presión (Ultra High Pressure Water Jetting)	UHP WJ	Arriba de 30,000 lb/pulg <sup>2</sup>

**Tabla 5. Diferentes designaciones y rangos de operación de limpieza con agua a presión.**

Este método se debe aplicar según se indica en la Tabla No. 10. El grado de limpieza de contaminantes visibles que se logran con chorro de agua a alta y ultra alta presión, se especifica en la Tabla 6.

 Unidad Ing. de Mantenimiento	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		<b>SI3-22-41</b>
	<b>Marzo-09</b>	<b>PINTURA INDUSTRIAL PREPARACION DE SUPERFICIES DE ACERO PARA LA APLICACIÓN DE PINTURA</b>	Pág. 8 de 13
	Rev. 2 E.B.D.		

**Referencia Pictórica NACE N° 5 /SSPC-SP12 o equivalente**

Condición	Descripción de la limpieza de la superficie cuando se inspecciona sin la ayuda de equipo visual
WJ-1	<b>Sustrato totalmente limpio.</b> Toda la superficie debe estar en un acabado el cual, visto sin magnificación, se encuentre libre de corrosión visible, pintura, escama de laminación y cualquier otro material extraño. Puede presentarse decoloración del acero. <sup>(A,B,C)</sup>
WJ-2	<b>Limpieza muy cuidadosa o sustancial.</b> La superficie se debe tratar hasta un acabado mate el cual, visto sin magnificación, debe estar libre de corrosión y material extraño hasta un 95% de la superficie y el 5% restante conteniendo solamente ligeras manchas dispersas de óxido, pintura y material extraño. <sup>(A,B,C)</sup>
WJ-3	<b>Limpieza cuidadosa:</b> Toda la superficie se debe tratar hasta un acabado mate y 2 tercios de la superficie el cual, visto sin magnificación, debe estar libre de residuos visibles, excepto escamas de laminación; el tercio restante podrá tener pequeñas manchas de óxido, pintura y material extraño. <sup>(A,B,C)</sup>
WJ-4	<b>Limpieza ligera.</b> La superficie se limpiará a un acabado el cual, visto sin magnificación se encuentre libre de todo contaminante visible como aceite, grasa, polvo, suciedad, óxido suelto y pintura suelta. Cualquier material residual debe estar firmemente adherido. <sup>(C)</sup>

Tabla 6. Grados de limpieza que se logran con chorro de agua a alta y ultra alta presión.

**Notas.**

<sup>(A)</sup>Las superficies limpiadas con LP WC, HP WC, HP WJ, o UHP WJ no exhiben el matiz de un acero limpiado con chorreado abrasivo seco. Después del chorreado con agua, el acabado mate de la superficie limpiada torna inmediatamente a un color de un matiz dorado a no ser que se use un inhibidor de corrosión o se empleen controles ambientales. En las superficies de acero antiguas, que tienen áreas con revestimiento y áreas sin revestimiento, el color del acabado mate varía a pesar de haberse eliminado todos los materiales visibles de la superficie. Variaciones en el color del acero puede variar desde gris claro a marrón oscuro / negro.

Las superficies de acero muestran variaciones en la textura, sombra, color, tono, picaduras, escamas de laminación que deberían ser considerados durante el proceso de limpieza.

Diferencias de apariencia aceptables que no afecten a la limpieza de la superficie incluyen variaciones provocadas por el tipo de acero u otros metales, la superficie original, el espesor del acero, la soldadura metálica, marcas de fábrica, el tratamiento térmico, zonas afectadas por el calor, y diferencias en la limpieza inicial con abrasivos o en el patrón de limpieza del chorro de agua.

La decoloración gris o marrón-a-negro vistos en un acero corroído y picado después del chorreado de agua no puede eliminar mediante un nuevo chorreado de agua. Una decoloración marrón-negro de óxido férrico puede permanecer como película fina firmemente adherida en aceros corroídos y picados y no se considera parte del porcentaje remanente.

<sup>(B)</sup>Chorreados de agua a presiones por encima de 35,000 psig pueden eliminar escamas de laminación firmemente adheridas, pero las tasas de producción no siempre son rentables.

(C) Las escamas de laminación, el óxido y el revestimiento se consideran firmemente adheridos si no pueden ser removidos con una espátula. (Ver norma NACE 4/SSPC-SP N ° 77).

 Unidad Ing. de Mantenimiento	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		<b>SI3-22-41</b>
	<b>Marzo-09</b>	<b>PINTURA INDUSTRIAL PREPARACION DE SUPERFICIES DE ACERO PARA LA APLICACIÓN DE PINTURA</b>	Pág. 9 de 13
	Rev. 2 E.B.D.		

La Tabla 7 lista las definiciones de superficies con óxido inmediato. Cuando se considere necesario, la superficie debe estar preparada para una de estas condiciones de la superficie con oxidación inmediata antes del repintado.

<b>Término</b>	<b>Descripción de la Superficie</b>
Sin Óxido Inmediato	Una superficie de acero que, cuando se ve sin magnificación, no exhibe oxidación inmediata.
Ligero (L)	Una superficie que, cuando se ve sin magnificación, exhibe pequeñas cantidades de una capa de óxido color amarillo-marrón a través de la cual se puede observar el sustrato de acero. El óxido o decoloración pueden encontrarse distribuidos de manera uniforme o en forma de manchas, pero están firmemente adheridos y no pueden ser retirados con facilidad por la ligera limpieza con un paño.
Moderado (M)	Una superficie que, cuando se ve sin aumento, presenta una capa de óxido de color amarillo-marrón que oscurece la superficie del acero. La capa de óxido puede encontrarse distribuida de manera uniforme o en forma de manchas, pero se encuentran razonablemente bien adheridas y deja marcas ligeras en una tela cuando se frota ligeramente en la superficie.
Grueso (G)	Una superficie que, cuando se ven sin aumento, exhibe una capa de herrumbre color rojo-marrón que oculta la condición inicial de la superficie por completo. El óxido puede encontrarse distribuido uniformemente o en forma de manchas, pero el óxido tiene escasa adherencia, se desprende fácilmente y deja marcas significativas en un paño cuando se frota ligeramente en la superficie.

**Tabla 7. Definiciones de Oxidación Inmediata**

Se utilizará una de las definiciones visuales de preparación de superficie (WJ-1 a WJ-4 en la Tabla 6) y, cuando lo considere necesario, una de las definiciones de oxidación inmediata.

El siguiente es un ejemplo de una especificación: "Todas las superficies que se repintarán se limpiarán conforme a la norma NACE 5/SSPC-SP12, WJ-2 / L, Limpieza cuidadosa o sustancial, óxido inmediato ligero".

La Tabla 7 contiene información sobre los contaminantes no visibles en la superficie. Además de los requisitos indicados líneas arriba, se debería considerar si una superficie debe estar preparada para no exceder el nivel máximo de contaminación

de la superficie no visible antes del repintado. Una propuesta de especificación para declarar como contaminantes no visibles se da en la Tabla 8.

 Unidad Ing. de Mantenimiento	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		<b>SI3-22-41</b>
	<b>Marzo-09</b>	PINTURA INDUSTRIAL PREPARACION DE SUPERFICIES DE ACERO PARA LA APLICACIÓN DE PINTURA	Pág. 10 de 13
	Rev. 2 E.B.D.		

Término	Descripción de Superficie
NV-1	Una superficie NV-1 deberá estar libre de niveles detectables de contaminantes solubles, que se han verificado mediante análisis en campo o en laboratorio usándose métodos de ensayo fiables y reproducibles.
NV-2	Una superficie NV-2 deberá tener menos de 7 µg/cm <sup>2</sup> de cloruros, menos de 10 µg/cm <sup>2</sup> de iones solubles ferrosos, o menos de 17 µg/cm <sup>2</sup> de sulfatos que se ha verificado mediante análisis en campo o en laboratorio usándose métodos de ensayo fiables y reproducibles.
NV-3	Una superficie NV-3 deberá tener menos de 50 µg/cm <sup>2</sup> de cloruros y sulfatos que se han verificado mediante análisis en campo o en laboratorio usándose métodos de ensayo fiables y reproducibles.

**Tabla 8: Descripción de Definiciones de Limpieza de Superficie No visible <sup>(A)</sup> (NV)**

<sup>(A)</sup> Información adicional de procedimientos adecuados para la extracción y análisis de sales solubles puede encontrarse en la Publicación NACE 6G186.8 y SSPC-TU 4.9.

### 3.2.3. Equipos

Los equipos utilizados para la limpieza por abrasión en seco deben garantizar los requisitos de calidad establecidos en esta norma.

### 3.2.4. Requerimientos ambientales

Cuando el método de limpieza por abrasivo seco se utilice para la remoción de pintura en mal estado u otro material que contenga compuestos que causan algún daño ecológico, los residuos deben ser colectados y confinados en un lugar destinado para este fin y de acuerdo con lo indicado por las normas de seguridad establecidas en PETROPERU.

### 3.2.5. Métodos de limpieza y sus aplicaciones

Todos los métodos de limpieza, con o sin el uso de abrasivo, tienen restricciones, las cuales se describen en la Tabla 9.

 Unidad Ing. de Mantenimiento	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		<b>SI3-22-41</b>
	<b>Marzo-09</b>	<b>PINTURA INDUSTRIAL PREPARACION DE SUPERFICIES DE ACERO PARA LA APLICACIÓN DE PINTURA</b>	
	Rev. 2 E.B.D.		

No.	Método	Aplicación en	Áreas de restricción
1	Chorro de arena o abrasivo a presión, seco.  ISO 8504	Superficies de acero nuevas con corrosión grados A y B, donde se requiere formar perfil de anclaje; no está restringido para grados de corrosión C y D, donde ya existe perfil de anclaje provocado por la corrosión, previo estudio de la condición de superficie.	Dentro de Plataformas, Refinerías, Complejos Petroquímicos, Terminales de Almacenamiento y Distribución, áreas de trabajo con equipo mecánico rotatorio cercano y Zonas urbanizadas.
2	Chorro de arena o abrasivo a presión, húmedo.  NACE 6 G198 SSPC-TR 2 o equivalente.	Superficies de acero nuevas con corrosión grados A y B, donde se requiere formar perfil de anclaje; no está restringido para grados de corrosión C y D y superficies previamente pintadas, donde ya existe perfil de anclaje.	Ninguna.  Solamente evitar proyectar directamente el chorro de agua sobre instalaciones de madera, aislamientos, instrumentos o instalaciones eléctricas; que pueden ser dañadas.
3	Chorro de agua a alta y ultra alta presión.  NACE 5 SSPC/SP 12 ó equivalente	Superficies de acero previamente pintadas, cuando se requiere eliminar toda la pintura, o en superficies de acero con grados de corrosión C y D, donde en ambos casos ya existe perfil de anclaje.  En superficies de acero previamente pintadas, cuando solo se requiere preparar la superficie para repintado.	Ninguna  Solamente evitar proyectar directamente el chorro de agua sobre instalaciones de madera, aislamientos, instrumentos o instalaciones eléctricas; que pueden ser dañadas.

**Tabla 9. Aplicación de los métodos de preparación de superficie**

### 3.2.6. Materiales

#### 3.2.6.1. Abrasivos

El fabricante de pintura es responsable de señalar el perfil de anclaje requerido por sus recubrimientos, por lo que debe considerarse que un perfil menor de 1 mil, puede ser insuficiente para un primario con altos sólidos y uno de más de 4 mils ser demasiado profundo para un imprimante con bajos sólidos; también depende del espesor del imprimante y total del sistema, por lo que se deben considerar estos dos factores para definir la profundidad. Así mismo el perfil de anclaje no deberá ser mayor al espesor mínimo de película seca del primario.

**Arena.** Su uso es recomendado en campo abierto, donde no hay restricciones por su alto contenido de sílice libre, que puede provocar problemas respiratorios o silicosis. También puede ser perjudicial en equipos eléctricos y mecánicos.

Alternativamente a la arena como material abrasivo seco, pueden usarse granallas de acero, escoria de cobre u otro material que exista en el mercado, siempre y

	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		
	<b>Unidad Ing. de Mantenimiento</b>	<b>Marzo-09</b> Rev. 2 E.B.D.	<b>PINTURA INDUSTRIAL PREPARACION DE SUPERFICIES DE ACERO PARA LA APLICACIÓN DE PINTURA</b>

cuando cumpla con los requisitos de calidad y grados de limpieza en la preparación de superficie de la norma respectiva (SP5, SP10, etc.). Las granallas y escorias que se reutilicen deberán ser limpiadas con métodos apropiados antes de ser reutilizadas. Es permitida la limpieza con granalla o escoria al interior de tanques de almacenamiento, o al exterior de estructuras fuera del área de refinación. Ver perfiles de rugosidad logradas en función de la granulometría del abrasivo en Tabla 10.

**Cabinas.** La limpieza por chorreado con arena u otro abrasivo también es posible ser realizada dentro de cabinas aisladas del exterior, las cuales pueden ser adquiridas de fábrica o confeccionadas en campo y sus dimensiones pueden variar de menos de un metro por lado a 5 o más metros de longitud.

Abrasivo	Clasificación Mallas	Rugosidad Media (mils)
<b>ARENA</b>		
Muy fina	80 – 100	1
Fina	40 – 80	1.5
Media	18 – 40	2
Gruesa	12 – 50	2.5
<b>GRANALLA DE ACERO (SHOT)</b>		
<b>REDONDA</b>		
S-110	30	1
S-170	20	1.5
S-230	18	2.5
<b>GRANALLA DE ACERO (GRIT)</b>		
<b>ANGULAR</b>		
G-50	25	2.8
G-16	16	3.2

**Tabla 10. Perfil de Rugosidad en función de la granulometría del abrasivo**

Existen otros métodos de chorreado abrasivo válidos para uso en zonas que de otra manera sería prohibido. Se tiene por ejemplo, para exterior de tanques de almacenamiento el cubrir el tanque con carpas instaladas sobre un andamiaje.

También se considera válido el chorreado abrasivo en taller, previo al montaje en campo.

 Unidad Ing. de Mantenimiento	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		<b>SI3-22-41</b>
	<b>Marzo-09</b>	PINTURA INDUSTRIAL PREPARACION DE SUPERFICIES DE ACERO PARA LA APLICACIÓN DE PINTURA	Pág. 13 de 13
	Rev. 2 E.B.D.		

### 3.2.6.2 Agua

La calidad del agua en esta actividad es más importante para la adecuada operatividad de los equipos de chorreado húmedo y chorreado de agua a presión que para la limpieza de la superficie. En virtud de que la calidad del agua utilizada para la limpieza con chorro abrasivo húmedo o agua a alta y ultra alta presión puede afectar la calidad de la limpieza del sustrato si no se considera el suministro y la calidad requerida para e filtrada en malla de 5 micrones. La contaminación del sustrato después del tratamiento debe ser comprobada y cumplir con los requisitos de la Tabla 8, por lo que no se debe reciclar el agua sin previo tratamiento.

Al seleccionar este método de limpieza, es muy importante asegurarse que en el área o zona de trabajo existan las instalaciones de tratamiento de agua para el abastecimiento suficiente y seguro con la calidad requerida.

### 3.2.6.3 Inhibidores de corrosión.

Para prevenir la oxidación inmediata de la superficie preparada, se puede agregar al agua inhibidores de corrosión. Los inhibidores pueden dejar una capa cristalina en la superficie de la estructura a medida que se evapora el agua, pudiendo causar pérdida de adhesión y desprendimiento osmótico si la pintura es aplicada sobre este tipo de superficies. Estos inhibidores deben cumplir con las regulaciones ecológicas actuales y ser compatibles con los recubrimientos que se apliquen. De llegarse a decidir el uso de un inhibidor, se deberá consultar con el fabricante del equipo de chorreado de agua para asegurar compatibilidad del equipo con el inhibidor. Adicionalmente, se deberá consultar al fabricante de la pintura para asegurar compatibilidad del inhibidor con la pintura.

	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>	
	<b>Ago - 10</b>	<b>SISTEMAS DE REVESTIMIENTO TIPO CINTA PARA TUBERÍAS ENTERRADAS – OPERACIONES TALARA</b>
Unidad Ing. de Mantenimiento Refinería Talara	Rev. 0 E.B.D.	<b>SI3-22-48</b> Pág. 1 de 11

[Índice de Estándares de Ingeniería](#)   [Procedimiento de Trabajos Especiales SI3](#)

[Índice de Pinturas Industriales](#)

**CONTENIDO**

1.	ALCANCE	3
2.	NORMAS Y DOCUMENTOS COMPLEMENTARIOS	3
3.	CONDICIONES GENERALES	3
3.1	Materiales	3
3.1.1	Descripción del sistema en la marca POLYKEN con imprimante	3
3.1.2	Descripción del sistema en la marca POLYKEN sin imprimante	4
3.1.3	Descripción del sistema en la marca TAPECOAT sin imprimante	4
3.1.4	Descripción del sistema en la marca POLYGUARD	5
3.2	Aplicación	5
3.3	Suministro	6
3.4	Recepción	6
3.5	Almacenamiento	7
3.6	Manipuleo	8
3.7	Transporte	8
3.8	Condiciones Ambientales	8
3.9	Procedimiento de Aplicación	9
3.10	Extensión del Revestimiento	9
3.11	Protección del Revestimiento	
4.	CONDICIONES ESPECÍFICAS	9
5.	INSPECCIÓN	11
5.1	Condiciones Ambientales	11
5.2	Preparación de Superficie	12
5.3	Imprimante	12
5.4	Cinta	12
6.	REPARACIONES	13
6.1	Preparación de la Capa	13
6.2	Aplicación del Imprimante	13
6.3	Aplicación de la Cinta	13

	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		
	<b>Ago - 10</b> Rev. 0 E.B.D.	<b>SISTEMAS DE REVESTIMIENTO TIPO CINTA PARA TUBERÍAS ENTERRADAS – OPERACIONES TALARA</b>	<b>SI3-22-48</b> Pág. 2 de 11
Unidad Ing. de Mantenimiento Refinería Talara			

## 1.0 ALCANCES

- 1.1 Este estandar establece las condiciones requeridas en la aplicación de revestimiento externo contra la corrosión de las tuberías de acero enterradas con cintas.
- 1.2 Este estandar también define los materiales utilizados.
- 1.3 Este tipo de revestimiento no debe aplicarse para tuberías enterradas que deban llevar protección catódica a fin de evitar el apantallamiento o *shielding* conforme lo establecen los códigos vigentes: ASME B31.4 *Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids* y el D.S. 081-2007-EM *Nuevo Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos*.
- 1.4 Se han incluido dos tipos de sistemas de revestimiento tipo cinta: Con Imprimante Líquido y Autoimprimantes. Las primeras requieren la aplicación de una capa base de líquido imprimante y las segundas son cintas que incorporan un imprimante. La selección entre una y otra será básicamente económica.

## 2.0 NORMAS Y DOCUMENTOS COMPLEMENTARIOS

Al aplicar éste estandar es necesario consultar:

ASTM G-8	Test method for cathodic disbonding of pipeline coatings;
ASTM G 14	Test method for impact resistance of pipeline coating (falling weight test);
NACE-RP-0274	High voltage electrical inspection of pipeline coating prior to installation
NAPCA Bulletin 15-83-94	Exterior Application Procedures for Plant Applied Tape Coatings to Steel Pipe.

