

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**



**“PREVENCIÓN DE LA CORROSIÓN DURANTE EL MONTAJE DE UNA  
PLANTA DE GAS”**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO MECÁNICO**

**HUMBERTO JUSCAMAITA RODRÍGUEZ**

**PROMOCIÓN 2001-II**

**LIMA PERÚ**

**2004**

Dedico este trabajo a mi madre que siempre me apoya en cada decisión y en cada paso que yo tome, a ella le debo lo que soy y le estoy infinitamente agradecido. A mi padre que siempre me ha guiado a través de los años de mi vida, mi más sincero agradecimiento. A mi abuela que es para mi segunda madre, que Dios la colme de bendiciones; y a toda mi familia que siempre me brindan un afecto especial.

## INDICE

### PREVENCIÓN DE LA CORROSIÓN DURANTE EL MONTAJE DE UNA PLANTA DE GAS.

1. CAPITULO I: INTRODUCCIÓN.....	4
2. CAPITULO II: CORROSIÓN Y CLASIFICACIÓN.	
2.1 DEFINICIÓN DE CORROSIÓN.....	7
2.2 PERDIDAS ECONÓMICAS ORIGINADA POR LA CORROSIÓN.....	9
2.3 CLASIFICACIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LOS DISTINTOS PROCESOS DE CORROSIÓN.	
2.3.1 CORROSIÓN UNIFORME.....	13
2.3.2 CORROSIÓN GALVANICA.....	13
2.3.3 CORROSIÓN POR EROSIÓN.....	15
2.3.4 CORROSIÓN POR AGRIETAMIENTO.....	18
2.3.5 CORROSIÓN POR PICADURA.....	19
2.3.5 CORROSIÓN POR EXFOLIACIÓN.....	20
2.3.7 CORROSIÓN POR DISOLUCIÓN SELECTIVA.....	21
2.3.8 CORROSIÓN INTERGRANULAR O INTERCRISTALINA.....	22
2.3.9 CORROSIÓN DE FRACTURA POR TENSIÓN.....	24
2.3.10 CORROSIÓN DE FRACTURA POR FATIGA.....	27
3. CAPITULO III: PROYECTO GAS DE CAMISEA.	
3.1 CARACTERÍSTICAS DE GAS NATURAL.....	28
3.2 MÓDULOS DEL PROYECTO GAS DE CAMISEA.....	30
3.2.1 MÓDULO DE EXPLOTACIÓN.....	30
3.2.2 MÓDULO DE TRANSPORTE.....	32
3.2.3 MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN.....	33
3.3 UBICACIÓN Y DETALLES DE LA PLANTA MALVINAS.....	34

3.3.1	ÁREAS DE LA PLANTA.....	36
3.3.2	CLASIFICACIÓN DE LAS TUBERÍAS POR ESQUEMAS.....	39
3.3.3	JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO DE PREVENCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN EN LA PLANTA.....	42
4.	CAPITULO IV: DESARROLLO DEL TRABAJO DE PREVENCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN.	
4.1	MÉTODOS DE PROTECCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN.	
4.1.1	ALEACIONES RESISTENTES A LA CORROSIÓN.....	43
4.1.2	RECUBRIMIENTOS PROTECTORES.....	45
4.1.3	PROTECCIÓN CATÓDICA.....	46
4.2	SELECCIÓN DEL MÉTODO DE PROTECCIÓN.....	47
4.2.1	SECUENCIA DE ACTIVIDADES.....	50
4.2.2	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS SISTEMAS APLICADOS.....	59
4.3	NORMAS PARA LA PREPARACIÓN DE LA SUPERFICIE Y APLICACIÓN DE RECUBRIMIENTOS.	
4.3.1	PREPARACIÓN DE SUPERFICIES.....	73
4.3.2	APLICACIÓN DE RECUBRIMIENTOS.....	77
4.4	PROCEDIMIENTOS DE PREPARACIÓN DE SUPERFICIE Y APLICACIÓN DE RECUBRIMIENTOS PROTECTORES.....	81
4.4.1	ESQUEMA 1.....	82
4.4.2	ESQUEMA 6.....	86
4.5	SEGURIDAD DURANTE LA REALIZACIÓN DE LOS TRABAJOS DE ARENADO Y PINTADO.....	88
5.	CAPITULO V: CONTROL DE CALIDAD DURANTE LA APLICACIÓN DE RECUBRIMIENTOS.	

5.1 CONDICIONES AMBIENTALES.....	94
5.2 PERFIL DE SUPERFICIE.....	96
5.3 ESPESOR DE PELÍCULA HÚMEDA.....	97
5.4 ESPESOR DE PELÍCULA SECA.....	98
5.5 CÁLCULO DEL EPH EN FUNCIÓN DEL EPS. ....	99
5.6 TIEMPO DE SECAMIENTO.....	99
5.7 HOJA DE CONTROL DE CALIDAD.....	100

CONCLUSIONES.

BIBLIOGRAFÍA.

ANEXOS.

## **PROLOGO.**

Las primeras estimaciones de los costos de la corrosión, así como las más recientes, coinciden en señalar que éstos corresponden a aproximadamente el 3% del PBI de un país. Pero más dramática que estas pérdidas impresionantes, se presentan aún la posibilidad de un agotamiento de las reservas naturales de los metales industriales en plazos no lejanos. Luchar contra la corrosión pronto va a dejar de ser tan solo una inversión muy rentable, para convertirse en una necesidad de supervivencia.

La corrosión es un fenómeno que puede afectar prácticamente a cualquier material y cuando ésta no es prevenida o controlada puede reducir significativamente la vida útil o la eficiencia de componentes, equipos, estructuras e instalaciones.

Este Informe ha sido realizado en 5 capítulos:

En el **Capítulo 1** describimos la introducción al trabajo, en donde describiremos los detalles del lugar en donde se desarrollaron las labores de prevención de la corrosión, detalles como ubicación, clima, temperaturas, humedad, etc. Además mencionaremos el objetivo del trabajo y sintetizamos los pasos a desarrollar para lograr este objetivo.

En el **Capítulo 2** describiremos el proceso de la corrosión y mencionaremos las pérdidas económicas que origina, tanto directas como indirectas. Además mencionaremos los diversos tipos de corrosión que podemos encontrar de acuerdo a la naturaleza de la sustancia corrosiva, mecanismo de corrosión y apariencia del metal corroído.

En el **Capítulo 3** describimos el Proyecto del Gas de Camisea, dando un alcance de las características del gas natural, así como una descripción de los módulos del proyecto. También en este capítulo describiremos cada una de las áreas de la Planta Malvinas para poder luego hacer una clasificación de las tuberías de la planta en función de la temperatura del fluido que transporta.

En el **Capítulo 4** describimos los métodos que se utilizan para prevenir la corrosión, para luego seleccionar un método y definir la secuencia de actividades del mismo. En base al método seleccionado se detallarán las especificaciones técnicas de los sistemas aplicados, se mencionarán las normas aplicadas y procedimientos para la preparación de superficies y aplicación de recubrimientos protectores.

Finalmente haremos hincapié en la parte de la seguridad que debe tenerse en cuenta durante la realización de los trabajos.

En el **Capítulo 5** describimos el proceso de control de calidad realizado durante la preparación de la superficie y durante la aplicación de los recubrimientos protectores.

Detallaremos las condiciones ambientales optimas, así como el perfil de superficie, espesor de película húmeda, espesor de película seca, tiempo de secamiento; variables que deberán estar dentro del rango establecido, y deberán ser colocadas en las hojas de control de calidad. Las hojas de control de calidad constituyen el registro de las condiciones a las que se realizaron los trabajos de prevención de la corrosión.



## **CAPÍTULO 1**

### **INTRODUCCIÓN.**

Sin menoscabar la importancia que tiene con relación a otros aspectos, la principal motivación para el estudio de la corrosión es, sin duda, de índole económica y de seguridad.