## 3.0 CONDICIONES GENERALES

### 3.1 Materiales

#### 3.1.1 Descripción del sistema en la marca Polyken con Imprimante

**Líquido Adhesivo (Primer) 1027 Polyken;** diseñado para producir una superficie de contacto uniformemente lisa que permita obtener una gran adherencia entre el sistema de revestimiento y la tubería. Contiene inhibidores de corrosión por esfuerzos.

**Cinta Polyken 980;** es una cinta de interior de polietileno de propiedades anticorrosivas, diseñada para asegurar adherencia y características de conformabilidad.

**Cinta Polyken 955;** Es una cinta exterior de polietileno de protección mecánica que logra una adherencia completa con la capa interior Polyken 980.

#### Materiales Marca Polyken

Capas	Descripción	Espesor Total	Temp. Máx.	Color
Primera	Liquid Adhesive Primer 1027.	N/A	100°C	Negro

Segunda	Polyken 980-20 color Negro.	20 mils	66°C	Blanco
Tercera	Polyken 955-20 color Blanco.	30 mils	85°C	Negro

	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		
	Unidad Ing. de Mantenimiento Refinería Talara	<b>Ago - 10</b> Rev. 0 E.B.D.	<b>SISTEMAS DE REVESTIMIENTO TIPO CINTA PARA TUBERÍAS ENTERRADAS – OPERACIONES TALARA</b>

### 3.1.2 Descripción del sistema en la marca POLYKEN sin Imprimante

Las actuales versiones de cintas protectoras no incluyen el empleo de imprimante, son autoimprimantes.

Los sistemas a desarrollar en adelante en el presente estándar son autoimprimantes.

**Cinta POLYKEN #4000-35 PCS;** es una cinta para servicio aéreo o enterrada. Tiene un adhesivo de caucho butílico diseñado para adherencia a la superficie. La cinta de polietileno es altamente conformable. Compatible con otros revestimientos genéricos: polietileno, FBE, cinta y Coal Tar. Puede ser aplicada a mano o con máquina.

#### Materiales Cinta POLYKEN # 4000-35 PCS

Capas	Descripción	Espesor Total	Temp. Máx.	Color
Única	Polyken #4000-35 PCS	35 mils	50°C	Negro

*Nota. En caso de zona rocosa puede usarse doble capa y, de ser muy agresivo el terreno, usar un rock shield.*

### 3.1.3 Descripción del sistema en la marca TAPECOAT sin imprimante

**Cinta Tapecoat H35 Gray.** Cinta para servicio aéreo o enterrado. Tiene un imprimante integrado para adherencia a la superficie. La cinta es altamente conformable. Compatible con otros revestimientos genéricos: Polietileno, Polipropileno, FBE, y Coal Tar. Puede ser aplicada a mano o con máquina.

#### Materiales Tapecoat

Capas	Descripción	Espesor Total	Temp. Máx.	Color
Única	Tapecoat H35 Gray	35 mils	-	Gris

*Nota. En caso de zona rocosa puede usarse doble capa y, de ser muy agresivo el terreno, usar un rock shield.*

### 3.1.4 Descripción del sistema en la marca Polyguard

Los sistemas de ítems 3.1.1 a 3.1.3 son revestimientos que no debe aplicarse para tuberías enterradas que deban llevar protección catódica a fin de evitar el apantallamiento o *shielding* conforme lo establecen los códigos vigentes: ASME B31.4 *Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids* y el D.S. 081-2007-EM *Nuevo Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos*.

Conforme a la información técnica y a diversas pruebas realizadas internacionalmente, el sistema Polyguard, hasta donde se conoce, es el

único sistema tipo cinta aplicado en campo, y de buena performance compatible con protección catódica.

	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		<b>SI3-22-48</b>
	<b>Ago - 10</b> Rev. 0 E.B.D.	<b>SISTEMAS DE REVESTIMIENTO TIPO CINTA PARA                  TUBERÍAS ENTERRADAS – OPERACIONES TALARA</b>	Pág. 4 de 11
Unidad Ing. de Mantenimiento  Refinería Talara			

Descripción del Polyguard:

**Líquido Adhesivo Polyguard 600;** es un material con base de caucho de secado rápido en una solución de disolvente.

**Revestimiento Polyguard RD-6;** es un revestimiento de tela reforzada para protección de tuberías que se aplica sobre el adhesivo líquido. El material primario resistente al agua es un revestimiento de alquitrán recubierto de caucho. Adherida a la superficie exterior de este revestimiento hay una tela muy resistente de geotextil de poliolefina. La tela proporciona resistencia mecánica al sistema de revestimiento.

**Materiales Marca Polyguard**

Capas	Descripción	Espesor Total	Temp. Máx.	Color
Primera	Adhesivo Líquido Polyguard 600.	N/A	100°C	Negro
Segunda	Revestimiento Polyguard RD-6.	50 mils	65°C	Blanco

**3.2 Aplicación**

- 3.2.1 El recubrimiento puede ser aplicado utilizando una cinta de plástico en una sola capa con un traslape mínimo de 1" y traslape máximo de 50%.
- 3.2.2 Siempre que sea posible, aplicar el sistema de recubrimiento antes de bajar la tubería a la zanja.

**3.3 Suministro**

**3.3.1 Embalaje**

El imprimante se presentará en galones (3,6 litros) baldes o latas (18 litros). Cuando se suministra en galones, deben ser embalados en cajas de cartón de las dimensiones especificadas por el fabricante.

La cinta puede ser suministrada en bobinas con anchos diversos de 50 mm (2"), 100 mm (4"), 150 mm (6") y 305 mm (12") y longitud fija de 15.3 m (50 pies) ó 30,5 m (100 pies). Las bobinas, a su vez, deberán ser envasadas en cajas de tamaño especificada por el fabricante.

**3.3.2 Marcado**

Imprimante para tubería de revestimiento con cinta:

- ☞ Nombre del producto o marca comercial;
- ☞ La cantidad que figura en el contenedor (en litros o kg);
- ☞ Nombre y dirección del fabricante;
- ☞ El número o la marca distintiva del lote de fabricación;
- ☞ Número y fecha de la autorización para el Suministro de Material;
- ☞ Fecha de caducidad de uso del producto.

- 3.3.3 Los envases de plástico de las Cintas deben llevar la siguiente información en su etiqueta:

- ☞ Cinta de plástico de polietileno;
- ☞ Nombre y marca del producto;
- ☞ Dimensiones de la bobina;

 Unidad Ing. de Mantenimiento Refinería Talara	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		<b>SI3-22-48</b>
	<b>Ago - 10</b>	<b>SISTEMAS DE REVESTIMIENTO TIPO CINTA PARA TUBERÍAS ENTERRADAS – OPERACIONES TALARA</b>	Pág. 5 de 11
	Rev. 0 E.B.D.		

- ☞ Número de bobinas;
- ☞ El número o la marca distintiva del lote de fabricación;
- ☞ Número y fecha de la autorización para el suministro de material;
- ☞ Fecha de caducidad de uso del producto.

### 3.4 Recepción

- 3.4.1 El muestreo para inspección en receptoría, puede ser de la siguiente forma:
- a) Una muestra de al menos 3.6 L (Un galón) de imprimante por cada lote de fabricación;
  - b) Retirar una muestra de un metro de cinta por cada lote de producción.
- 3.4.2 Para el control de calidad de estos sistemas de revestimiento, se debe verificar que el material recibido cumpla con las especificaciones de las hojas técnicas; de realizarse pruebas, los resultados deben estar comprendidos entre los valores límites mínimo y máximo establecidos conforme a las especificaciones técnicas del fabricante.

### 3.5 Almacenamiento

- 3.5.1 Todos los materiales a ser utilizados como revestimiento deben ser almacenados en un ambiente bajo techo, elevados al menos 10 cm del suelo de tal forma que se eviten los daños, deberán estar lejos de fuentes de calor y dentro de sus embalajes originales.
- 3.5.2 Todos los materiales deberán ser almacenados de manera que puede ser utilizado principalmente los que tienen más tiempo de almacenamiento.
- 3.5.3 Durante el período de almacenamiento los tubos revestidos deben estar apoyados en soportes acolchados (espuma flexible de poliuretano, sacos de arena, etc.), con espaciamiento entre soportes de un metro para las cuñas de apoyo de la primera pila o grupo y con una superficie mínima de apoyo (A) calculada por:
- $$A = 0.5 * D^2 * \pi$$
- Dónde:
- D = diámetro del tubo exterior, recubiertos en mm.
- 3.5.4 El almacenamiento de tubos recubiertos apilados, los soportes serán con material suave y a distancias previstas en 3.5.3 de este estándar.
- 3.5.5 El número de niveles apilados de tubos recubiertos se determina como sigue:

$$N = 1.025 \frac{D}{P} + 1$$

- Dónde:
- N = número máximo de niveles que se apilan;
  - D = diámetro externo de los tubos revestidos, incluyendo el revestimiento, en mm;
  - P = peso de la unidad de longitud del tubo recubierto en kg / m.

P se determina como sigue:

$$P = p + 6.805 \times 10^{-3} e(d + e)$$

Dónde:

- p = peso lineal del tubo sin recubrimiento, en kg / m;
- d = diámetro exterior de la tubería sin recubrimiento, mm;
- e = espesor del revestimiento en mm.

	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		<b>SI3-22-48</b>
	<b>Ago - 10</b>	<b>SISTEMAS DE REVESTIMIENTO TIPO CINTA PARA TUBERÍAS ENTERRADAS – OPERACIONES TALARA</b>	Pág. 6 de 11
Unidad Ing. de Mantenimiento Refinería Talara	Rev. 0 E.B.D.		

Nota: las fórmulas anteriores se transforman en las siguientes cuando utilizan el sistema Inglés de unidades de medida:

$$N = 17.5 \times D/P + 1$$

Dónde:

- N = número máximo de camas a ser apiladas;
- D = diámetro externo del tubo revestido en pulgadas;
- P = peso de la tubería revestida en libras por pie lineal.

P se determina como sigue:

$$P = p + 2.95 e (d + e)$$

Dónde:

- p = peso de la tubería sin recubrimiento en libras por pie lineal;
- d = diámetro exterior del tubo no recubierto, en pulgadas;
- e = espesor del recubrimiento, en pulgadas.

### 3.6 Manipuleo

- 3.6.1 El manipuleo de los tubos se debe hacer de tal manera de evitar daños mecánicos al revestimiento y al bisel.
- 3.6.2 Todas las áreas del tubo revestido que entran en contacto con accesorios de manipuleo deberán ser inspeccionados y reparados en caso sea necesario.

### 3.7 Transporte

- 3.7.1 Todos los materiales necesarios para el revestimiento deben ser transportados de manera tal que se eviten daños.
- 3.7.2 En los tubos cuya relación diámetro/espesor sea superior a 120, deben llevar crucetas en los extremos, con el objetivo de evitar ovalidades.
- 3.7.3 Los envalajes y/o cintas no deben estar expuestos a la intemperie.
- 3.7.4 Para las cintas de polietileno, no se recomienda conservar la tubería revestida por más de 6 meses sin enterrar si no se ha proporcionado protección contra los rayos ultravioleta. Para el caso del Polyguard, el tiempo máximo sin enterrar es de 90 días.

### 3.8 Condiciones ambientales

- 3.8.1 En locales descubiertos, no debe efectuarse aplicación en días lluviosos o con expectativa de lluvia, antes del secado del imprimante.
- 3.8.2 La temperatura ambiente durante la aplicación del imprimante deberá estar entre 10°C y 50°C. Para el sistema Polyguard la temperatura máxima será de 43°C, considerando una temperatura de servicio máxima de 54°C.
- 3.8.3 La temperatura del tubo donde se va a aplicar el imprimante no debe superar los 50°C o una temperatura más baja correspondiente al punto de rocío más 3°C.

3.8.4 La humedad relativa en el aire, al aplicar el imprimante, no debe exceder del 85%. La aplicación de imprimante se puede hacer con una humedad relativa ambiental entre el 85 y el 95% siempre que se certifique de las siguientes condiciones:

- Temperatura de la superficie del tubo este 3°C por encima del punto de rocío;
- Que los tubos sean precalentados a entre 45° C y 50°C;

	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		<b>SI3-22-48</b>
	<b>Ago - 10</b>	<b>SISTEMAS DE REVESTIMIENTO TIPO CINTA PARA TUBERÍAS ENTERRADAS – OPERACIONES TALARA</b>	Pág. 7 de 11
Unidad Ing. de Mantenimiento Refinería Talara	Rev. 0 E.B.D.		

P = peso de la tubería revestida en libras por pie lineal.

P se determina como sigue:

$$P = p + 2.95 e (d + e)$$

Dónde:

p = peso de la tubería sin recubrimiento en libras por pie lineal;

d = diámetro exterior del tubo no recubierto, en pulgadas;

e = espesor del recubrimiento, en pulgadas.

### 3.6 Manipuleo

3.6.1 El manipuleo de los tubos se debe hacer de tal manera de evitar daños mecánicos al revestimiento y al bisel.

3.6.2 Todas las áreas del tubo revestido que entran en contacto con accesorios de manipuleo deberán ser inspeccionados y reparados en caso sea necesario.

Que el local donde sea ejecutado el servicio tenga una humedad relativa, en forma artificial por debajo del 85%.

### 3.7 Procedimiento de aplicación

La aplicación del revestimiento debe hacerse en base a un procedimiento que contenga al menos la siguiente información:

- el tipo de revestimiento a ser aplicado (en cama simple con superposición mínima o doble, y el tipo de cinta);
- la secuencia de ejecución, incluyendo la preparación de superficie;
- el proceso de aplicación del imprimante y de la cinta;
- los ítems a ser inspeccionado, los métodos de inspección, la frecuencia para realizar la inspección y los criterios de aceptación o el rechazo a ser usados durante la aplicación;
- los cuidados que deben observarse durante la manipulación y el transporte de los tubos revestidos;
- la técnica de ejecución de las reparaciones necesarias;
- la técnica de ejecución de las juntas de campo;
- la seguridad en la aplicación.

### 3.10 Extensión del revestimiento

3.10.1 Para casos de aplicación de la cinta antes de soldeo entre tubos, los tubos revestidos deben tener en ambos extremos, una banda de 150 mm, donde el revestimiento no debe aplicarse. Sin embargo, deben recibir preparación de superficie.

3.10.2 Después de la soldadura y de las pruebas de las juntas de campo, incluida la prueba hidrostática, se efectuará aplicación del revestimiento en las bandas sin recubrir.

## 4.0 CONDICIONES ESPECÍFICAS

**4.1 Preparación de la superficie de los tubos**

4.1.1 Cualquier pintura, barniz, revestimientos antiguos, productos la corrosión, aceite, grasa, polvo y cualquier material extraño en la superficie de los tubos deben ser inspeccionados y eliminados de acuerdo con el Estándar de Ingeniería SI3-22-41.

	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		<b>SI3-22-48</b>
	<b>Ago - 10</b> Rev. 0 E.B.D.	<b>SISTEMAS DE REVESTIMIENTO TIPO CINTA PARA                  TUBERÍAS ENTERRADAS – OPERACIONES TALARA</b>	Pág. 8 de 11
Unidad Ing. de Mantenimiento  Refinería Talara			

4.1.2 La preparación de la superficie de los tubos debe ser realizada por chorro abrasivo, de conformidad con las disposiciones del Estándar de Ingeniería SI3-22-41. El grado de preparación debe ser de, al menos chorreado abrasivo a metal casi blanco, especificación SSPC-SP10. La rugosidad mínima de la superficie para las cintas de polietileno deberá ser de 20 µm. Para el Polyguard deberá ser de 50 µm.

4.1.3 Cuando sea inevitable, se admite preparación de superfice por limpieza mecánica, especificación SSPC-SP3, Estándar de Ingeniería SI3-22-41 Preparación de Superficie en Aceros para la Aplicación de Pintura.

4.1.4 La costura de soldadura circunferencial en uniones de campo tubo-tubo (en el caso de los tubos revestidos en taller) se limpiará mediante limpieza mecánica.

**4.2 Aplicación del imprimante**

4.2.1 La aplicación del imprimante se debe hacer con la superficie limpia y seca.

4.2.2 La aplicación deberá estar libre de defectos pudiendo hacerse en spray, con rodillo o brocha, excepto en los cordones de soldadura donde debe hacerse obligatoriamente con rodillo, de no más de 75 mm de ancho.

4.2.3 No debe utilizarse material contaminado por sustancias extrañas o que presente sedimentación que imposibilite su homogenización.

4.2.4 El contenido de cada envase debe estar completamente mezclado y homogenizado, antes de retirarse la cantidad para su uso inmediato.

4.2.5 Para las cintas de polietileno, el imprimante debe ser utilizado de preferencia sin dilución admintiéndose una dilución máxima de 10%, cuando se utilice el diluyente indicado en la cantidad recomendada por el fabricante. Para el Polyguard, el imprimante se debe usar sin dilución.

4.2.6 El imprimante debe presentar un espesor uniforme, libre de defectos tales como descolgamientos, grietas, arrugas o cráteres.

4.2.7 Los tubos que ya han recibido la aplicación del imprimante y que han sido contaminados por polvo durante el secado, se deberá eliminar el imprimante y recibir nueva aplicación.

4.2.8 La cinta de polietileno se puede aplicar después de la aplicación del imprimante, sin que haya secado, excepto en el caso de aplicación manual de la cinta, cuando ésta deba ser aplicada a un mínimo de 15 minutos después aplicación del imprimante. La cinta Polyguard se puede aplicar con secado al tacto a un mínimo de 3 minutos después de la aplicación del imprimante.

4.2.9 La validez del imprimante, después de la aplicación en la superficie del tubo, se determina por la adhesión de la misma cinta; el imprimante puede ser considerado en términos de uso si se mantiene pegajoso 72 horas después de la aplicación, en condiciones normales de trabajo.

4.2.11 Si el imprimante ha secado, debe ser plenamente ser removido y se hará nueva aplicación.

**4.3 Aplicación de la cinta**

- 4.3.1 Usar cinta de 2" de ancho para tuberías entre 1 y 3 pulgadas de diámetro, cinta de 4" de ancho para tuberías de diámetro entre 4 y 12" pulgadas, y la cinta de 6" de ancho para tuberías de diámetro entre 12 y 28 pulgadas.

 Unidad Ing. de Mantenimiento Refinería Talara	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		<b>SI3-22-48</b>
	<b>Ago - 10</b>	<b>SISTEMAS DE REVESTIMIENTO TIPO CINTA PARA TUBERÍAS ENTERRADAS – OPERACIONES TALARA</b>	Pág. 9 de 11
	Rev. 0 E.B.D.		

- 4.3.2 La cinta se puede aplicar con máquina o manualmente, conforme a las siguientes condiciones:

- a) Sobre los cordones de soldadura circunferencial o longitudinal, debe aplicarse una cinta de 50 mm (2") de ancho en toda la extensión de la soldadura antes de aplicar el revestimiento, aplicándose, en la parte posterior de la misma, un capa de imprimante; El espesor del imprimante, después del secado, debe ser de 20µ y deberá ser suficiente para una cobertura completa de la cinta anticorrosiva.
- b) La cinta debe ser siempre aplicada sobre el imprimante y la temperatura del tubo debe ser inferior a 50°C.