El presente trabajo "*Prevención de la corrosión durante el montaje de una planta de gas*" se desarrollo en la planta de separación de líquidos, ubicada en la localidad de Las Malvinas distante aproximadamente a 500 Km. al este de la ciudad de Lima, en una región de la selva amazónica conocida como Bajo Urubamba (Proyecto EPC-1 Camisea), dicha planta fue parte del modulo de explotación del Proyecto del Gas de Camisea.

Por su ubicación geográfica la zona de Las Malvinas presenta un clima Tropical de Selva Baja que caracteriza a la región natural de Selva Baja u Omagua.

Este clima es cálido y húmedo, extendiéndose en la planicie amazónica que comprende el piso altitudinal entre 80 y 500 msnm.

En esta zona se presentan temperaturas máximas absolutas siempre mayores a 36 °C, las temperaturas medias anuales son superiores a 25 °C. Las diferencias de temperatura entre el día y la noche son menos marcadas que en la selva alta y el calor persiste durante las 24 horas. La humedad atmosférica es alta a lo largo de todo el año, favorecida por la evaporación de los cursos de agua y zonas pantanosas.

El módulo de explotación en el lote 88, Yacimientos de Gas de Camisea fue adjudicado al consorcio formado por las empresas Pluspetrol (Argentina), Hunt Oil (USA), SK Corp. (Corea) e Hidrocarburos Andinos. (Argentina)

En el diseño, construcción, operación y mantenimiento de sistemas de tuberías de gas, internacionalmente se utilizan las especificaciones técnicas establecidas por el Código ASME B-31.8 “Gas Transmission and Distribution Piping Systems”, el cual en el capítulo VI “Corrosión Control”, enuncia los requisitos mínimos y procedimientos para el control de la corrosión en el diseño de instalaciones nuevas y para la operación y mantenimiento de sistemas ya existentes.

Para la preparación de la superficie los métodos utilizados, son los normalizados por las instituciones SSPC (Steel Structures Painting Council), NACE (National Association of Corrosión Engineers) y la SIS. (Swedish Institute of Standars)

## **OBJETIVO DEL TRABAJO.**

Las tuberías utilizadas en planta provienen de fábrica solo con recubrimientos base que requieren ser reforzados mediante la aplicación de alguna técnica de protección contra la corrosión, porque cuando ésta no es prevenida o controlada puede reducir significativamente la vida útil o la eficiencia de componentes, equipos, estructuras e instalaciones. Además una fuga en una planta de gas es un peligro y por ello debe seleccionarse la forma de protección más conveniente y evitar los riesgos que se puedan correr. Además luego de puesta en marcha de la planta los mantenimientos juegan un papel importante en los aspectos de seguridad de la planta.

La técnica seleccionada es la de la aplicación de multicapas de recubrimiento. Se le aplica la primera capa antes de su instalación, previa preparación de la superficie que deberá ser compatible con el revestimiento a ser aplicado; y la segunda luego de la instalación en planta.

Previo a la aplicación de la segunda capa, las tuberías requieren ser resanadas debido a que durante el proceso de instalación de las tuberías metálicas y componentes expuestas, estas se encuentran sometidas a impacto entre si o con otros cuerpos, caídas, fricciones, raspones, etc. que les ocasionan deterioro sobre la primera capa aplicada previamente. De esta manera se evita que queden puntos de corrosión en las tuberías instaladas.

## CAPÍTULO 2

# CORROSIÓN Y CLASIFICACIÓN.

### 2.1 DEFINICIÓN DE CORROSIÓN.

La corrosión puede definirse como la reacción química o electroquímica de un metal o aleación con su medio circundante con el siguiente deterioro de sus propiedades.

La reacción básica de corrosión es por tanto:



De acuerdo con ello también es posible definir la corrosión desde un punto de vista más químico como el tránsito de un metal de su forma elemental a su forma iónica o combinada con cesión de electrones a un no metal como el oxígeno o el azufre, por ejemplo. Es decir, el metal, a través de la corrosión, retorna a la forma combinada formando óxidos, sulfuros, hidróxidos, etc., que es como los metales se encuentran habitualmente en la naturaleza por tratarse de formas termodinámicamente más estables.