- 4.3.2 La cinta se debe aplicar en espiral removiendo el papel protector cuando exista, con una tensión uniforme y una superposición constante, para evitar las arrugas y las bolsas de aire.

- 4.3.3 Los traslapes deben estar en conformidad con el cuadro adjunto para cada ancho y regulada con cuidado para evitar el consumo excesivo de la cinta.

- 4.3.4 Las costuras entre los rollos, durante la aplicación de la cinta, deben hacerse de las siguientes maneras:

- a) Para las tuberías con diámetros nominales iguales o inferiores a 200 mm (8"): Después de terminar el rollo en uso, levantar media circunferencia de la cinta aplicada al tubo y posicionar el punto de inicio del nuevo rollo hacia abajo, bajando la cinta levantada y seguir aplicando normalmente.
- b) Para las tuberías con un diámetro nominal igual o superior a 250 mm (10"): Después de terminar el rollo en uso, levantar aproximadamente 300 mm de la cinta aplicada al tubo y posicionar debajo la punta de inicio del nuevo rollo. Luego bajar la cinta levantada, y continuar aplicando con normalidad.

## 5.0 INSPECCIÓN

### 5.1 Condiciones ambientales

Al comienzo de cada jornada de trabajo y cuando se estime necesario, se deberá medir la temperatura ambiente, la temperatura del tubo donde se aplicará el imprimante y la humedad relativa del aire y se deben cumplir con las disposiciones del inciso 3.8 del presente estándar.

### 5.2 Preparación de la superficie

Cuando se hace la limpieza abrasiva con arena, esta debe ser inspeccionada visualmente para detectar la presencia de contaminantes, tales como arcilla, carbón y mica. La inspección debe ser para cada lote recibido. La arena debe estar libre de estos contaminantes. Después del arenado, se debe inspeccionar visualmente la superficie para detectar la presencia de estos contaminantes no observado en la inspección de la arena y, si se llega a encontrar, se limpiará la superficie mediante escobillas y sopleteo de aire limpio y seco.

### 5.3 Imprimante

- 5.3.1 A uno de cada 10 tubos aplicados con imprimante, debe hacerse por lo menos 6 mediciones de espesor de película seca, tratando de distribuir a lo largo del tubo, y ninguno de los valores medidos debe ser inferior a 20 µm.
- 5.3.2 Se comprobará que la película aplicada en cada tubo se encuentra libre de cualquier fallo previsto en el punto 4.1.2.7 del presente estándar.

 Unidad Ing. de Mantenimiento Refinería Talara	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		<b>SI3-22-48</b>
	<b>Ago - 10</b> Rev. 0 E.B.D.	<b>SISTEMAS DE REVESTIMIENTO TIPO CINTA PARA TUBERÍAS ENTERRADAS – OPERACIONES TALARA</b>	Pág. 10 de 11

- 5.3.3 Antes de la aplicación de la cinta anticorrosiva, puede verificarse el curado del imprimante mediante el tacto. Cuando el imprimante ha curado lo suficiente para recibir la cinta, estará pegajoso pero no manchará, ni se saldrá adherido a los dedos. Ésta comprobación debe hacerse tanto en las superficies expuestas a la luz solar como en las no expuestas.
- 5.3.4 Todas las tuberías cuya aplicación de imprimante no ha sido aceptada, deberán volver a limpiarse o pintarse (no más de una vez) y se volverá a aplicar revestimiento sobre la superficie preparada.

**5.4 Cinta**

**5.4.1 Discontinuidades**

- 5.4.1.1 Tras la aplicación de la cinta anticorrosiva y antes de la aplicación de la cinta externa se debe hacer una prueba de en toda la superficie aplicada, utilizando un aparato detector de discontinuidades ("Holiday Detector").
- 5.4.1.3 Debe hacerse en el 100% de la superficie revestida del tubo, no se admite la inspección por muestreo.
- 5.4.1.5 Los voltajes de operación se debe aplicar de acuerdo a NACE estándar RP-0274 - "*High Voltage Electrical - Inspeccion of Pipeline Coatings Prior to Installation*".
- 5.4.2.6 El holiday detector se mueve en la superficie bajo prueba a una velocidad máxima de 30 cm/s.
- 5.4.2.7 Cualquier falla debido a agujeros o rasgones en el revestimiento será registrada por una señal característica del instrumento.
- 5.4.2.8 Los sitios que acusan fallas deben ser reportados, reparados y se volverán a probar en seguida.

**6.0 REPARACIONES**

**6.1 Preparación de la capa**

- 6.1.1 En las zonas donde el holiday detector acusa defectos, el recubrimiento debe ser removido hasta exponer el metal.
- 6.1.2 También se debe limpiar una circunferencia de 150 mm (6") en la superficie de recubrimiento original, adyacente al defecto encontrado.

**6.2 Aplicación del Imprimante**

- 6.2.1 La superficie del revestimiento debe estar completamente seca y libre de polvo o suciedad antes de aplicar el imprimante.
- 6.2.2 Aplicar el imprimante a toda la superficie metálica donde se removió el revestimiento.

6.2.3 El imprimante se debe aplicar de acuerdo a los requisitos en los puntos 3.8 y 4.1.2 de éste estándar.

**6.3 Aplicación de la cinta**

6.3.1 La cinta de polietileno se debe aplicar de forma manual y helicoidalmente, con un traslape correspondiente al revestimiento del tubo y extender sobre la cinta de 150 mm (6") mencionada en ítem 6.1.2.

	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>	
	<b>Ago - 10</b>	<b>SISTEMAS DE REVESTIMIENTO TIPO CINTA PARA TUBERÍAS ENTERRADAS – OPERACIONES TALARA</b>
Unidad Ing. de Mantenimiento Refinería Talara	Rev. 0 E.B.D.	<b>SI3-22-48</b> Pág. 11 de 11

6.3.2 La cinta Polyguard puede usarse como parche de reparación o para corregir un traslape mal realizado. La cinta Polyguard debe aplicarse a modo de estampilla sobre el área dañada, traslapándala 10 cm en todas las direcciones sobre el revestimiento adyacente. Por encima de la estampilla, sobre dicha área, debe colocarse la cinta Polyguard en forma de una sola vuelta completa, tipo envoltura de cigarrillo.

6.3.3 Se inspeccionará mediante detección por chispas (holiday) el área reparada.

6.3.2 No se acepta reparación de reparación.

 Ing. de Mantenimiento Refinería Talara	Mayo .10	<b>SISTEMA DE PINTURA EPOXY AMINA          CICLOALIFÁTICA PARA OLEODUCTOS          ENTERRADOS – OPERACIONES TALARA</b>	SI3-22-38
	Rev. 0 E.B.D.		Pág. 1 de 6

## Índice de Estándares de Ingeniería Procedimiento de Trabajos Especiales SI3 Índice de Pinturas Industriales

### 1.0 ALCANCE

Esta especificación cubre los requisitos mínimos para el sistema de pintura y para los métodos de aplicación y control de calidad tanto de los materiales como de los procedimientos de aplicación de recubrimiento tipo epoxy amina cicloalifática.

Igualmente cubre los requisitos mínimos del fabricante, recubrimientos y del Aplicador de los mismos, tanto en fábrica como en el sitio de la obra.

El presente estándar aplica para ductos enterrados en medios arenosos o tierra donde la granulometría del terreno no exceda la ½". No se debe usar en terrenos con presencia de roca. También aplica para inmersión en agua dulce o salada; así como en petróleo crudo y derivados, incluyendo etanol y gasohol. Se emplea conjuntamente con protección catódica al tener resistencia al desprendimiento catódico.

Resistencia a alta temperatura máxima en inmersión: 80° C.

### 2.0 PRE-PREPARACION DE LA SUPERFICIE

Lavado de la superficie con detergente industrial bio-degradable diluido en agua (1 de Detergente por 20 de agua) para la remoción de suciedad, grasa y sales según norma SSPC-SP1.

### 3.0 PREPARACIÓN DE LA SUPERFICIE

El grado de limpieza a obtener debe ser el especificado en la norma SSPC-SP5 "Limpieza a Metal Blanco", independientemente del estado inicial de la tubería. Para la limpieza con chorro de arena grado Metal Blanco se utilizará un compresor de 250 CFM como mínimo y arena seca que no contenga materia orgánica, ni sales solubles en forma de cloruros y sulfatos, y con clasificación 40 - 80 mesh, es decir que pasada por la malla No. 40 y retenida en la malla No. 80 y con un rate de fraccionamiento máximo del 10%, para producir un perfil de anclaje mínimo de 2 a 3 mils.

Antes del inicio del proceso de limpieza con arena, el CONTRATISTA debe realizar la caracterización físico – química de la arena.

Los máximos niveles de contaminación química permisibles sobre la superficie metálica después limpieza con abrasivo a presión e inmediatamente antes de hacer la aplicación del recubrimiento de acuerdo con los criterios establecidos en la condición tipo NV-2 de la norma NACE No. 5 /SSPC-SP12, y especificados por PETROPERU S.A. en Estándar SI3-22-41, son:

- Iones Cloruros ( Cl-): Siete (7) microgramos/ cm<sup>2</sup> de superficie
- Iones Sulfato ( SO<sub>4</sub>-2): Diecisiete microgramos/ cm<sup>2</sup> de superficie
- Hierro soluble: diez (10) microgramos/ cm<sup>2</sup> de superficie

**Arenado Húmedo.** Puede utilizarse el arenado húmedo ("wet sand blasting") según la especificación NACE 6 G198 SSPC-TZR 2 o equivalente con perfil de anclaje mínimo de 3 a 4 mils, pudiéndose utilizar un inhibidor de corrosión compatible con la pintura a aplicar.

 Ing. de Mantenimiento Refinería Talara	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		SI3-22-38
	Mayo .10 Rev. 0 E.B.D.	<b>SISTEMA DE PINTURA EPOXY AMINA                  CICLOALIFÁTICA PARA OLEODUCTOS                  ENTERRADOS – OPERACIONES TALARA</b>	Pág. 2 de 6

#### 4.0 APLICACIÓN PRIMERA CAPA

A las 4 horas máxima de arenada la superficie o inmediatamente después que se haya limpiado mecánicamente. Antes del pintado deberá eliminarse el polvillo utilizando aire seco, trapo o escobilla limpios.

#### 5.0 CALIFICACIÓN DE PERSONAL PREPARADOR DE SUPERFICIE

Antes de iniciar la obra, el personal deberá sustentar su experiencia como preparador de superficie, siendo verificado y corroborado durante el proceso de homologación realizado por el proveedor de equipos y/o fabricante de recubrimientos.

#### 6.0 CALIFICACIÓN DE PERSONAL APLICADOR

Antes de iniciar la obra, el personal será homologado por el fabricante de recubrimientos, en el sistema de pintura a usar. Deberá sustentar su experiencia en los trabajos de aplicación de recubrimientos, siendo verificado y corroborado durante el proceso de homologación y desarrollo de la obra.

#### 7.0 PROCEDIMIENTO DEL MANTENIMIENTO PERIODICO DEL SISTEMA

Cuando las estructuras han estado por un tiempo prolongado expuestas al medio ambiente, se dará la acumulación de contaminantes. Para realizar un mantenimiento preventivo del sistema es necesario remover toda esta contaminación, mediante lavado con agua y ayudándose con escobillas de cerdas de nylon. En los sectores donde se observe manchas visibles de aceite y/o grasa, se removerán de acuerdo a la norma SSPC-SP1 u otro método aceptable, para ello lavar dicha superficie con agua a presión, detergente y/o un compuesto biodegradable.

En el caso que el sistema presente en un determinado tiempo corrosión puntual se procederá a realizar una limpieza por abrasivos en forma puntual según norma SSPC SP5 / SSPC SP10. Realizado esto, se procederá a remover los residuos de polvo con aire a presión y/o con un paño humedecido en thinner.

Luego de la preparación anterior, se aplicará el sistema recomendado a sus respectivos espesores.

La operación de mezclado de los componentes de las pinturas así como la dosificación de la dilución correspondiente se realizará de acuerdo a las indicaciones de la ficha técnica del producto.

Asimismo el repintado entre capas se realizará de acuerdo a lo especificado en las hojas técnicas de los productos del sistema propuesto.

 Ing. de Mantenimiento Refinería Talara	Mayo .10	<b>SISTEMA DE PINTURA EPOXY AMINA                  CICLOALIFÁTICA PARA OLEODUCTOS                  ENTERRADOS – OPERACIONES TALARA</b>	SI3-22-38
	Rev. 0 E.B.D.		Pág. 3 de 6

### 8.0 SISTEMAS PROPUESTOS

#### a) SISTEMA 1 – SHERWIN WILLIAMS

Capa	Material	Espesor Seco (Mils)	Tiempo de Repintado a 25°C	Aplicación
1ra.	DURAPLATE UHS FINISH Color: Según código	8.0	Mínimo: 14 horas Máximo: 14 días	<ul style="list-style-type: none"> <li>Equipo Plural component</li> <li>Equipo Airless</li> <li>Brocha (áreas pequeñas)</li> </ul>
1ra.	DURAPLATE UHS FINISH Color: Según código	8.0	Mínimo: 14 horas Máximo: 14 días	<ul style="list-style-type: none"> <li>Equipo Plural component</li> <li>Equipo Airless</li> <li>Brocha (áreas pequeñas)</li> </ul>
Total Espesor Seco		16.0		

#### b) SISTEMA 2 – CPPQ

Capa	Material	Espesor Seco (Mils)	Tiempo de Repintado a 21°C	Aplicación
1ra.	JET COAT EPOXY Color: Según código	8.0	Mínimo: 3 horas Máximo: 48 horas	<ul style="list-style-type: none"> <li>Equipo Airless</li> <li>Brocha (áreas pequeñas)</li> </ul>
2da.	JET COAT EPOXY Color: Según código	8.0	Mínimo: 3 horas Máximo: 48 horas	<ul style="list-style-type: none"> <li>Equipo Airless</li> <li>Brocha (áreas pequeñas)</li> </ul>
Total Espesor Seco		16.0		

#### c) SISTEMA 3 – INTERNATIONAL

Capa	Material	Espesor Seco (Mils)	Tiempo de Repintado a 25°C <sup>(1)</sup>	Aplicación
1ra.	ENVIROLINE 376F-30 Color: Según código	16.0	Mínimo: 2.5 horas Máximo: 6 horas	<ul style="list-style-type: none"> <li>Equipo Plural component.</li> <li>Equipo Airless</li> <li>Brocha (áreas pequeñas)</li> </ul>

<sup>1)</sup>Enviroline 376F-30 está diseñado como un sistema de capa única. Solamente debe repintarse por

sí mismo si se requirieran capas de refuerzo o capas de repintado.

 Ing. de Mantenimiento Refinería Talara	Mayo .10	<b>SISTEMA DE PINTURA EPOXY AMINA                  CICLOALIFÁTICA PARA OLEODUCTOS                  ENTERRADOS – OPERACIONES TALARA</b>	SI3-22-38
	Rev. 0 E.B.D.		Pág. 4 de 6

**NOTAS GENERALES:**

- Los tiempos de repintado, inducción y vida útil de la mezcla, dependen en gran medida de la temperatura. A mayor temperatura menor tiempo.
- No debe efectuarse el pintado a temperaturas mayores de 40°C ni menor de 10°C.
- La temperatura de aplicación será por lo menos 3°C mayor que el punto de rocío.
- Este recubrimiento no requiere dilución de la mezcla.
- En época de verano principalmente, es necesario cuidar que no formen pinholes por evaporación violenta de los volátiles, de haberlos, será necesario efectuar consulta al fabricante de la pintura a fin de eliminar el problema. Los pinholes formados deberán eliminarse mediante lijado y relleno con la pintura que corresponda.
- Considerar todas las recomendaciones del fabricante. Para la aplicación de las pinturas deberán seguir todas las indicaciones que se muestren en las hojas técnicas de los fabricantes de pintura respectivamente.
- El fabricante de la pintura deberá suministrar apoyo técnico profesional y experimentado necesario durante la ejecución de la obra sin costo adicional.

**9.0 PROCEDIMIENTO PARA REPARACIONES MENORES**

Con chorro abrasivo retirar todo el óxido, pintura suelta y otros contaminantes de las áreas dañadas, limpiando hasta dejar la superficie a metal brillante.

Si el tiempo máximo de repintado ha pasado, aplicar chorro de arena suave sobre la superficie del recubrimiento, a fin de dar rugosidad a la superficie. Aplicar la pintura de altos sólidos tan pronto como sea posible sobre la superficie limpiada para prevenir contaminación de ésta.

La remoción de insectos e impurezas que se adhieran a la pintura después de aplicada debe realizarse al día siguiente de la aplicación de la primera capa de pintura, de igual manera, el día siguiente se deben aplicar las capas de pintura necesarias para llegar al espesor mínimo especificado y cinco días después de la aplicación de la pintura con los espesores mínimos especificados se debe realizar la prueba de continuidad y de inmediato se deben hacer las reparaciones a que hubiese lugar.

**10.0 PROCEDIMIENTO PARA LA PINTURA DE TRASLAPES E INTERFASES**

Si la tubería antigua o pre-existente presenta otro tipo de recubrimiento se debe seguir el siguiente procedimiento:

10.1 Tipos de Recubrimiento en la Tubería: Estos pueden ser muy variados pero los más comunes pueden ser:

- FBE: Recubrimiento epóxico en polvo aplicado en planta.
- Recubrimientos Epóxicos Líquidos 100%: Son de reciente utilización.
- Recubrimientos en Poliuretano 100%

10.2 Limpieza y Preparación de Superficie: Para todos los casos deben ser retirados los contaminantes como grasas, aceites, polvo, recubrimientos en mal estado, etc.

**Metal Expuesto o Corroído:** Efectuar limpieza Manual-Mecánica hasta alcanzar grado SSPC-SP11 cuidando de no pulimentar el acero dejando un perfil de anclaje; o si es factible de efectuar un arenado hasta un grado SSPCSP10 “Limpieza a Metal Casi Blanco” con un perfil de anclaje mínimo de 2,5 mils.

 Ing. de Mantenimiento Refinería Talara	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		SI3-22-38
	Mayo .10 Rev. 0 E.B.D.	<b>SISTEMA DE PINTURA EPOXY AMINA                  CICLOALIFÁTICA PARA OLEODUCTOS                  ENTERRADOS – OPERACIONES TALARA</b>	Pág. 5 de 6

**Zonas de Traslape:** Lijar la zona de traslape (2 a 4 cm), usar lija 80-150 para crear perfil de anclaje; se debe hacer un corte lo más parejo posible y dejar nivelada la frontera del recubrimiento a traslapar, el que debe estar firmemente adherido, o si es factible de efectuar un arenado hasta un grado SSPC-SP7 *Limpieza por chorreado abrasivo a Ráfaga* con un perfil de anclaje mínimo de 2,5 mils.

**Zonas de Transición (Tierra-Aéreo o Aéreo-Tierra):** Aplica la especificación de limpieza y preparación de superficie anterior.

**10.3 Sistemas de Recubrimiento:** Aplicar el mismo recubrimiento del presente estándar en una o dos capas hasta alcanzar 16.0 a 20,0 mils secos.

**10.4 Zonas de Transición:** Aplicar un poliuretano alifático de altos sólidos (mínimo 54 % de sólidos por volumen) de 3,0 a 4,0 mils secos, teniendo en cuenta los tiempos de secado del recubrimiento sobre el que se aplicará (Si se seca mucho se debe lijar o efectuar un arenado suave), y que en la zona de interfase el poliuretano penetre en la tierra mínimo 1 metro lineal. Se pintarán los traslapes entre el recubrimiento existente y el nuevo arenado y sellando con pintura 100% sólidos, 0.5 metros a lado y lado del tramo al cual se le cambio el recubrimiento.

### 11.0 PRUEBAS

El CONTRATISTA debe realizar y registrar los valores de las siguientes pruebas con sus propios equipos e instrumentos:

Humedad relativa, temperatura ambiente, punto de rocío, temperatura de chapa, consumo de materia prima, película húmeda, tiempo entre capas.

a. **Rugosidad.** Seis (6) lecturas por área preparada diariamente, las cuales deben ser medidas por el método de cinta de réplica.

b. **Adherencia.** El Contratista verificará y permitirá confirmar por parte de la Inspección, la calidad de la adherencia de las pinturas y de los revestimientos, de acuerdo con los siguientes requisitos generales:

La adherencia de la primera capa a la superficie metálica, así como entre las diferentes capas de pintura, entre estos y el imprimante, después de 120 horas de aplicada la pintura, serán verificados en el taller de prefabricaciones o en el sitio de la obra, según la conveniencia. La forma como se realizará la prueba de adherencia, será de acuerdo con lo estipulado en la norma ASTM D-4541.

El valor mínimo de adherencia al metal base, para aceptar los trabajos, es de 2 000 psi, los cuales se medirán y verificarán según la norma ASTM D-4541, referencia 10 del numeral 2.

Se debe medir la adherencia de la película seca de la pintura en las posiciones horarias de las 12 y 3 de la tubería, cada 50 metros, según Norma ASTM 4541 *Standard Method for Pull-Off Strength of Coatings Using Portable Adhesion Testers*, Última Versión:, Tipo Mecánico, No se acepta medidor de adherencia Tipo Hidráulico.

c. **Dureza.** Después de 120 horas de aplicada la pintura, se debe medir la dureza Shore D 24, horas después de aplicada la pintura, debe estar entre 60 y 70 Shore D.

 Ing. de Mantenimiento Refinería Talara	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		SI3-22-46
	Mayo .10 Rev. 0 E.B.D.	<b>SISTEMA DE PINTURA EPOXY AMINA                  CICLOALIFÁTICA PARA OLEODUCTOS                  ENTERRADOS – OPERACIONES TALARA</b>	Pág. 6 de 6

**d. Medición de espesor.** El Contratista verificará y permitirá confirmar por parte de la Inspección, los espesores de los revestimientos, de acuerdo con los siguientes requisitos generales: El espesor se verificará de acuerdo con lo estipulado en la norma SSPC-PA-2 y según lo indicado en las presentes especificaciones.

Después de 120 horas de aplicada la pintura, se debe medir el espesor de la película seca, deberá medirse en los extremos del tubo y a la mitad de la longitud del mismo, cada tubo en los cuatro cuadrantes. Esto es, mediciones sobre cuatro generatrices longitudinales situadas cada una a 90 grados, equivalentes a las posiciones horarias 3, 6, 9 y 12, partiendo de la soldadura longitudinal de la tubería; las mediciones deberán registrarse.

El equipo de medición de la película seca, magnético o electromagnético, aprobado por PETROPERU S.A., deberá calibrarse de acuerdo con las instrucciones del fabricante, al comienzo y cada hora del turno de trabajo. Su exactitud deberá ser de  $\pm 5\%$ . Los tramos con bajos espesores deben reforzarse hasta obtener el espesor especificado.

**g. Inspección de continuidad.** Después de 120 horas de aplicada la pintura, el 100% de la superficie revestida de cada tubo deberá inspeccionarse con el detector de continuidad eléctrica denominado "Holiday Detector" previamente aprobado por PETROPERU S.A. El detector debe permitir regulación continua del voltaje de DC y deberá operar a 125 Voltios de DC/milésima de pulgada de espesor nominal del revestimiento y deberá ser

calibrado al menos cada cuatro horas del turno de trabajo. Se deben llevar los registros correspondientes.

Los Defectos encontrados deberán ser reparados, a cargo del CONTRATISTA, no se permitirá espesores por encima de lo especificado (overcoating). Es indispensable reparar el recubrimiento en cada lugar donde el detector de continuidad eléctrica revele fallas de continuidad. Se debe observar el tamaño del daño; cuando se trate de daños de menos de 10 cm<sup>2</sup> basta aplicar el procedimiento del ítem anterior. Cuando se trata de daños más grandes es necesario remover el material desprendido, si lo hay, limpiar y puede ser necesario aplicar nuevamente todo el procedimiento.

Después de efectuadas las reparaciones, se realiza la prueba de discontinuidad eléctrica del recubrimiento con el detector de fallas. El procedimiento de prueba y reparación debe repetirse cuantas veces sea necesario hasta que la prueba con el detector no muestre falla alguna.

 Ing. de Mantenimiento	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		SI3-22-46
	MARZO 05	PINTADO EXTERIOR	Pág. 1 de 5
Rev. 2 V.E.G.	SISTEMA EPOXY AMINA – POLIURETANO		

**Índice de Estándares de Ingeniería    Procedimiento de Trabajos Especiales SI3**

*Índice de Pinturas Industriales*

**1. APLICACION**

Superficies metálicas exteriores de tanques, torres, tuberías, estructuras, equipos rotativos expuestos a salpicaduras de productos medianamente corrosivos.

**2. TEMPERATURA** : Hasta 90oC.

**3. PREPARACION DE LA SUPERFICIE**

- a) Superficies con pintura antigua y restos de óxidos y donde no sea posible el arenado. Puede aplicarse sobre superficies donde solo se haya efectuado una limpieza manual mecánica equivalente a la norma SSPC-SP-2 ó SSPC-SP-3. Asegurar la limpieza mediante el uso de solventes base agua (norma SSPC-SP-1) antes de preparar la superficie.
- b) Superficies nuevas, medio ambiente severo, condiciones de inmersión y donde sea posible el arenado. Arenado a metal blanco según norma SSPC-SP-5. Asegurar la limpieza mediante el uso de solventes base agua (norma SSPC-SP-1) antes de preparar la superficie.

**4. APLICACION DE 1ra. CAPA**

A las 4 horas máxima de arenada la superficie o inmediatamente después que se haya limpiado mecánicamente. Antes del pintado deberá eliminarse el polvillo utilizando aire seco, trapo o escobilla limpios.

**5. MARCAS**

**a) SHERWIN WILLIAMS (Nacional)**

Capa	Material	Espesor (Mils)	Tiempo De Repintar	Aplicación
1ra.	Primer Epoxy repintable. Color: Estándar	Seco: 4.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 6 Hrs. Mínimo.</li> <li>• 1 año máximo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola.</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas)</li> </ul>
2da.	Sher Mil Epoxy 800 Color: Según SI3-22-33	Seco: 4.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mínimo 8 hrs.</li> <li>• 7días máximo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas)</li> </ul>
3ra.	Polylon 1500 (Poliester) Color: Según SI3-22-33	Seco: 2.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 10Hrs. Mínimo</li> <li>• 48Hrs. Máximo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas)</li> </ul>



 Ing. de Mantenimiento	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		
	MARZO 05	PINTADO EXTERIOR	SI3-22-46
	Rev. 2 V.E.G.	SISTEMA EPOXY AMINA – POLIURETANO	Pág. 2 de 5

**b) SHERWIN WILLIAMS (Importado)**

Capa	Material	Espesor (Mils)	Tiempo De Repintar	Aplicación
1ra	Sher Tile HS Primer BR Color: Rojo Oxido	Seco: 4.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 6Hrs. Mín.</li> <li>• 1Año Máx.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas)</li> </ul>
2da.	Sher Tile HS Enamel BR. Color: Según SI3-22-33	Seco: 4.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 6 Hrs. Mín.</li> <li>• 25días Máx.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas)</li> </ul>
3ra.	Sumathane HS Brillante. Color: Según SI3-22-33	Seco: 2.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 12hrs. Mín.</li> <li>• 36Hrs. Máx.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas)</li> </ul>

**c) AMERON**

Capa	Material	Espesor (Mils)	Tiempo De Repintar	Aplicación
1ra.	Amerlock – 400 Color: Estándar	Seco: 4.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 9 Hrs. Mínimo.</li> <li>• 3 meses Máximo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas)</li> </ul>
2da.	Amerlock – 400 Color: Según SI3-22-33	Seco: 4.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 9 Hrs. Mínimo</li> <li>• 3 meses Máximo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas)</li> </ul>
3ra.	Amercoat 450 HS. Color: Según SI3-22-33	Seco: 2.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 2 hrs. Mínimo</li> <li>• 7 días máximo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas)</li> </ul>

**d) JET**

Capa	Material	Espesor (Mils)	Tiempo De Repintar (Horas)	Aplicación
1ra.	Jet Mastic 800 Color: Gris claro	Seco: 4.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 8 Hrs. Mínimo.</li> <li>• 1 año Máximo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas)</li> </ul>
2da.	Jet Mastic 800 Color: Gris claro	Seco: 4.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 8 Hrs. Mínimo.</li> <li>• 1 año Máximo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas)</li> </ul>
3ra.	Jethane 500. Color: Según SI3-22-	Seco: 2.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 2 hrs. Mínimo</li> <li>• 7 días</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas)</li> </ul>

33		máximo	
<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>			
 Ing. de Mantenimiento	MARZO 05	PINTADO EXTERIOR	SI3-22-46
	Rev. 2 V.E.G.	SISTEMA EPOXY AMINA – POLIURETANO	Pág. 3 de 5

**e) VENCEDOR**

Capa	Material	Espesor (Mils)	Tiempo De Repintar (Horas)	Aplicación
1ra.	Vence Mastic Primer Epoxy 250, repintable. Color: Estándar.	Seco: 4.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 6 Hrs. Mín.</li> <li>• 1 año Máx.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas).</li> </ul>
2da.	Vencemastic esmalte Color: Según SI3-22-33	Seco: 4.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 8 Hrs. Mín.</li> <li>• 7días Máx.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas).</li> </ul>
3ra.	Acrílico Uretano HB. Color: Según SI3-22-33	Seco: 2.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 20minutos Mín.</li> <li>• 8 Hrs. Máx.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas).</li> </ul>

**f) INTERNATIONAL**

Capa	Material	Espesor (Mils)	Tiempo De Repintar (Horas)	Aplicación
1ra.	Interseal 670 HS Color: Estándar.	Seco: 4.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 16Hrs. Mín.</li> <li>• 1 año Máx.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas).</li> </ul>
2da.	Interseal 670 HS Color: Según SI3-22-33	Seco: 4.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 8 Hrs. Mín.</li> <li>• 7días Máx.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas).</li> </ul>
3ra.	Interthane 990. Color: Según SI3-22-33	Seco: 2.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 6 Hrs. Mín.</li> <li>• 1 Año. Máx.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas).</li> </ul>

**g) DEVVOE**

Capa	Material	Espesor (Mils)	Tiempo De Repintar (Horas)	Aplicación
1ra.	Bar Rust 231 Color: Estándar.	Seco: 4.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 6 Hrs. Mín.</li> <li>• 90días Max.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas).</li> </ul>
2da.	Devran 224 HS Color: Según SI3-22-33	Seco: 4.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 3 Hrs. Mín.</li> <li>• 7días Max.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas).</li> </ul>
3ra.	Devthane 369. Color: Según SI3-22-33	Seco: 2.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 3 Hrs. Mín.</li> <li>• 7días. Máx.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas).</li> </ul>

 Ing. de Mantenimiento	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		SI3-22-46
	MARZO 05	PINTADO EXTERIOR	Pág. 4 de 5
	Rev. 2 V.E.G.	SISTEMA EPOXY AMINA – POLIURETANO	

**h) TEKNO**

Capa	Material	Espesor (Mils)	Tiempo De Repintar (Horas)	Aplicación
1ra.	Epoxy Autoimprimante 8082 Color: Estandar.	Seco: 4.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 12Hrs. Min.</li> <li>• 3meses Max.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas).</li> </ul>
2da.	Epoxy Autoimprimante 8082 Color: Según SI3-22-33	Seco: 4.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 12Hrs. Min.</li> <li>• 3meses Max.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas).</li> </ul>
3ra.	Esmalte Poliuretano HWG. Color: Según SI3-22-33	Seco: 2.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 12 Hrs. Min.</li> <li>• 7 días. Max.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas).</li> </ul>

**i) SIGMA COATING**

Capa	Material	Espesor (Mils)	Tiempo De Repintar (Horas)	Aplicación
1ra.	Sigma Cover ST Color: Estándar.	Seco: 4.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 8 Hrs. Mín.</li> <li>• 2 meses Máx.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas).</li> </ul>
2da.	Sigma Cover ST Color: Según SI3-22-33	Seco: 4.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 8 Hrs. Mín.</li> <li>• 1 mes Máx.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas).</li> </ul>
3ra.	Sigmadur Gloss. Color: Según SI3-22-33	Seco: 2.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 12 Hrs. Mín.</li> <li>• 7 días. Máxi.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas).</li> </ul>

**j) AURORA**

Capa	Material	Espesor (Mils)	Tiempo De Repintar (Horas)	Aplicación
1ra.	Anticorrosivo Epoxy Repintable-Auro Mastic 85 Color: Estándar.	Seco: 4.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 16 Hrs. Mín.</li> <li>• 60 días Máx.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas).</li> </ul>
2da.	Anticorrosivo Epoxy Repintable-Auro Mastic 85 Color: Según SI3-22-33	Seco: 4.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 16 Hrs. Mín.</li> <li>• 60 días Máx.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas).</li> </ul>
3ra.	Esmalte Poliuretano. Color: Según SI3-22-33	Seco: 2.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 3 Hrs. Mínimo</li> <li>• 24 Hrs. Máx.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas).</li> </ul>

 Ing. de Mantenimiento	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		
	MARZO 05	PINTADO EXTERIOR	SI3-22-46
	Rev. 2 V.E.G.	SISTEMA EPOXY AMINA – POLIURETANO	Pág. 5 de 5

**k) JOTUN**

Capa	Material	Espesor (Mils)	Tiempo De Repintar	Aplicación
1ra.	PRIMASTIC UNIVERSAL Color: Estándar.	Seco: 4.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 10 Hrs. Mín.</li> <li>• Ilimitado</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola.</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas)</li> </ul>
2da.	PRIMASTIC UNIVERSAL Color: Según SI3-22-33.	Seco: 4.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 10 Hrsa Mín.</li> <li>• Ilimitado</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas)</li> </ul>
3ra.	HARDTOP AS Color: Según SI3-22-33	Seco: 2.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 5 Hrs. Mínimo</li> <li>• Ilimitado</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas)</li> </ul>

**l) BONN - CHEMIFABRIK PERU S.A.C.**

Capa	Material	Espesor (Mils)	Tiempo De Repintar	Aplicación
1ra.	BONN PRIMER NA HS Color: Rojo Oxido	Seco: 4.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 6 Hrs. Mín.</li> <li>• 6 meses Max.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola.</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas)</li> </ul>
2da.	BONN MASTIC 83 HS Color: Según SI3-22-33	Seco: 4.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 24 hrs. mín</li> <li>• 3 meses Max.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas)</li> </ul>
3ra.	BONN ENAPOL 60 HS Color: Según SI3-22-33	Seco: 2.0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 4 Hrs Min.</li> <li>• 7 días Max.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Pistola</li> <li>• Brocha (áreas pequeñas).</li> </ul>

**NOTAS GENERALES:**

- Tomar en consideración todas las recomendaciones del fabricante de pintura.
- Los tiempos de repintado, inducción y vida útil de la mezcla, depende en gran medida de la temperatura y marca de pintura. A mayor temperatura menor tiempo.
- No debe efectuarse el pintado a temperaturas mayores de 40oC ni menor de 10oC.
- La temperatura de aplicación será por lo menos 3 oC mayor que el punto de rocío.
- Generalmente, no se requiere dilución de la mezcla cuando se aplica con pistola, sin embargo de ser necesario, se diluye hasta donde se indica en este Estándar. El asistente técnico del fabricante de la pintura dará la aprobación para diluciones mayores a las indicadas.
- En época de verano principalmente, es necesario cuidar que no formen pinholes por evaporación violenta de los volátiles, de haberlos, será necesario efectuar consulta al fabricante de la pintura a fin de eliminar el problema. Los pinholes formados deberán eliminarse mediante lijado y relleno con la pintura que corresponda.

## ESPECIFICACIÓN TÉCNICA EP-003

### MANTENIMIENTO DE VÁLVULAS DE OLEODUCTOS – OPERACIONES TALARA

#### TIPO DE VÁLVULAS DE LOS OLEODUCTOS:

Válvulas de Compuerta. ANSI: 150. Cuerpo: WCB. VÁSTAGO: 13CR. ASIENTO: Acero. DISCO: 13CR.

#### ACCIONES PRELIMINARES:

1. Remover la capucha protectora de la válvula. Todas las válvulas de los oleoductos presentan una capucha que sólo deja libre la parte superior del vástago, instaladas por seguridad hace algunos años. Los pernos que unen las dos mitades de la capucha se removerán con oxicorte ya que se encuentran soldados a sus respectivas tuercas. Son 12 pernos por válvula, 6 a cada lado.
2. Conservar la capucha para reponerla una vez finalizado el mantenimiento, reponer los pernos cortados.

#### MANTENIMIENTO:

**ADVERTENCIA:** Aunque parte de los siguientes procedimientos puede ser efectuado con la línea compresionada. Es recomendable que cualquier desensamble parcial o mantenimiento se ejecute con la línea fuera de servicio.