Desde el primer momento de su extracción, para lo cual es necesario cambiar las condiciones termodinámicas utilizando reductores, altas temperaturas, etc., el metal muestra una tendencia inherente a reaccionar con el medio ambiente (atmósfera, agua, suelo, etc.) retornando a la forma combinada. El proceso de corrosión es natural y espontáneo, y cuanto mayor es la energía gastada en la obtención del metal a partir del mineral, tanto más fácilmente el metal revierte al estado combinado, es decir, tanto más favorecida termodinámicamente está la reacción de corrosión.

Metalurgia extractiva y corrosión son, por lo tanto procesos de acción opuesta. El proceso de corrosión es la interacción de un metal con el medio que lo rodea, produciendo el consiguiente deterioro en sus propiedades tanto físicas como químicas. Las características fundamentales de este fenómeno, es que sólo ocurre en presencia de un electrolito, ocasionando regiones plenamente identificadas, llamadas estas anódicas y catódicas: una reacción de oxidación es una reacción anódica, en la cual los electrones son liberados dirigiéndose a otras regiones catódicas. En la región anódica se producirá la disolución del metal (corrosión) y, consecuentemente en la región catódica la inmunidad del metal.

Los enlaces metálicos tienden a convertirse en enlaces iónicos, lo favorece que el material pueda en cierto momento transferir y recibir electrones, creando zonas catódicas y zonas anódicas en su

estructura. La velocidad a que un material se corroe es lenta y continúa todo dependiendo del ambiente donde se encuentre, a medida que pasa el tiempo se va creando una capa fina de material en la superficie, que van formándose inicialmente como manchas hasta que llegan a aparecer imperfecciones en la superficie del metal.

Este mecanismo que es analizado desde un punto de vista termodinámico electroquímico, indica que el metal tiende a retomar al estado primitivo o de mínima energía, siendo la corrosión por lo tanto la causante de grandes perjuicios económicos en las instalaciones.

## **2.2 PÉRDIDAS ECONÓMICAS ORIGINADAS POR LA CORROSIÓN.**

Las primeras estimaciones de los costos de la corrosión, así como las más recientes, coinciden en señalar que éstos corresponden a aproximadamente el 3% del PBI de un país. La corrosión es un fenómeno que puede afectar prácticamente a cualquier material y cuando ésta no es prevenida o controlada puede reducir significativamente la vida útil o la eficiencia de componentes, equipos, estructuras e instalaciones.

Las pérdidas económicas derivadas de la corrosión pueden clasificarse en directas e indirectas. Las pérdidas directas se relacionan con los costos necesarios para la reposición de estructuras, equipos, maquinaria o componentes que pueden quedar inservibles por efecto de la corrosión. Respecto a pérdidas indirectas, se pueden nombrar las siguientes: pérdidas por interrupciones, pérdidas de productos, pérdidas por contaminación de

productos, pérdidas de rendimiento, pérdidas debido al aumento de las dimensiones, pérdidas por accidentes.

Se estima que la relación entre los gastos directos e indirectos se sitúa entre  $1/6$  y  $1/10$ . Además se estima que entre el 10 y el 12% de la producción mundial de acero se pierde completamente cada año a causa de la corrosión.

Las paradas de producción de las plantas pueden ocurrir y ocurren como un resultado de la corrosión, provocando gastos directos e indirectos de aspecto económico y humano.

Dentro de los aspectos económicos tenemos:

- a) Reposición del equipo corroído.
- b) Aumento del coeficiente de seguridad y sobre diseño para soportar la corrosión.
- c) Mantenimiento preventivo como la aplicación de recubrimientos.
- d) Paros de producción debida a fallas por corrosión.
- e) Contaminación de productos.
- f) Pérdida de eficiencia ya que los coeficientes de seguridad, sobre diseño de equipo y productos de corrosión por ejemplo, decrecen la velocidad de transmisión de calor en intercambiadores de calor.
- g) Pérdida de productos valiosos.
- h) Daño de equipo adyacente a aquel en el cual se tuvo la falla de corrosión.