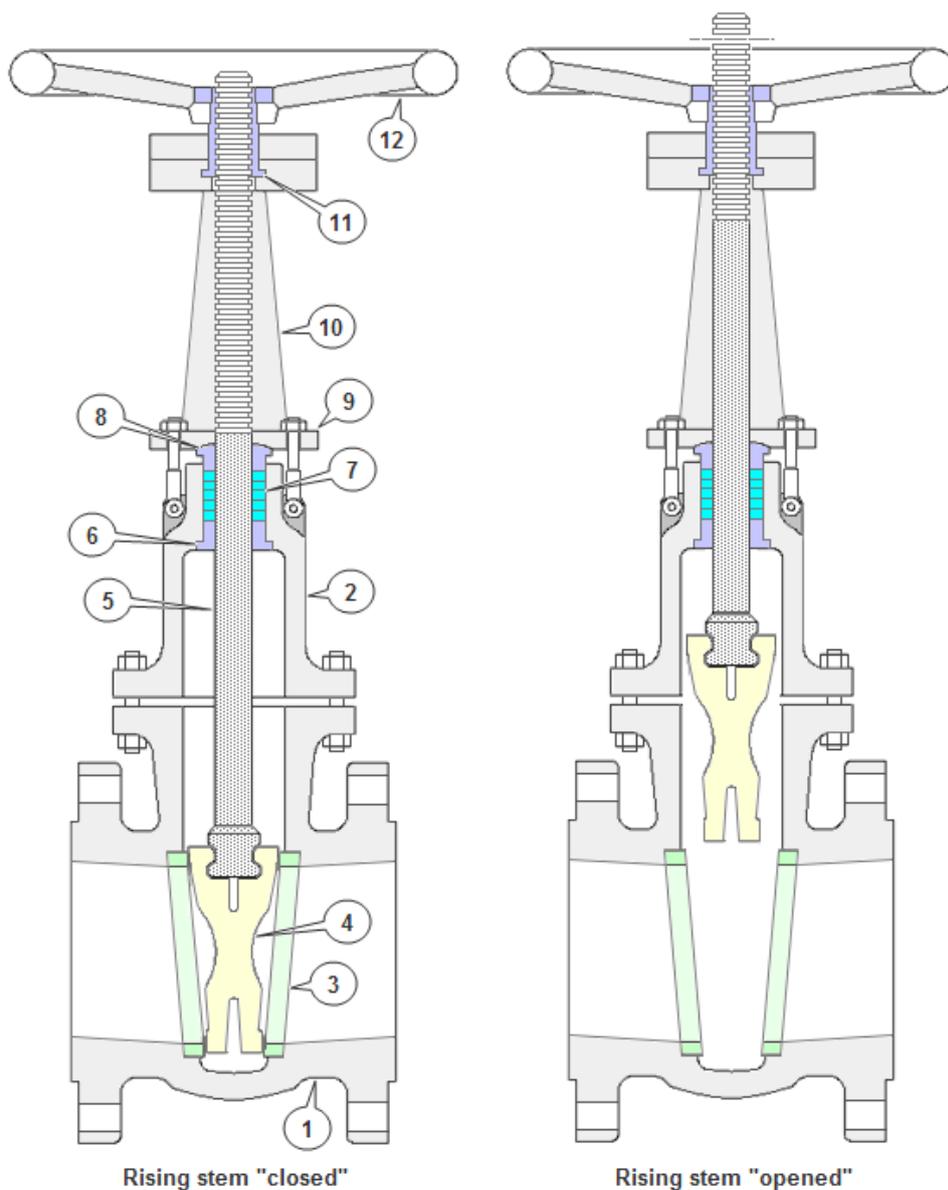
**PRECAUCIÓN.** Con la válvula en posición totalmente abierta pueden realizarse los siguientes procedimientos con la línea compresionada, sin necesidad de detener el bombeo.

3. Iniciar con la limpieza del sector visible del vástago, remover polvo y óxido acumulados, finalizar con aplicación de grasa.
4. Una vez visible la válvula revisar posibilidad de fugas por el “gland”. De existir fuga apretar las tuercas del yugo y observar si se ha detenido la fuga. De no ser así se efectuará mantenimiento mayor.
5. Con el bombeo de parada, operar la válvula en un ciclo completo y regresarla a su posición normal. si el accionamiento del vástago está muy ajustado por acumulación de sólidos en las roscas de vástago, la operación deberá repetirse varias veces hasta que la apertura y cierre sean suaves y libres. De no ser así se efectuará mantenimiento mayor.
6. Siempre con el bombeo de parada. Dejar la compuerta parcialmente abierta y efectuar inspección visual a fin de detectar fugas en todas la juntas, conexiones y en la zona de empaquetaduras o sellos.
7. De producirse fugas, deberá programarse un mantenimiento general de la respectiva válvula que involucre parada de bombeo y drenaje de la línea y, sin retirar la válvula, reemplazar todos los o-rings, sellos, empaques y conexiones del sector fallado.

8. Si la válvula no puede operarse o no puede repararse, con el bombeo de parada y la línea drenada se llevará la válvula para evaluación en taller.
9. Con el sistema compresionado, verificar el estado de la rosca interior y exterior del dispositivo de inyección de grasa. No debe tener signos de corrosión y el perno inyector debe girar suavemente para el ajuste y desajuste. Efectuar re-engrase.
10. Repintar el cuerpo de la válvula. Método de limpieza: manual, SSC-SP2. Sistema de pintura SI3-22-37. Color de acabado gris.
11. Repintar el exterior e interior de la capucha de la válvula. Método de limpieza: arenado. Sistema de pintura: SI3-22-37. Color de acabado gris.

Eddy N. Benites

ESQUEMA VÁLVULAS DE COMPUERTA



- 1. Cuerpo
- 2. Yugo
- 3. Asiento(s)
- 4. Disco
- 5. Vástago
- 6. Back seat
- 7. Empaquetadura
- 8. Prensaestopa
- 9. Prensaestopa
- 10. Bonete
- 11. Tuerca del vástago
- 12. Manija

 Unidad Ing. de Mantenimiento Refinería Talara	<b>Abril - 10</b>	<b>ESTANDAR PARA SOLDADURA PARA CAMBIO DE TRAMO DE OLEODUCTOS</b>	<b>SI3-05-21</b>
	Rev. 0 E.B.D		Pág. 1 de 5

[Índice de Estándares de Ingeniería](#) [Procedimiento de Trabajos Especiales SI3](#)

### Índice de Soldadura en General

#### 1. GENERALIDADES

- a) El presente estándar contiene instrucciones generales para el trabajo de soldadura en cambios de tramos las de tuberías de los oleoductos de 10", 8" y 6" administrados por Operaciones Talara. Esto es, se aplica para uniones soldadas a tope diferenciándose empalmes tubería nueva a tubería nueva respecto a empalmes tubería nueva a tubería antigua.

El método de soldadura a emplear, en concordancia con los alcances del presente estándar es por arco manual con el electrodo recubierto: SMAW.

- b) En caso de ocurrir conflictos entre lo especificado en el presente estándar y los requerimientos de diseño o especificación del material de tubería serán mandatorios estos últimos.
- c) Este procedimiento ha sido adaptado del original elaborado por un inspector certificado por la AWS, como un CWI, conforme lo establece el código ASME B31.4.

#### 2. REQUERIMIENTOS PARA LA APLICACIÓN DE ESTE PROCEDIMIENTO

##### 2.1 Alcance

Este procedimiento se aplica para uniones soldadas a tope de tuberías para ductos ya sea para los siguientes posibles empalmes:

- Tubería nueva a tubería nueva, respaldado con el WPS 001-04-09 PP.
- Tubería nueva a tubería antigua, respaldado con el WPS 002-04-09 PP.

Los datos que soportan este procedimiento han sido obtenidos del API 1104 WELDING OF PIPELINES AND RELATED FACILITIES, los cuales sirven de soporte además para el PQR 001-04-09 PP para ambos tipos de empalmes.

Este procedimiento no es válido cuando una o más variables esenciales es alterada, modificada o está fuera del rango establecido, de acuerdo a lo establecido por el estándar; considerando que todas las variables esenciales ha sido seleccionadas para un proceso específico. El usuario necesita tener conocimiento del proceso de soldadura y deberá tener la total responsabilidad de la ejecución de la soldadura y proveer ingeniería, personal calificado y apropiado equipo para aplicar este procedimiento.

##### 2.1 Aplicación

Este procedimiento será usado solamente como lo permiten los documentos de fabricación tales como: código, especificaciones del propietario o documentos contractuales. Los documentos de fabricación deberán especificar los requerimientos

 Unidad Ing. de Mantenimiento Refinería Talara	Abril - 10	ESTANDAR PARA SOLDADURA PARA CAMBIO DE TRAMO DE OLEODUCTOS	SI3-05-21
	Rev. 0 E.B.D		Pág. 2 de 5

de ingeniería, tales como: diseño, si necesita tratamiento térmico, tolerancias de fabricación, control de calidad, evaluación y ensayos aplicables a las uniones soldadas.

**2.2 Responsabilidad del Usuario**

Este procedimiento no reemplaza o sustituye el Código de fabricación, especificaciones particulares de PETRUPERÚ S.A., requerimientos contractuales o juzgamiento por parte del usuario.

La habilidad de producir soldaduras de producción que tienen propiedades adecuadas, depende de la aplicación apropiada de las variables descritas con juicios apropiados de ensayos de calificación. El usuario es responsable por la calidad y realización de las soldaduras finales de acuerdo con las provisiones de este estándar.

**2.3 Instrucciones Adicionales**

Este procedimiento específico podrá contener instrucciones adicionales. Tales instrucciones podrán consistir en ajustes a tolerancias, mínima temperatura de precalentamiento o cualquier otra instrucción necesaria para producir soldaduras que reúnan los requerimientos de fabricación de PETRUPERÚ S.A. Estas instrucciones no deberán ser menos restrictivas que las indicadas en este procedimiento.

**2.4 Seguridad**

Precauciones de seguridad deberán ser conforme a la última edición de ANSI/ASC Z49.1, Seguridad en Procesos de Soldadura y Corte, publicado por la American Welding Society.

Esta especificación puede involucrar uso de materiales, equipos y operaciones peligrosas. No es propósito de esta especificación señalar todos los problemas asociados con el uso del mismo. Es responsabilidad del usuario establecer las prácticas de protección y seguridad aplicadas. El usuario determinará la aplicación de cualquier limitación antes del uso de este procedimiento.

**3. PROCEDIMIENTO ESPECÍFICO DE SOLDADURA**

**3.1 LIMITACIONES**

El presente procedimiento corresponde a los Procedimientos Específicos de Soldadura: WPS 001-04-09 PP para juntas tubo nuevo – tubo nuevo y WPS 002-04-09 PP para juntas tubo nuevo – tubo antiguo; calificados para su

aplicación en soldadura de producción mediante la Calificación de los Procedimientos de Soldadura: PQR N° 001-04-09 PP. Cualquier cambio en las variables esenciales deberá ser recalificado.

 Unidad Ing. de Mantenimiento Refinería Talara	Abril – 10	ESTANDAR PARA SOLDADURA PARA CAMBIO DE TRAMO DE OLEODUCTOS	SI3-05-21
	Rev. 0 E.B.D		Pág. 3 de 5

### 3.2 PROCESO DE SOLDADURA

Proceso de soldadura: SMAW – Shielded Metal Arc Welding  
 Método de Aplicación: Manual

### 3.3 METAL BASE

Metal Base: API 5L Grado B ó ASTM A53 Gr. B  
 Rango de espesor: Hasta 19.1 mm. Para junta a tope.  
 Laminación: No requiere.

### 3.4 METAL DE APORTE

### 3.5 DISEÑO DE JUNTA

	Tubo Nuevo – Tubo Nuevo	Tubo Nuevo – Tubo Antiguo
Diseño de junta:	Ver Figura 1 en ítem 3.11.	Ver Figura 2 en ítem 3.11.
Ángulo del bisel:	30.0 + 5°	35.0 + 5°
Soldadura de respaldo:	No requiere.	No requiere.
Platina de respaldo:	No requiere.	No requiere.

### 3.6 POSICIÓN

Posiciones permitidas: Vertical, horizontal. Plana, sobrecabeza – examinar en 6G la posición de las probetas para calificación de soldadores.  
 Progresión: Ascendente en todos los pases de soldadura.

### 3.7 PRECALENTAMIENTO Y TEMPERATURA ENTRE PASES

#### 3.1 CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

3.1.1 Para empalmes tubería nueva a tubería nueva:

	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		
	<b>Abril – 10</b> Rev. 0 E.B.D	ESTANDAR PARA SOLDADURA PARA CAMBIO DE TRAMO DE OLEODUCTOS	<b>SI3-05-21</b>  Pág. 4 de 5

SOLDADURA A TOPE					
Pase	Metal Aporte		Corriente		Depósito
	Clasificación	Diám.	Amperios	Polaridad	Pulg/min
Primero	E 6010	3.25 m	75 – 100	DCEP	9.5 – 10.5
Segundo	E 7010	4.00 m	100 – 110	DCEN	8.0 – 9.0
Tercero	E 7010	4.00 m	100 – 110	DCEN	5.0 – 6.0
Cuarto	E 7010	4.00 m	100 – 110	DCEN	5.0 – 6.0

3.1.2 Para empalmes tubería nueva a tubería antigua:

SOLDADURA A TOPE					
Pase	Metal Aporte		Corriente		Depósito
	Clasificación	Diám.	Amperios	Polaridad	Pulg/min
Primero	E 6010	3.25 m	95 – 120	DCEN	5.5 – 6.5
Segundo	E 7010	4.00 m	130 – 140	DCEN	5.0 – 6.0
Tercero	E 7010	4.00 m	130 – 140	DCEN	4.0 – 5.0
Cuarto	E 7010	4.00 m	130 – 140	DCEN	4.0 – 5.0

### 3.2 TRATAMIENTO POSTSOLDADURA

Tratamiento después de soldar: No require.

### 3.3 TÉCNICA

Recto u oscilante: Recto en pase de raíz.  
Oscilante en resto de pases.

Limpieza inicial: Mecánica, la junta deberá estar libre de impurezas tales como grasas, pintura, óxido o cualquier otro contaminante, antes de iniciado el depósito del material de

aporte.

	<b>ESTANDAR DE INGENIERIA</b>		<b>SI3-05-21</b>
	Unidad Ing. de Mantenimiento Refinería Talara	<b>Abril –                  10</b> Rev. 0 E.B.D	ESTANDAR PARA SOLDADURA PARA CAMBIO DE TRAMO DE OLEODUCTOS

### 3.4 DISEÑO DE JUNTA

Figura 1. Soldadura Tubería Nueva a Tubería Nueva

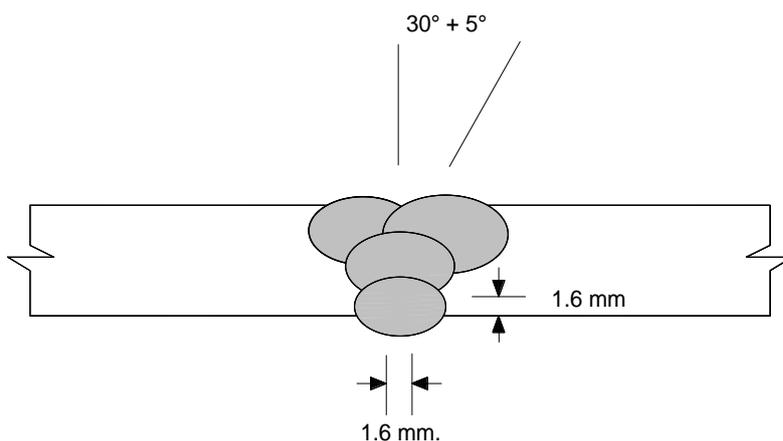
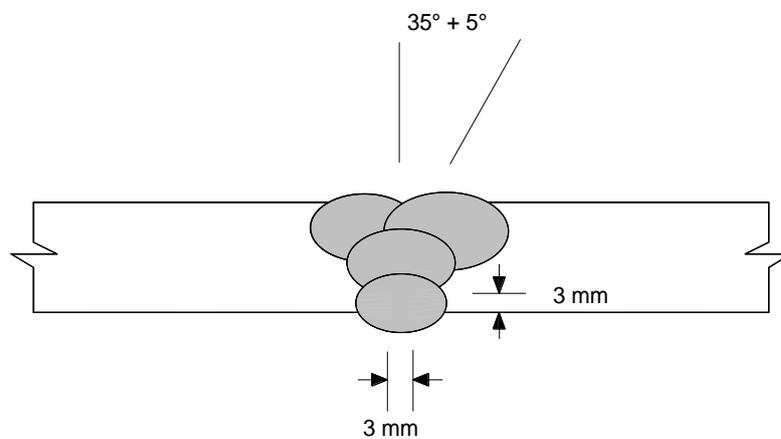


Figura 2. Soldadura Tubería Nueva a Tubería Antigua





## ESPECIFICACIONES TÉCNICAS EP-004

### PROTECCIÓN CATÓDICA

#### Introducción

La protección catódica es una técnica electroquímica de prevención de la corrosión, que puede aplicarse a materiales metálicos puestos en contacto con ambientes agresivos poseedores de una apreciable conductividad eléctrica. Tal técnica se efectúa haciendo circular una corriente continua por un electrodo (ánodo) puesto en el mismo ambiente de la superficie de la estructura a proteger (cátodo), provocando disminución del potencial del material metálico, reduce la velocidad de corrosión, hasta detenerla.

La modalidad con que se realiza la circulación de corriente es debido al tipo de protección catódica: por ánodos galvánicos (de sacrificio) por corriente impresa.

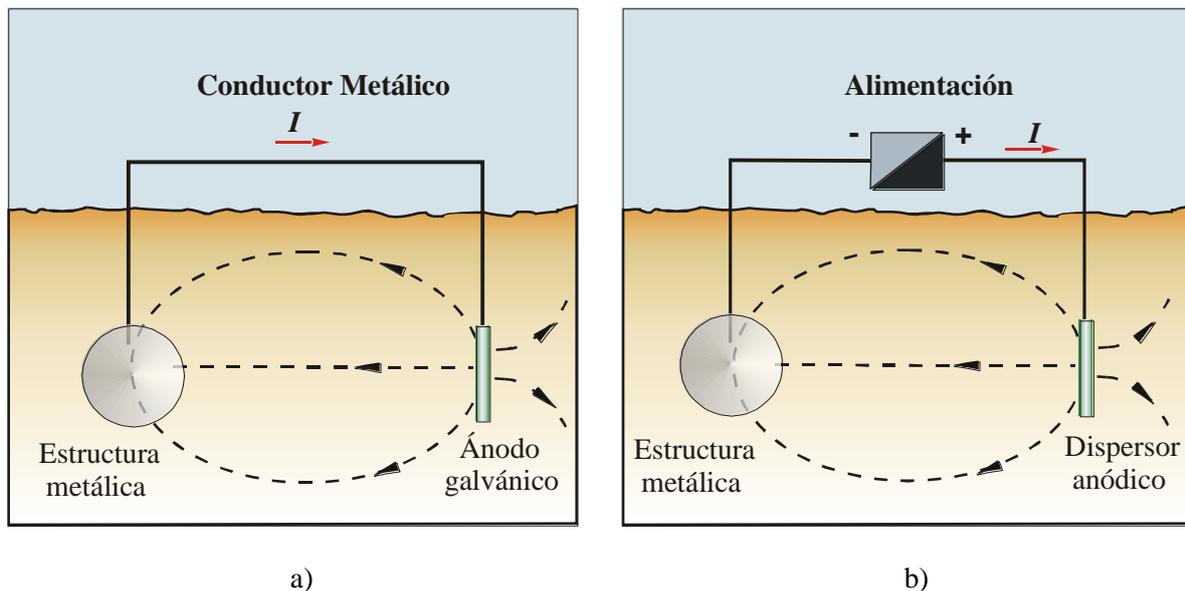


Figura 1. Principio de la protección catódica: (a) por ánodos de sacrificio; (b) por corriente impresa.

En la primera ilustración en la Figura 1a), la protección actúa mediante el acoplamiento galvánico con un metal menos noble. Por ejemplo, para la protección del acero se viene usando el aluminio o el zinc en agua de mar, el magnesio en el terreno y en el agua dulce, para la protección de aleaciones de cobre o del acero inoxidable se emplea usualmente el hierro.

En la segunda ilustración se utiliza un generador eléctrico (Figura 1b), en cuyo polo negativo se conecta el dispensador de corriente continua de un ánodo generalmente insoluble (por ejemplo hierro silicio, grafito, titanio activado), mientras que el polo negativo se conecta a la estructura a proteger.

#### Corriente necesaria de Protección Catódica

La corriente necesaria para protección catódica depende fundamentalmente de los siguientes factores:

- Área a proteger y condiciones del revestimiento.
- Resistividad eléctrica del suelo.
- Dificultades de polarización de la estructura.
- Forma geométrica de la estructura

Debido a las grandes variaciones existentes en los factores arriba mencionados, ya sea de una estructura a otra o en la misma estructura, se puede afirmar que la única manera de determinar, con precisión la corriente necesaria para la protección, es por medio de “pruebas de corriente” de campo.

Otro método de medición de resistividad es el de los 4 pines también conocido como método de Winner. Se mide la caída de voltaje entre los dos electrodos internos; los otros dos sirven para introducir la corriente en el suelo.

Los instrumentos más comunes para la medición de resistividad son el Vibroground y el Nilssen.

La resistividad sola no indica la corrosividad del medio. Sin embargo, existe una correlación entre ambas propiedades, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 3. Resistividad vs. corrosividad de suelos

<i>Resistividad del suelo</i> $\Omega$ - cm	Corrosividad del suelo
0 – 1,000	Muy alta
1,000 – 5,000	Alta
5,000 – 10,000	Media
10,000 – 25,000	Baja
25,000 – 100,000	Muy baja
100,000 – 1'000,000	Ultra baja
1'000,000 – Infinito	Super baja

Algunos suelos con resistividades relativamente altas pueden ser muy corrosivos como los suelos muy ácidos y suelos conteniendo bacterias sulfato reductoras. Los desiertos, aunque dan la impresión de ser secos y no corrosivos, pueden ser considerados en la mayoría de los casos como medianamente corrosivos.

### **Criterios de Protección Catódica**

Cuando se desea conocer si la estructura enterrada o sumergida está protegida adecuadamente deben cumplirse separa o colectivamente ciertos criterios establecidos previamente por NACE (National Association of Corrosion Engineers) en el estándar: “Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems” RP-0169. A continuación se enuncian los criterios incluyéndose pautas para su correcta aplicación a estructuras de acero al carbono y hierro dulce.

- a. Debe alcanzar un voltaje negativo de por lo menos 850 mV medido entre la estructura y el electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado en contacto con el electrolito debiendo colocarse el electrodo en el punto más cercano posible de la estructura que se desea proteger. Este voltaje se medirá estando energizado el sistema.
- b. Deberá producirse un cambio del voltaje de polarización de por lo menos 100 mV, medido entre la estructura y el electrodo de cobre/sulfato de cobre, luego de interrumpirse la corriente de protección. El registro de esta variación de voltaje se efectúa inmediatamente después de interrumpida la corriente.

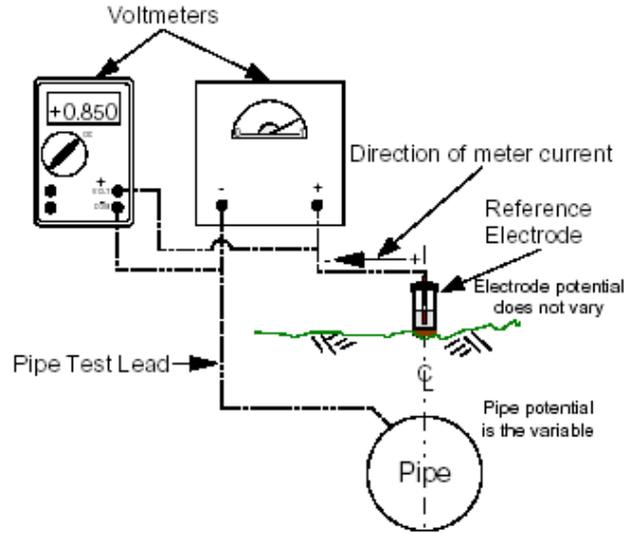


Figura 2. Método de medición de potenciales en Tuberías.

## PROTECCIÓN CATÓDICA POR ÁNODOS DE SACRIFICIO

### Generalidades

Un sistema de protección catódica por ánodos de sacrificio, utiliza un material más electronegativo que las estructuras que se está protegiendo. Se indicó que también que los materiales que pueden ser usados como ánodos son: magnesio, zinc y aluminio. Estos materiales, sin embargo, no pueden ser necesariamente intercambiables para todas las situaciones.

Para minimizar los efectos negativos de varios constituyentes del agua del suelo, los ánodos de magnesio se instalan generalmente enterrados en un **backfill** preparado consistente en:

- 75% de yeso hidratado
- 20% de bentonita
- 5% de sulfato de sodio

Este backfill representa un ambiente uniforme y adecuado alrededor de los ánodos de magnesio y permite máximas salidas de corriente en los ánodos, los que deben estar centrados en el backfill o en las paredes de la excavación.

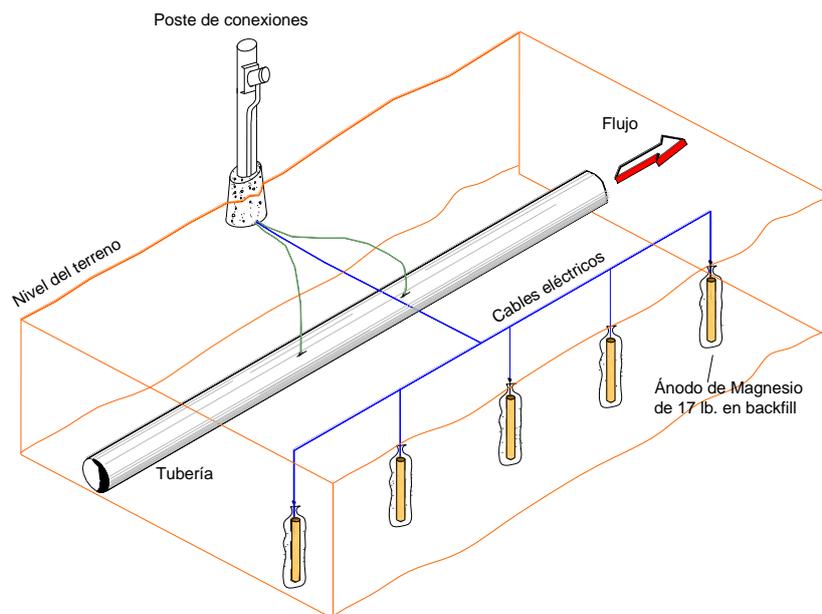


Figura 3. Distribución de ánodos galvánicos en tubería enterrada.

Ing.Eddy N. Benites

## ESPECIFICACIÓN TÉCNICA EP-005

### DOBLADO DE TUBERÍA

El doblado de tubos se debe hacer en frío, debiendo tener cuidado que el tubo no se deforme o se formen arrugas en el doblado, debiendo conservar sus dimensiones de sección después de ser doblado. Los dobleces deben ser distribuidos hasta donde sea posible en la mayor longitud del tubo, y en ningún caso debe ser el radio del doblado tan corto que no cumpla las especificaciones de doblado.

El número de dobleces de una tubería debe llevarse al mínimo, procurando conformar el derecho de vía y consecuentemente el fondo de la zanja para eliminar en lo posible los cambios de pendiente que obliguen a doblar la tubería. Los dobleces de los tubos deben hacerse sin alterar las dimensiones de la sección transversal del tubo recto y debe quedar libre de arrugas, grietas u otras evidencias de daño mecánico.

Los dobleces de tubos deben hacerse por medio de máquinas dobladoras especiales apropiadas para el diámetro del tubo. No se permite el calentamiento de los tubos para ser doblados.

Los extremos de los tubos que se doblan deben tener un tramo recto de 1.8 m como mínimo. La soldadura longitudinal del tubo que se dobla, debe quedar en o cerca del plano neutro del tubo, no debe doblarse un tubo en la soldadura circunferencial.

### Alineado

Esta operación debe efectuarse, juntando los tubos extremo a extremo para preparar el ducto que se debe colocar paralelo a la zanja, dejando constituida la junta con la separación y alineamiento entre tubos indicado en los procedimientos de soldadura, y manteniendo fijos los tubos mientras se deposita el primer cordón de soldadura.

El ducto que se va construyendo debe ser colocado sobre apoyos, generalmente sobre polines de madera, dejando un claro de 40 cm mínimo entre la parte inferior del tubo y el terreno con el propósito de tener espacio para finalizar la soldadura, así como para ejecutar después las fases de prueba y las operaciones de protección mecánica.

Se debe verificar que al ir alineando las costuras longitudinales, se traslapen dentro del espacio superior de un ángulo de 30° a cada lado del eje vertical. El espacio entre biseles debe ser conforme al procedimiento de soldadura.

## ESPECIFICACIONES TÉCNICAS EP-006

### INSTALACION DE CUPONES Y PROBETAS DE CORROSIÓN

#### 1. OBJETIVO

Establecer los requisitos técnicos y documentales para la adquisición de cupones y probetas de corrosión a ser usadas para evaluar la velocidad de corrosión en el interior de los oleoductos de Petróperú SA Operaciones Talara.

#### 2. DEFINICIONES

**2.1 Método Resistencia Eléctrica:** Se basa en medir la variación de la resistencia eléctrica de un electrodo que se encuentra en contacto con un fluido o ambiente que lo corroe, la cual se crea por la disminución de su sección transversal.

**2.2 Método Polarización Lineal:** Se basa en polarizar la interfase metal/medio corrosivo en  $\pm 20$  milivolt, a partir del potencial de corrosión y medir la corriente neta dada por el sistema. La pendiente de la recta resultante de graficar las variaciones de corriente versus con las de potencial, proporciona el valor de resistencia a la polarización para calcular la velocidad de corrosión.

**2.3 Pasivación:** Acción inversa a “Activación”, es decir la reducción en la cinética de reacción anódica en un material que se corroe, un metal en este caso.

**2.4 Probetas de corrosión:** Elemento de medición que contiene componentes para medir velocidad de la corrosión por RE o RPL, que permite registros instantáneos acumulados, locales o remotos.

**2.5 Técnica electroquímica:** Método para medir velocidad de corrosión, que se basa en principios electroquímicos.

**2.6 Técnica gravimétrica:** Método para medir velocidad de corrosión, que se basa en pérdida de peso de un material que se corroe.

**2.7 Cupones de corrosión:** Espécimen metálico de especificación conocida, que se utiliza para medir por gravimetría, la velocidad de la corrosión y hacer observaciones del tipo de corrosión que se lleva a cabo.

**2.8 Velocidad de corrosión:** Índice que representa la rapidez de deterioro o disolución del material metálico al estar expuesto y reaccionar con el ambiente corrosivo en un tiempo establecido, se determina por medio de cupones o probetas de corrosión.

#### 3. DESARROLLO

##### 3.1 Material

Los cupones y probetas de corrosión son fabricados con acero al carbono. El material usado debe ser acero al carbono SAE 1010, SAE 1018 o equivalente con una densidad de 7860 kg/m<sup>3</sup> (7,86 gr/cm<sup>3</sup>) para los siguientes componentes:

- a) Cupones de corrosión.
- b) Elementos metálicos para medir variación de RE en probetas de corrosión.
- c) Electrodo metálicos para medir RPL en probetas de corrosión

### 3.2 Condiciones de superficie

La superficie debe estar completamente limpia, libre de óxidos, grasa, humedad o cualquier otro contaminante que pueda causar interferencia en las mediciones de la velocidad de corrosión evaluada por diferencia de peso.

### 3.3 Limpieza

De preferencia la limpieza del cupón debe ser realizada en un laboratorio.

Si es posible, tomar fotografía al cupón antes y después de la limpieza respectiva.

Examinar cuidadosamente el cupón y analizar depósitos u otros materiales adheridos.

Lavar el cupón, sumergiéndolo en un solvente para hidrocarburos (xileno), para remover los depósitos de parafina.

Sumergir el cupón en una solución de ácido clorhídrico al 15% por uno o dos minutos para remover los depósitos u óxido de hierro. Repetir este procedimiento si es necesario, calentando ligeramente el ácido hasta que el cupón quede libre de depósitos. No debe excederse este lavado para evitar corrosión por ácido.

Luego sumergir el cupón en una solución de bicarbonato de sodio por un minuto a fin de neutralizar el ácido.

Inmediatamente después enjuagar el cupón con alcohol isopropílico o acetona.

Pesar el cupón por segunda vez, con 0.0001 gramo de aproximación. Antes de instalar el cupón debe ser pesado con la misma aproximación.

Una vez desengrasados los cupones, ya no deben ser tocados con los dedos desnudos; para manejarlos es obligatorio usar pinzas, hojas de papel, guantes de cirujano o polietileno que deben estar también, completamente limpios y desengrasados.

### 3.4 Secado

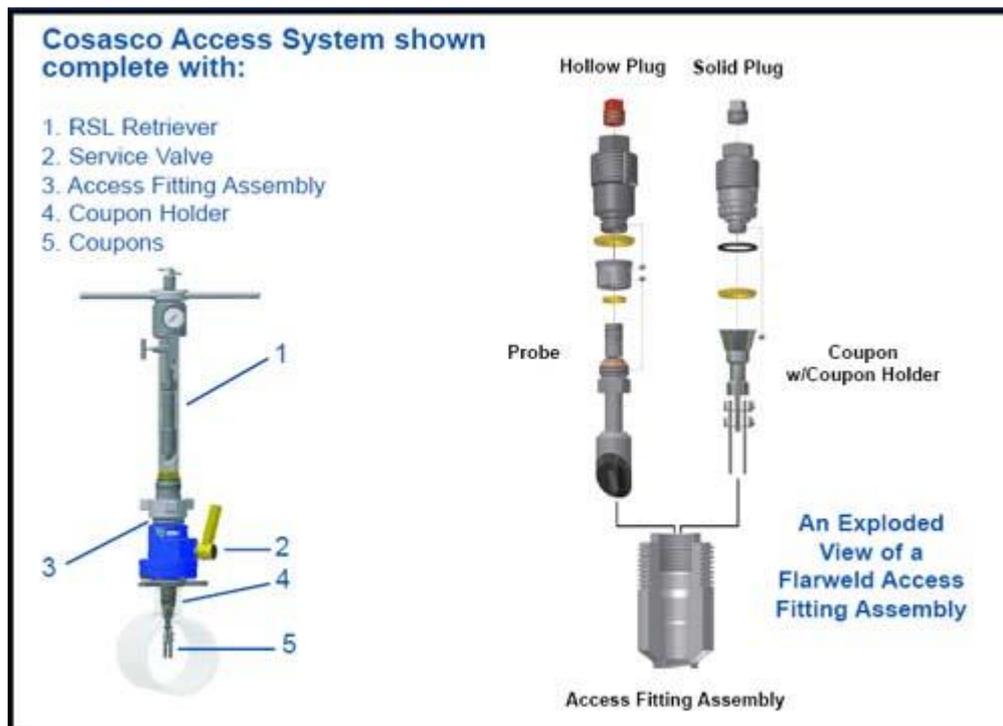
Los cupones que ya se limpiaron mecánicamente y se desengrasaron, deben secarse depositándolos en un recipiente herméticamente cerrado o desecador de laboratorio, que contenga algún compuesto higroscópico tal como cloruro de calcio anhidro, sulfato de sodio anhidro o sílice desecante con indicador.

### 3.5 Instalación típica de cupones

Los cupones gravimétricos pueden ser instalados inmersos en el flujo o rasantes a la pared de la tubería tal como se aprecia en las Figuras 3 y 4a del Anexo 12.3 de esta norma, conforme con las necesidades de medición de velocidad de corrosión.



Tipos de cupones de corrosión



Equipo de instalación de cupones y probetas en tuberías en servicio.

#### 4. Probetas de corrosión con el método RE

Estas probetas usan el método RE para medir los efectos de la corrosión, donde la resistencia eléctrica de un elemento de medición se incrementa en tanto su área transversal disminuye, se deben utilizar solo en medios no conductores tales como vapores, gases, hidrocarburos y líquidos no acuosos. Se debe evitar su uso cuando exista presencia de una fase continua de algún líquido conductor, como el agua.

El principio de operación se fundamenta en medir el incremento de la RE del elemento de medición cuya área transversal disminuye a medida que se corroe al estar expuesto al medio corrosivo en forma deliberada y contar además, con un elemento sellado en su interior.



Tomando como partida niples de acceso a la tubería en operación, con diámetro nominal de 50,8 mm (2,0 pulgada) y diámetro interior de 57,15 mm (2,25 pulgada); con longitud comercial estándar de 133,35 mm (5,25 pulgada) y una separación para soldadura de 1,59 mm (0,0625= 1/16 pulgada), la longitud de probetas RE se debe obtener según se indica a continuación.

Probetas RE del tipo de elemento cilíndrico o “loop” se tiene:

$$\text{Longitud de probeta} = P + T + 31,75(1.25) .$$

Probetas RE del tipo de elemento rasante se tiene:

$$\text{Longitud de probeta} = T + 31,75(1.25) .$$

Donde:

P = Penetración requerida al interior del ducto, mm (pulgada).

T= Espesor de pared del ducto, mm (pulgada).

## 5. Probetas de corrosión con el método PL

Este tipo de probetas usan la técnica electroquímica de RPL, que permite medir la corrosión de forma directa en tiempo real, deben ser usadas solo cuando el medio contenido en los ductos, equipos o recipientes donde se va a evaluar la velocidad de corrosión, presenten una fase continua de algún líquido conductor, como el agua.

El principio de operación se sustenta en medir la variación de RPL en un electrodo de prueba que se corroe por efecto del medio al que se expone, por la aplicación externa de pequeños cambios de potencial ( $\Delta E$ ) que producen flujos de corriente medible ( $\Delta I$ ) en dicho electrodo.

Tomando como constantes los coeficientes de Tafel, esto se considera válido solo para un cambio de potencial de polarización bajo, menor a  $\pm 20$  milivolt.

Las probetas RPL pueden ser de longitud fija o ajustable, dicha longitud de la probeta está en función del diámetro y espesor de la tubería donde se va a instalar, así como la posición que se requiera dentro del ducto, con los electros inmersos en el flujo o rasantes.

La longitud de las probetas RPL se debe determinar de la misma forma como se obtiene para las probetas RE.



## 6. Inspecciones y pruebas

Todos los cupones y probetas de corrosión que se contemplan en esta norma de referencia y que son utilizados para medir velocidad de corrosión, deben ser nuevos y que visualmente no presenten daño físico ni signos de corrosión incipiente. No se permite reutilizar este tipo de cupones y probetas de corrosión.

### 6.1 Peso del cupón de corrosión

Los cupones de corrosión deben ser pesados en laboratorio con balanza analítica digital cuya precisión sea de hasta diezmilésimas de gramo y manifestado como peso inicial reportado del fabricante.

La balanza analítica digital utilizada para este propósito, debe estar calibrada por un laboratorio ex profeso para esta finalidad que cuente con acreditación de “ema”.