Dentro de los aspectos humanos y sociales tenemos:

- a) La seguridad, ya que fallas violentas pueden producir incendios, explosiones y liberación de productos tóxicos.
- b) Condiciones insalubres por ejemplo, contaminaciones debido a productos del equipo corroído o bien un producto de la corrosión misma.
- c) Agotamiento de los recursos naturales, tanto en metales como en combustibles usados para su manufacturera.
- d) Desmejoran su apariencia, ya que los materiales corroídos generalmente son desagradables a la vista.

### **2.3 CLASIFICACIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LOS DISTINTOS PROCESOS DE CORROSIÓN.**

La corrosión ocurre en muchas y muy variadas formas, pero su clasificación generalmente se basa en uno de los tres siguientes factores:

1. **Naturaleza de la sustancia corrosiva.** La corrosión puede ser clasificada como húmeda o seca, para la primera se requiere un líquido o humedad mientras que para la segunda, las reacciones se desarrollan con gases a alta temperatura (oxidación).
2. **Mecanismo de corrosión.** Este comprende las reacciones electroquímicas o bien, las reacciones químicas.
3. **Apariencia del metal corroído.** La corrosión puede ser uniforme y entonces el metal se corroe a la misma velocidad en toda su superficie,



o bien, puede ser localizada, en cuyo caso solamente resultan afectadas áreas pequeñas.

La clasificación por apariencia, uniforme o localizada, es muy útil para una discusión preliminar que en caso de requerirse en forma más completa, necesita del establecimiento de las diferencias entre la corrosión localizada de tipo macroscópico y el ataque microscópico local.

En el ataque microscópico, la cantidad de metal disuelto es mínima y puede conducir a daños muy considerables antes de que el problema sea visible.

## TIPOS DE CORROSIÓN.

Los diferentes tipos de corrosión se presentan a continuación en la figura 2.1 .

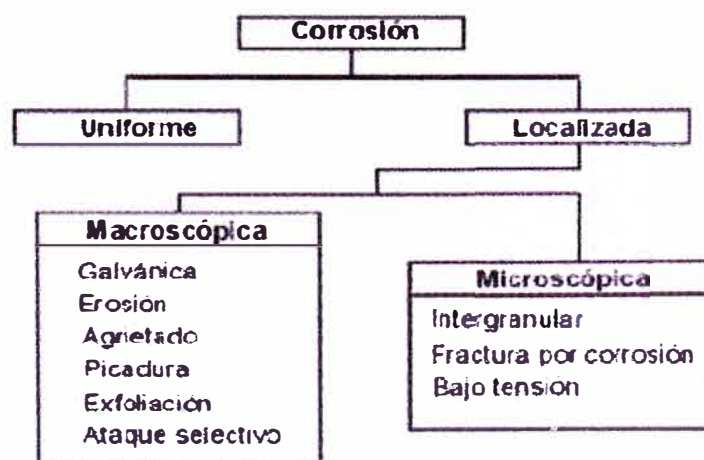


FIGURA 2.1 DIFERENTES FORMAS DE CORROSIÓN

A continuación se presenta un resumen de cada una de estas formas.

### **2.3.1 CORROSION UNIFORME.**

El ataque uniforme sobre grandes áreas de una superficie metálica (Fig. No. 2.2) es la forma más común de la corrosión y puede ser húmeda o seca, electroquímica o química, siendo necesario seleccionar los materiales de construcción y los métodos de protección como pintura, para controlarla.

Por otra parte, la corrosión uniforme es la forma más fácil de medir, por lo que las fallas inesperadas pueden ser evitadas simplemente por inspección regular.

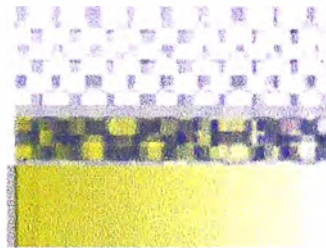


FIGURA N° 2.2 CORROSIÓN UNIFORME

### **2.3.2 CORROSION GALVANICA.**

La corrosión galvánica se presenta, cuando dos metales de diferente potencial electroquímico están en contacto o conectados por medio de un conductor eléctrico, son expuestos a una solución conductora. En este caso, existe una diferencia en potencial eléctrico entre los metales diferentes y sirve como fuerza directriz para el paso de la corriente eléctrica a través del agente corrosivo, de tal forma que el flujo de corriente corroe uno de los metales del par formado.

Mientras más grande es la diferencia de potencial entre los metales, mayor es la probabilidad de que se presente la corrosión galvánica debiéndose notar que este tipo de corrosión sólo causa deterioro en uno de los metales, mientras que el otro metal del par casi no sufre daño.

El metal que se corroe recibe el nombre de metal activo, mientras que el que no sufre daño se le denomina metal más noble.

La relación de áreas entre los dos metales es muy importante, ya que un área muy grande de metal noble comparada con el metal activo, acelerará la corrosión, y por el contrario, una mayor área del metal activo comparada con el metal noble disminuye el ataque del primero.

La corrosión galvánica a menudo puede ser reconocida por el incremento del ataque junto a la unión de los metales, como se indica en la figura No. 2.3 y este tipo puede ser controlado por el uso de aislamientos o restringiendo el uso de uniones de metales cuando ellos forman diferencias de potencial muy grande en el medio ambiente en el que se encuentran. La diferencia de potencial puede ser medida, utilizando como referencia la serie galvánica de los metales y aleaciones, en la serie de los potenciales tipo (Standard) de óxido de reducción.

Otro método para reducir la corrosión galvánica, es evitar la presencia de grandes áreas de metal noble con respecto a las de metal activo.

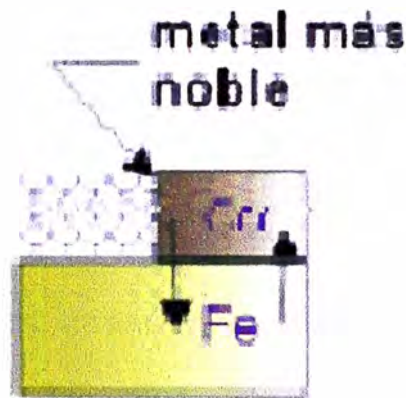


FIGURA N° 2.3 CORROSIÓN GALVANICA

### 2.3.3 CORROSION POR EROSION.

Cuando el movimiento del medio corrosivo sobre la superficie metálica incrementa la velocidad de ataque debido a desgaste mecánico, este recibe el nombre de corrosión por erosión. La importancia relativa del desgaste mecánico y la corrosión, es a menudo difícil de establecer y varía grandemente de una situación a otra, y el mecanismo de la erosión generalmente se atribuye a la remoción de películas superficiales protectoras, como por ejemplo, películas de óxido formadas por el aire, o bien, productos adherentes de la corrosión.

La corrosión por erosión, generalmente tiene la apariencia de picaduras poco profundas de fondo terso, como se ve en la figura No. 2.4 y el ataque puede presentar también una distribución

direccional debido al camino seguido por el agente agresivo cuando se mueve sobre la superficie del metal, tal y como se muestra en la figura No. 2.4.

La corrosión por erosión prospera en condiciones de alta velocidad, turbulencia, choque, etc., y frecuentemente se observa en impulsores de bombas, agitadores y en codos y cambios de dirección de tuberías. Los líquidos con suspensión conteniendo partículas sólidas duras pueden igualmente causar este tipo de problema.

La corrosión por erosión puede ser evitada por cambios de diseño o por selección de materiales más resistentes.



FIGURA N° 2.4 CORROSIÓN POR EROSIÓN

La corrosión por cavitación y desgaste (fretting) son formas especiales de la corrosión por erosión. La primera es causada por la formación y colapso de burbujas de vapor en la superficie del metal. Las altas presiones producidas por este colapso pueden disolver el metal, remover las partículas protectoras, etc.