El cupón se debe pesar después del proceso de secado y se debe reportar como peso inicial de fabricación.

Antes de instalar el cupón, se debe pesar en una balanza que cumpla con los requisitos aquí establecidos y el resultado debe ser considerado como peso inicial para calcular la velocidad de corrosión.

Después de su exposición al medio a evaluar, se debe determinar el peso final del testigo, para lo cual debe ser reutilizada la misma balanza con la que se determinó el inicial. Cuando esto no sea posible, se debe usar otra balanza que cumpla con los mismos requisitos definidos en este numeral.

### 6.2 Limpieza posterior a su exposición al medio

El tiempo mínimo de exposición en el medio para lograr que la medición de la velocidad de corrosión sea representativa, debe ser de 30 días para cupones gravimétricos. Para el caso de probetas de corrosión RE y RPL, deben ser definidos en base a las características de los elementos y electrodos seleccionados respectivamente, en función de la velocidad de corrosión esperada en el sistema.

Cuando sea el caso de que el suministro de los cupones de corrosión incluya instalación, retiro y evaluación en laboratorio; esta última se debe llevar a cabo después de recuperarlos de su exposición al medio y en laboratorio determinar el peso final conforme a ISO 8407, ASTM G31 o equivalente, NACE RP0775 o equivalente.

Se debe calcular la velocidad de corrosión con los datos sobre peso inicial y final, tiempo de exposición, además de los inherentes a los propios cupones, como la densidad y área expuesta; tal como se establece en el Adjunto 1 de esta especificación.

## 7. BIBLIOGRAFÍA

ASTM D 2688-2005 Standard test method for corrosivity of water in absence of heat transfer. Weight loss method (Método estándar de prueba para Corrosividad de agua en ausencia de transferencia térmica. Método por pérdida de peso).

ASTM G31-2004 Practice for laboratory immersion corrosion testing of metals (Práctica de laboratorio para prueba de corrosión por inmersión de metales).

NACE RP0497-2004 Field Corrosion Evaluation Using Metallic Test Specimens (Evaluación de

corrosión en campo usando especímenes de prueba metálicos).

NACE RP0775-2005 Preparation, installation, analysis, and interpretation of corrosion coupons in oilfield operations (Preparación, instalación, análisis e interpretación de cupones de corrosión en operaciones petroleras).

## ADJUNTO 1 CÁLCULO DE LA VELOCIDAD DE CORROSIÓN

Con las dimensiones iniciales de los cupones empleados, la naturaleza de sus materiales y los tiempos de exposición en el medio corrosivo, se puede calcular la velocidad de corrosión como se indica a continuación.

$$MPY = \frac{527.25 \times W}{D \times A \times T}$$

Donde:

MPY:	Milésimas de pulgada por año
W:	Pérdida de peso en miligramos
D:	Densidad del cupón en gr/cm <sup>3</sup>
A:	Área del cupón en pulgadas cuadradas
T:	Tiempo de exposición en horas

### Constantes para transformación de unidades

#### Unidad de velocidad de corrosión Constante por cambio de unidades

Milímetros por año (mm/año)	8.76 X 10 <sup>4</sup>
Micras por año (m□m/año)	8.76 X 10 <sup>7</sup>
Milésimas de pulgada por año (mpa) <sup>1</sup>	3.45 X 10 <sup>6</sup>
Milésimas de pulgada por año (mpa) <sup>2</sup>	22,285
Pulgadas por año (pulgada/año)	3.45 X 10 <sup>3</sup>
Pulgadas por mes (pulgada/mes)	2.87 X 10 <sup>2</sup>
Picómetros por segundo (pm/s)	2.78 X 10 <sup>6</sup>
Gramos por metro cuadrado por hora (g/m <sup>2</sup> h)	1.00 X 10 <sup>4</sup> X D
Microgramos por metro cuadrado por segundo (μ g/m <sup>2</sup> s)	2.78 X 10 <sup>6</sup> X D
Miligramos por decímetro cuadrado por día (mg/dm <sup>2</sup> d)	2.40 X 10 <sup>6</sup> X D

<sup>1</sup> Usar tiempo en hora y área en cm<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> Usar tiempo en día y área en pulgada<sup>2</sup>.

## ESPECIFICACIONES TÉCNICAS EP-007

### PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN ULTRASÓNICA POR HAZ NORMAL

#### 1. OBJETIVO

Establecer procedimiento de medición, la continuidad interna del material, descartando la existencia de discontinuidades de fabricación o de pérdida metálica por corrosión internos.

#### 2. ALCANCE

La Inspección Ultrasónica Haz Normal, cubre solamente la medición de espesores.

#### 3. REFERENCIAS

La presente inspección se basa en los estándares y códigos siguientes:

Inspección Ultrasónica Haz Normal:

- ASTM E114, Recommended Practice for Ultrasonic Pulse-Echo Straight Beam Testing by the Contact Method.
- ASTM E 500, Standard Definitions of Terms Relating to Ultrasonic Testing

#### 4. RESPONSABLES

Jefe del Proyecto

Responsable del cumplimiento pleno de las actividades descritas.

Ingeniero Jefe de Inspección

Responsable de la emisión de los reportes y procedimientos.

Responsable de la ejecución de las actividades descritas en el presente procedimiento.

#### 5. DEFINICIONES

- 5.1 Grietas: Rotura y desgarramiento del metal base y/o aporte de magnitud considerable y visible.
- 5.2 Fisuras: Rotura y desgarramiento del metal base y/o aporte, algunas veces imperceptible.
- 5.3 Deformaciones: Variación de la forma original del material base y/o aporte
- 5.4 Pits: Desgaste del material base y/o aporte de manera local o generalizada, ocasionada por condiciones ambientales y/o operativas.
- 5.5 Porosidad: Inclusión de elementos extraños en el metal base y/o aporte.
- 5.6 Discontinuidad: No cumplimiento de las variables de diseño para la continuidad operativa de los elementos estructurales.

#### 6. EJECUCIÓN

Inspección Angular Normal

- Limpieza de las superficies:
- Retirar cuerpos extraños e irregularidades superficiales, que interfieren con la inspección, principalmente: óxido, polvo, grasa, suciedad, escorias, etc. Usar escobilla metálica manual o mecánica, presión de aire seco opcional y trapo industrial limpio sin hilachas, e zonas de evidente formación de óxido.

De acuerdo a los estándares para práctica de Ultrasonido, dado por la Norma ASTM E - 114, se procede de la siguiente manera:

- Calibración en distancias para un ancho de pantalla de 100 a 200, con un mínimo de dos ecos de fondo, en mm.
- Ajuste de ganancia hasta obtener el 80% de altura en la pantalla y con un mínimo de dos ecos de fondo, usando el patrón de calibración.

- Barrido ultrasónico en las zonas de los elementos constitutivos de la tubería, en sentido perpendicular al efecto, alejando y acercando el palpador para encontrar la respuesta correspondiente a la máxima señal, como eco de fondo y/o de discontinuidades no permisibles que pudieran existir, así como la calibración del espesor actual.
- Las lecturas a registrar serán los valores máximos y mínimos, así como el valor promedio.
- Decibeles de barrido: variable dB.
- Reporte de las indicaciones en los formatos indicados.
- Estas mediciones se realizan para verificaciones puntuales específicas.

### **Puntos de toma de Espesores**

- **Para mediciones de tramos enterrados**, se opta por medición con ondas guiadas, cuya lectura es continua. Ver Especificación Técnica EP-010 del presente manual. En caso no contarse con el servicio oportuno, se medirán tipo barrido en pequeñas áreas de 10 x 10 cm en el fondo de la tubería, cada 1.5 metros lineales. No se considera medición en toda la circunferencia por el comprometimiento histórico del petróleo en los oleoductos de Operaciones Talara en que no se encuentra deterioro corrosivo interno en las paredes y en la parte superior de la tubería.
- Para mediciones en tramos aéreos se tienen dos tipos de prueba:

**Scaneo** de las tuberías de los oleoductos con el instrumento de baja frecuencia electromagnética (siglas en inglés: LFET), conforme a las especificaciones técnicas EP-011 del presente manual. Para el dimensionamiento de los daños detectados por la técnica LFET, se emplea la medición tipo barrido a fin de tomar la decisión de reparar/no reparar.

**Medición en Probetas.** Se utiliza la medición puntual en cuadrículas en sectores de bajo perfil geográfico previamente definidos. Ver Especificación Técnica EP-010 Procedimiento de Inspección Visual de los Oleoductos, del presente manual.

## **7. REGISTROS**

Todos los documentos de las mediciones deberán ser conservados y actualizados hasta que la tubería entre en operación. Al finalizar los documentos serán archivados en la Biblioteca de la Superintendencia de Mantenimiento.

## **8. ADJUNTOS**

Sin adjuntos.

## ESPECIFICACIONES TÉCNICAS EP-008

### PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE TRAMOS RETIRADOS DE LOS OLEODUCTOS

#### 1. OBJETIVO

Evaluar el estado interior de los tramos de tubería removidos de los oleoductos determinándose el estado de deterioro del acero, inspección de los sólidos encontrados en el interior, determinación de características y composición de sólidos, velocidad de corrosión en mpy y vida remanente en caso siguiera en servicio.

#### 2. ALCANCE

La evaluación de tramos retirados sólo se realiza cuando por diversas razones se corta y retira un tramo de tubería de un oleoducto.

#### 3. REFERENCIAS

Ninguna.

#### 4. RESPONSABLES

Ingeniero Jefe de Inspección

Responsable de la emisión de los reportes y procedimientos.

#### 5. DEFINICIONES

5.1 Pits: Desgaste del material base y/o aporte de manera local o generalizada, ocasionada por condiciones ambientales y/o operativas.

5.2 Discontinuidad: No cumplimiento de las variables de diseño para la continuidad operativa de los elementos estructurales.

#### 6. EJECUCIÓN

Registrar la ubicación física de la tubería (coordenadas UTM).

Presenciar el momento del corte de la tubería, tomar registros fotográficos, y verificar lo siguiente:

- Hay presencia de sólidos en el fondo de la tubería? Magnitud de los sólidos presentes? Espesor de la capa de sólidos?

De ser posible tomar una muestra de sólidos y llevar al laboratorio para la determinación de:

- Contenido de Fe.
- Contenido de azufre.
- Contenido de Cloruros.
- Contenido de agua.
- Contenido de orgánicos.
- Contenido de inorgánicos.

Seccionar el sector tubular removido a lo largo del diámetro horizontal. Previamente se debió marcar por el lado externo, el fondo de la tubería y no perder esta marca.

Arenar el interior del tramo cortado (ambas mitades) hasta un nivel SSPC SP6: Chorreado Comercial.

Inspeccionar el estado del interior de la tubería, utilizar medidor de pits tipo Thorpe o equivalente.

Cuantificar y registrar las dimensiones de los pits y su concentración en el sector cortado. Tomar fotos magnificadas.

**7. REGISTROS**

Los documentos resultado de la inspección deberán ser conservados y actualizados hasta que la tubería entre en operación. Al finalizar los documentos serán archivados en la Biblioteca de la Superintendencia de Mantenimiento.

**8. ADJUNTOS**

Formato de Evaluación de Tramos Retirados de los Oleoductos.

**ADJUNTO 1**

**FORMATO DE EVALUACIÓN DE TRAMOS RETIRADOS DE LOS OLEODUCTOS**

OLEODUCTO: \_\_\_\_\_

Fecha: \_\_\_\_\_

Sectores Tubulares Retirados (N° de tubo):	
Longitud de cada sector Tubular:	Longitud Total:
Razón del cambio de tramo:	
Fluido que se vierte durante el corte (Sólo crudo, agua, sólidos?): (Registro Fotográfico)	
Observación de interior del tramo retirado (espesor de sólidos presentes, presencia de agua, toma de muestra de sólidos):	
<b>Registro fotográfico del interior del tramo cortado</b>	
	Observaciones:
Observación del Corte del sector retirado a lo largo del diámetro horizontal (espesor de sólidos presentes, presencia de agua, toma de muestra de sólidos):	
<b>Registro fotográfico del interior del tramo seccionado (Antes de Limpieza)</b>	
	Observaciones (Detalle de sólidos):

**ADJUNTO 1**

**FORMATO DE EVALUACIÓN DE TRAMOS RETIRADOS DE LOS OLEODUCTOS (Cont.)**

<b>Registro fotográfico del interior del tramo seccionado – Vista General (Despues de Limpieza)</b>	
	Observaciones:
<b>Registro fotográfico del interior del tramo seccionado – Aproximación.</b>	
	Observaciones (Detalle de pits):



## ESPECIFICACIONES TÉCNICAS EP-009

### PROCEDIMIENTO DE INSPECCIÓN VISUAL DE LOS OLEODUCTOS

#### 1. INTRODUCCION

Esta especificación técnica se elabora para definir las acciones a ejecutar en la inspección visual de los oleoductos administrados por Operaciones Talara.

La inspección será en base a los procedimientos estándares de ensayos no destructivos.

#### 2. FRECUENCIA DE INSPECCION

##### 2.1 Inspección Exterior Rutinaria

- a. La inspección rutinaria la efectuará el Recorredor durante su ronda diaria.
- b. Esta inspección consiste en una Inspección Visual, para determinar presencia de cualquier fuga o vibración anormal que pueda existir en las tuberías.
- c. De existir fuga en cualquier anomalía en las tuberías deberán reportar al Departamento de Mantenimiento para las acciones correctivas.

##### 2.2 Inspección Exterior Preventiva

###### Inspección Mensual (tramos aéreos)

- a. La inspección se efectuará a las tuberías, accesorios, soportes y Derecho de Vía.
- b. La inspección consiste en:
  - ✓ Inspección Visual para determinar desalineamiento o deflexión de las líneas.
  - ✓ Determinación de la presencia de fugas.
  - ✓ Estado del terreno, presencia de cangrejas, derrumbes, etc. que pongan en riesgo la integridad de los ductos.

###### Inspección Anual

- ✓ Determinar corrosión exterior de tramos aéreos por falla de pintura.
- ✓ Vibración en las líneas.
- ✓ Inspección de interfaces aire/suelo, debajo de revestimiento desprendido, soportes de tuberías.
- ✓ Estado del terreno, presencia de cangrejas, derrumbes, etc. que pongan en riesgo la integridad de los ductos.
- ✓ Inspección de válvulas de los tramos de los oleoductos y de Estaciones administradas por Operaciones Talara.
- ✓ Inspección de juntas aislantes.
- ✓ Estado de los soportes.
- ✓ Inspección de componentes expuestos a la atmósfera.

###### Medición de espesores en Cuadrículas

Considerando que la corrosión interna en estos ductos de petróleo se presenta en el fondo de la tubería ya que el petróleo crudo no es corrosivo, este fenómeno se desarrolla en el agua acumulada en el fondo y bajo los depósitos sólidos.

La selección de puntos de bajo perfil geográfico será mediante empleo de los planos de Perfil Longitudinal existentes para los tres oleoductos.

Mediante instrumentos de ultrasonido debidamente calibrados, conforme al procedimiento de la Especificación Técnica “Procedimiento de Inspección Ultrasonica por Haz Normal”.

Se verifica el espesor remanente mediante el siguiente procedimiento.

- En los puntos de bajo perfil geográfico previamente seleccionados, efectuar medición tipo cuadrícula, registrándose e identificándose cada cuadrícula, estas deberán estar también identificadas en sitio. Ver Formato en Adjunto 1.
- Actualmente se tienen los siguientes sectores tubulares en evaluación:

**Ubicación de Puntos de Monitoreo**

Oleoducto Folche	Oleoducto Overales	Oleoducto Pariñas
Tubo N° 51	Tubo N° 357	Tubo N° 2
Tubo N° 1541	Tubo N° 323	Tubo N° 42
Tubo N° 1593		

Nota. Estos sectores tubulares fueron elegidos tomando como referencia los planos de Perfil Longitudinal existente para cada oleoducto.

- En sectores de posible erosión debido a su localización: curvas, codos, etc.
- Los sectores a registrar mediciones se toman conforme a la ubicación geográfica de cada oleoducto. Sin embargo, se tendrá un mínimo de cuatro (04) sectores por cada oleoducto.
- Durante la medición se localiza y registra las lecturas mínimas y promedio dentro del área de prueba.
- En el punto 3 se indican los criterios para determinar el espesor mínimo de retiro de las líneas.

**Inspección cada 5 años**

Evaluación del estado de las tuberías mediante técnica de baja frecuencia electromagnética (LFET). Inspección tipo escáner, para la evaluación en oleoductos, se ubica el sensor en la posición horaria de entre las 4:30 y 7:30 hrs. Ver Especificaciones Técnicas. Inspección de Oleoductos Mediante Técnica de Baja Frecuencia Electromagnética, página 123 del presente manual.

**3. CRITERIOS PARA DETERMINAR ESFUERZO REMANENTE EN TUBERÍA CORROÍDA**

**3.1 Longitud máxima permisible del área corroída**

Se debe utilizar el siguiente método para calcular la longitud máxima permisible del área corroída y aplicar sólo cuando la profundidad máxima de la picadura por corrosión es mayor del 10% y menor del 80% del espesor de pared nominal del tubo de acuerdo a la Figura 1. Este método no es aplicable para corrosiones en la soldadura longitudinal y en la zona afectada por el calor.

$$L = 1.12 B(Dt_n)^{1/2}$$

Esta fórmula se utiliza para valores de  $B \leq 4$ , donde B se obtiene de la siguiente expresión:

$$B = \sqrt{\left(\frac{c/t_n}{1.1c/t_n - 0.15}\right)^2 - 1}$$

Donde:

- L = Máximo tamaño longitudinal permisible del área corroída. Como se muestra en la Fig. 1, en mm (pulg.)
- D = Diámetro exterior nominal del tubo, en mm (pulg.)
- $t_n$  = Espesor de pared nominal del tubo, en mm (pulg.)
- c = Máxima profundidad del área corroída, en mm (pulg.)

En caso de que B sea mayor que 4, se utilizará un valor de B=4 en la ecuación. Este valor también será aplicable, si la profundidad de corrosión se encuentra entre 10% y 17.5% del espesor de pared del tubo.

### 3.2 Presión máxima de operación

Un ducto con corrosión localizada del tipo picaduras o áreas reparadas por esmerilado, en donde el material remanente del tubo no reúne los límites de profundidad y longitud de acuerdo a lo indicado anteriormente, debe reducir su presión de operación a valores confiables en lugar de sustituirla o repararla.

El cálculo de la presión máxima de operación debe basarse en la consideración del espesor de pared remanente efectivo del tubo. La reducción de la presión de operación se debe determinar mediante el empleo de las siguientes ecuaciones:

- a) Cálculo del factor adimensional, G:

$$G = 0.893 \frac{L}{\sqrt{Dt_n}}$$

donde:

- L= Longitud del área corroída. Como se muestra en la Fig. F1 en pulg. (mm).
- D = Diámetro exterior (pulg.).
- $t_n$  = Espesor nominal (pulg.).

- b) Para valores de "G" menores o iguales a 4.0:

$$Pd = 1.1 Pi \left[ \frac{1 - \frac{2}{3} \left( \frac{c}{t_n} \right)}{1 - \frac{2}{3} \left( \frac{c}{t_n \sqrt{G^2 + 1}} \right)} \right]$$

donde:

Pd= Presión interna manométrica reducida de diseño en PSI (BAR), en caso de que Pd obtenido sea mayor de Pi se tomara el valor de Pi.

Pi = Presión interna manométrica de diseño original PSI (BAR), basada en el espesor de pared nominal especificado del tubo.

c = Máxima profundidad del área corroída (pulg.).

c) Para valores de G mayores de 4.0:

$$Pd = 1.1 Pi \left( 1 - \frac{c}{t_n} \right)$$

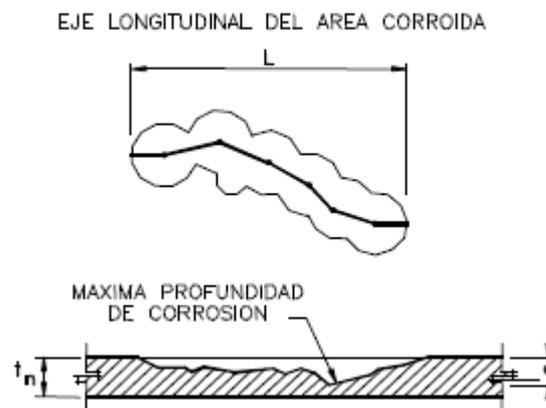
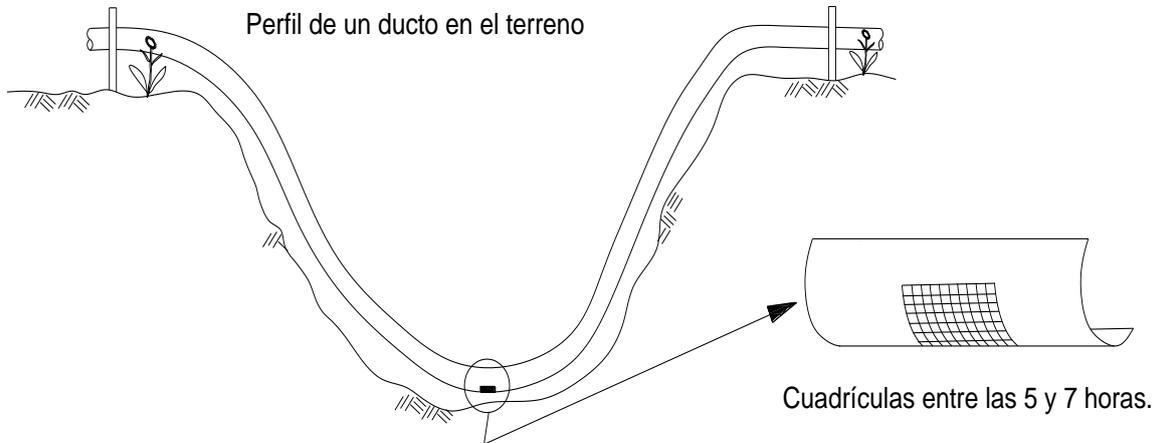


Figura 1. Parámetros usados en el análisis de la resistencia de áreas corroídas.

**ADJUNTO 1**  
**FORMATO DE MEDICIÓN DE ESPESORES EN CUADRÍCULAS**



Nota. Medición a tomar en valles profundos.

Lectura N° \_\_\_\_:

<b>OLEODUCTO:</b> _____										
<b>Sector tubular:</b> _____							<b>Fecha:</b> _____			
	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
<b>1</b>										
<b>2</b>										
<b>3</b>										
<b>4</b>										
<b>5</b>										
<b>6</b>										
<b>7</b>										
<b>8</b>										
<b>9</b>										
<b>10</b>										
<b>Espesor Nominal:</b>						<b>Espesor mínimo:</b>				
						<b>Espesor máximo:</b>				
						<b>Espesor Promedio:</b>				

Velocidad de corrosión entre dos fechas de monitoreo:

$$mpy = \frac{e_{LecturaAn\acute{o}r} - e_{\acute{u}ltimaLectura}}{t_{a\acute{o}nos}}$$

Vida remanente en Años:

$$Vida\ remanente\ (A\acute{o}nos) = \frac{e_{actual} - e_{requerido}}{mpy}$$

Donde:

$e_{actual}$  = El espesor actual, en pulgadas medido al momento de la inspección.

$e_{requerido}$  = El espesor requerido, en pulgadas, en la misma ubicación de la medición del  $e_{actual}$  computado por las fórmulas de diseño, antes de agregar la permisión por corrosión y por tolerancia del fabricante.

La formula de diseño espesor de pared requerido se calcula con la siguiente ecuación:

$$e = \frac{P \times D}{2S}$$

Donde:

$e$  = espesor mínimo permisible (pulg)

$P$  = presión máxima de operación (PSI)

$D$  = diámetro externo de la tubería (pulg)

$S$  = 0,72 x esfuerzo mínimo de fluencia (“Yield Point”) (PSI)

## ESPECIFICACIONES TÉCNICAS EP-010

### INSPECCIÓN DE LÍNEAS DE OLEODUCTOS MEDIANTE ONDAS GUIADAS

#### 1. OBJETIVO

Evaluar el estado de conservación de los tramos enterrados de la tubería de los oleoductos. Esta metodología permite realizar inspecciones más confiables, de mayor longitud, en menor tiempo, y a un costo más bajo, que garanticen con el estudio de los resultados la integridad mecánica en tuberías en servicio, sin afectar la producción.

#### 2. ALCANCE

La evaluación de tramos retirados sólo se realiza cuando por diversas razones se corta y retira un tramo de tubería de un oleoducto.

- Tramos enterrados por acción del medio:
  - Deslizamiento del terreno
  - Movimientos de tierra por acción pluvial
  - otros
- Tramos enterrados por diseño:
  - Cruces de carretera
  - Cruces de quebradas
  - Otros

#### 3. REFERENCIAS

Ninguna.

#### 4. RESPONSABLES

Ingeniero Jefe de Inspección

Responsable de la emisión de los reportes y procedimientos.

#### 5. DEFINICIONES

- 5.1 Ondas Guiadas. El sistema ultrasónico de ondas guiadas de baja frecuencia y largo alcance es un método rápido y fiable para la detección de corrosiones internas, externas y otros defectos ductos y tuberías que elimina la necesidad de la excavación o remoción completa del aislamiento. Arreglos acústicos de transductor de ondas guiadas crean ondas de torsión que se propagan por la tubería y reflejan en las características tales como soldaduras, soportes, y las áreas de pérdida de espesor de pared. Los datos resultantes se analizan para identificar la localización y la naturaleza de las indicaciones.
- 5.2 Pits: Desgaste del material base y/o aporte de manera local o generalizada, ocasionada por condiciones ambientales y/o operativas.
- 5.3 Discontinuidad: No cumplimiento de las variables de diseño para la continuidad operativa de los elementos estructurales.

#### 6. EJECUCIÓN

Se definirán a priori los sitios donde la técnica es aplicable, detallando en planos los mismos, la logística y las facilidades necesarias, así como la planificación, los recursos de personal y las medidas de seguridad que deberán adoptarse. La tarea de inspección se divide en 6 tareas puntuales:

### 6.1 Definición de lugares y longitud de inspección

Petroperú Operaciones Talara entregará planos y detalles enumerados al oferente de aquellos sitios donde la técnica es aplicable, los mismos someramente se pueden enumerar en;

### 6.2 Verificación de la sanidad en los puntos de colocación del anillo

Se deberá asegurar fehacientemente que los lugares a inspeccionar se encuentren sanos, definiendo “sano” a aquella situación en la cual no exista corrosión externa ni interna ya que esta situación desfavorecerá la calidad de la información.

La tarea de verificación se divide en:

- Inspección visual: Se realizará la búsqueda de defectos externos,
- Inspección por ultrasonido: Búsqueda de defectos internos.

Una variación del espesor de 10% determinará que la zona no es óptima para la realización del ensayo y se procederá a buscar otro lugar para realizar el disparo.

### 6.3 Armado y configuración de los ensayos

Se deberá registrar las condiciones de temperatura óptimas en la superficie de la tubería la misma quedará registrada en el ensayo. Se deberá asegurar y verificar el correcto funcionamiento de cada uno de los transductores y el buen funcionamiento del sistema en general, asegurando de esta manera resultados óptimos en cada una de las inspecciones.

### 6.4 Recolección de datos y Análisis de resultados

El operador del equipo deberá comunicar la correcta recolección de los datos, esto significa el visto bueno del funcionamiento de cada uno de los transductores y la correcta grabación en memoria de los datos in situ y realizar un reporte de campo con el visto bueno de la evaluación del tramo dentro de las 24 hs de finalizada la inspección.

### 6.5 Detalle de Resultados

Se deberán clasificar las señales obtenidas en el estudio multiplicando los dos valores, amplitud x direccionalidad, obtenida de cada anomalía según cuadro de ejemplo mostrado en la tabla a continuación.

AMPLITUD	DIRECCIONALIDAD	PUNTAJE	PRIORIDAD DE SEGUIMIENTO
3	3	9	Alta
3	2	6	Alta
3	1	3	Alta
3	0	0	<i>Soldadura</i>
2	3	6	Alta
2	2	4	Alta
2	1	2	Media
1	3	3	Alta

1	2	2	Media
1	1	1	Baja

Un puntaje de 3 o mayor es recomendado para un seguimiento de Prioridad Alta, un puntaje de 2 da una prioridad Media y un puntaje 1 da una prioridad baja.

#### **6.6 Verificación de Deterioro Corrosivo**

Para defectos con una prioridad de seguimiento alta, se deberá caracterizar estos siguiendo el Procedimiento de Inspección Visual, Ítem 3.

Se considerará aceptada la inspección cuando 15 defectos sean medidos y caigan dentro de la clasificación obtenida en la inspección estando dentro del rango de distancia de  $\pm 100$  mm.

### **7. PRESENTACIÓN DE INFORME**

Los resultados de esta actividad deberán ser informados en forma completa.

## ESPECIFICACIONES TÉCNICAS EP-011

### INSPECCIÓN DE OLEODUCTOS MEDIANTE TÉCNICA DE BAJA FRECUENCIA ELECTROMAGNÉTICA (LFET)

#### 1. OBJETIVO

La técnica de baja frecuencia electromagnética (LFET) fue diseñada para evaluar acero al carbono mediante el uso de campos magnéticos de baja frecuencia para detectar cambios en el espesor de pared.

#### 2. ALCANCE

El instrumento marca TEXTEX, modelo PS - 2000 aplica la técnica de ensayos no destructivos: LFET (Electromagnetismo de Baja Frecuencia), que se utiliza para detectar los cambios de espesor de pared de tuberías de acero al carbono. Se emplea en tuberías aéreas, sin aislante y con o sin revestimiento. No se emplea sobre revestimientos tipo cintas cuya superficie sea muy irregular ya que distorsionará la señal dando lecturas erróneas.

También se puede utilizar en metales conductores como el cobre y el acero inoxidable.

Con esta técnica no se escanean tramos enterrados, tampoco el pequeño sector donde la tubería de los oleoductos se asienta en el soporte. Por este motivo, se debe tener en consideración que esta técnica debe ir acompañada con otra técnica de inspección tal como Ondas Guiadas para los tramos enterrados.

El empleo de este tipo de instrumentos, requiere de la verificación complementaria con un medidor ultrasónico de espesores. La técnica LFET (Electromagnetismo de Baja Frecuencia) detecta las fallas en el metal, y el UT (ultrasonido) cuantifica el espesor remanente de tales fallas.

#### 3. REFERENCIAS

- ☞ ASME V “NONDESTRUCTIVE EXAMINATION”, Article 8: Eddy Current Examination of Tubular Products.
- ☞ DS-081-2007-EM “Nuevo Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos”.

#### 4. RESPONSABLES

Ingeniero Jefe de Inspección

Responsable de la emisión de los reportes y procedimientos.

#### 5. DEFINICIONES

- 5.1 Baja Frecuencia Electromagnética. Consiste en la inyección de un campo magnético de baja frecuencia en la tubería y el uso de bobinas de captación escáner, montadas para medir el cambio en la C.A. y en el campo magnético; cuando el escáner pasa sobre un defecto en el metal, mediante el uso de 16 sensores/8 canales en la matriz del escáner, es posible visualizar una imagen en 3D de los datos recogidos determinándose la forma y la profundidad de la falla, la precisión se ajusta mediante tablas de calibración adecuadas.
- 5.2 Pits: Desgaste del material base y/o aporte de manera local o generalizada, ocasionada por condiciones ambientales y/o operativas.
- 5.3 Discontinuidad: No cumplimiento de las variables de diseño para la continuidad operativa de los elementos estructurales.

#### 6. EJECUCIÓN

- a) Definición de lugares y longitud de inspección

Se ubicarán los puntos de bajo perfil geográfico del oleoductos correspondiente en donde se pasará el sensor del escáner en la posición horaria de entre las 4:30 y las 7:30. La medición se hará al sector tubular completo.

#### **b) Verificación de la sanidad en los puntos de colocación del anillo**

Se deberá asegurar fehacientemente que los lugares a inspeccionar se encuentren sanos, definiendo “sano” a aquella situación en la cual no exista corrosión externa ni interna, ni protuberancias, ya que esta situación desfavorecerá la calidad de la información.

La tarea de verificación se divide en:

- Inspección visual: Se realizará la búsqueda de defectos externos,
- Inspección por ultrasonido: Búsqueda de defectos internos.

Una variación del espesor de 10% determinará que la zona no es óptima para la realización del ensayo y se procederá a buscar otro lugar para realizar el disparo.

#### **c) Materiales**

Los siguientes materiales son necesarios para los trabajos previos al escaneo, como son la limpieza del tramo a evaluar, la preparación de la superficie eliminando cualquier anomalía, entre otros.

- ✓ Trapos para limpieza
- ✓ Tiza y marcador metálico
- ✓ Lija de grano fino

#### **d) Equipos**

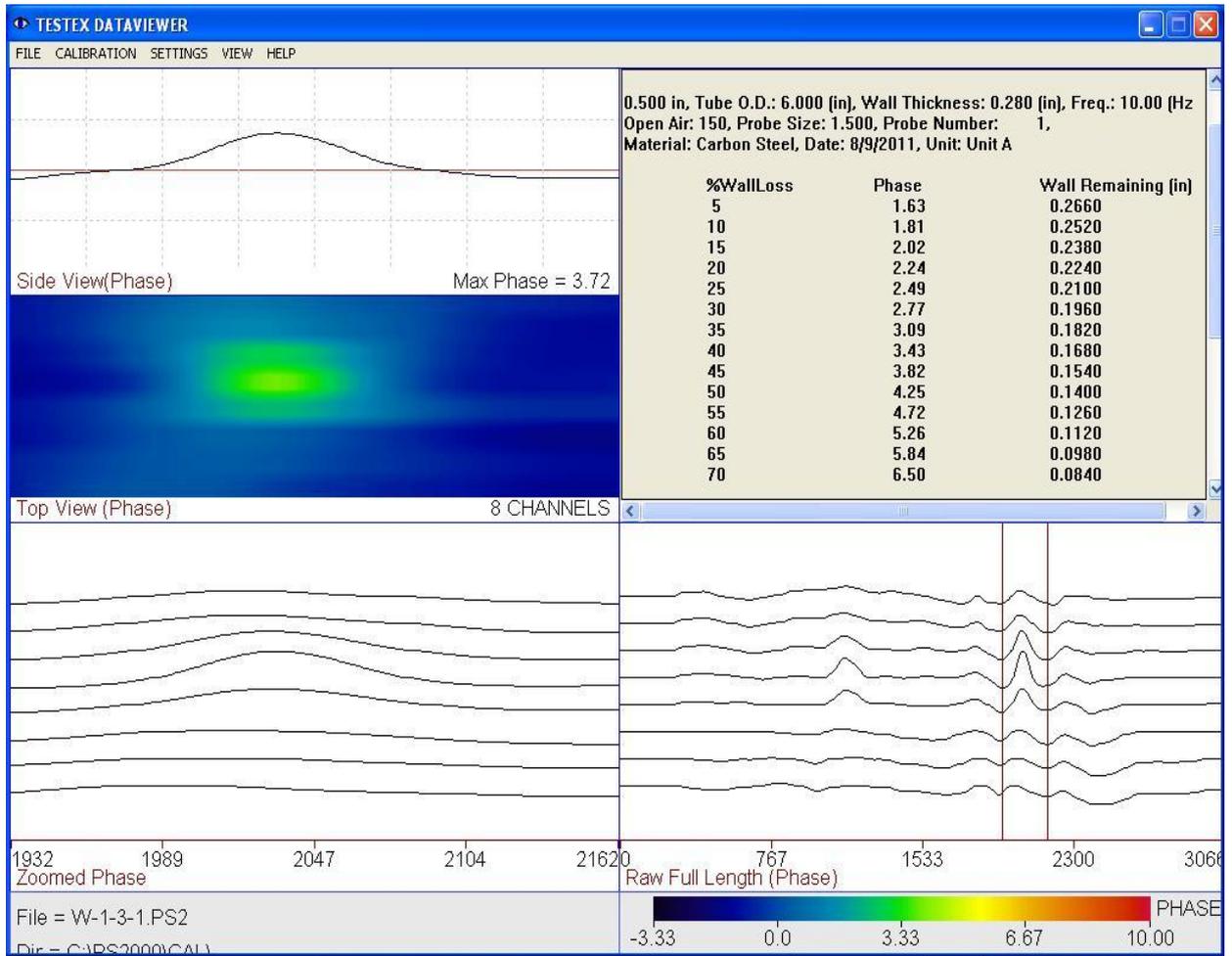
Equipo Escáner de Tuberías Testex Modelo PS-2000, que consta de: Una Laptop (Con el Software Colector de Datos y el Software Analizador de Datos instalados), sensores para diferentes diámetros de tuberías, 2 cables de señal, 1 cable de fuente de poder, 1 cable de Puerto Serie, 1 llave de licencia de seguridad HASP, y el Equipo PS-2000 (Instrumento Electrónico).

Medidor de Espesores Ultrasonico, para la confirmación de la pérdida metálica en las fallas detectadas por el escáner.

#### **Armado y configuración de los ensayos**

Cada cambio de tipo de tubería a inspeccionar, se deberá calibrar el equipo usándose el patrón de calibración correspondiente, el patrón de calibración deberá tener las mismas características de la tubería a inspeccionar: el mismo diámetro nominal, el mismo Schedule y el mismo material. Se deberá asegurar y verificar el correcto funcionamiento de las bobinas, asegurándose de una calibración cada 2 años.

**Tabla de Calibración.** Se elabora la Tabla de Calibración para calcular los valores de perdida de espesor. A continuación se muestra una tabla de calibración típica.



**Recolección de datos y Análisis de resultados**

El operador de la Laptop deberá comunicar la correcta recolección de los datos, esto significa el visto bueno del funcionamiento de cada bobina y la correcta grabación en memoria de los datos in situ y realizar un reporte de campo con el visto bueno de la evaluación del tramo dentro de las 24 hs de finalizada la inspección.

**Detalle de Resultados**

Se deberán clasificar los espectros obtenidos en la inspección contrastando los dos valores: amplitud y fase. Con la tabla de calibración se clasifican los daños en porcentajes.