La corrosión por desgaste (fretting) ocurre cuando las piezas de

metal se deslizan una sobre la otra, causando daño mecánico a una o ambas piezas (Figura No. 2.5) y el deslizamiento es generalmente un resultado de la vibración.

La corrosión se cree que juega uno de los siguientes papeles: el calor de la fricción oxida el metal y a continuación el óxido se desgasta, o bien, la remoción mecánica de las partículas protectoras de óxido, o los productos de la corrosión resultantes, dan como resultado la exposición de superficies limpias del metal al medio agresivo, en tal forma que el fenómeno corrosivo se acelera.

La corrosión por deslizamiento se atenúa utilizando materiales de construcción más duros, empleando lubricación o bien incrementando la fricción hasta un punto tal en que el deslizamiento es imposible.

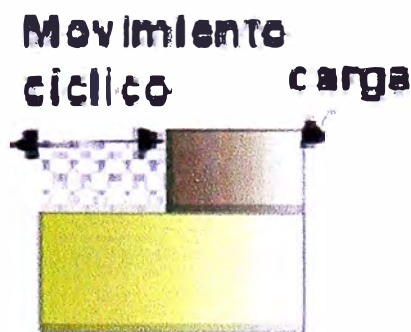


FIGURA N° 2.5 CORROSIÓN POR ABRASIÓN

### **2.3.4 CORROSION POR AGRIETAMIENTO.**

Las condiciones ambientales en una grieta, pueden con el tiempo volverse muy diferentes de las existentes en una superficie limpia y abierta, por lo que un medio ambiente muy agresivo puede desarrollar y causar corrosión en las grietas. (figura No.2.6)

Las grietas o hendiduras generalmente se encuentran en los empaques, traslapes, tornillos, remaches, etc., y también pueden formarse por depósitos de suciedad, productos de la corrosión y raspaduras en las películas de recubrimiento.

La corrosión por agrietamiento, generalmente se atribuye a los siguientes factores:

- a). Cambios de acidez en la grieta o hendidura.
- b). Escasez de oxígeno en la grieta.
- c). Desarrollo de iones diferentes en la hendidura.
- d). Agotamiento de Inhibidor en la grieta.

Al igual que todas las formas de corrosión localizada, la corrosión por agrietamiento no ocurre en todas las combinaciones metal-agente corrosivo, y algunos materiales son más susceptibles para producirla que otros, como por ejemplo aquéllos que dependen de las películas protectoras de óxido formadas por el aire para adquirir su resistencia a la corrosión, tal y como sucede con el acero inoxidable y el titanio.

Estos materiales pueden ser aleados para mejorar su resistencia y

el diseño deberá hacerse de tal manera, que se reduzcan las hendiduras, tratando de mantener las superficies limpias para combatir este tipo de corrosión.

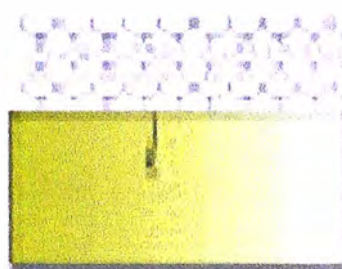


FIGURA N° 2.6 CORROSIÓN POR AGRIETAMIENTO

### **2.3.5 CORROSION POR PICADURA.**

La corrosión por picadura se presenta por la formación de orificios en una superficie relativamente inatacada y las picaduras pueden tener varias formas (figura No. 2.7).

La forma de una picadura es a menudo responsable de su propio avance, por las mismas razones mencionadas en la corrosión por agrietamiento, es decir, una picadura puede ser considerada como una grieta o hendidura formada por si misma.

Para reducir la corrosión por picadura se necesita una superficie limpia y homogénea, por ejemplo, un metal homogéneo y puro con una superficie muy pulida deberá ser generalmente, mucho más resistente que una superficie que tenga incrustaciones, defectos o rugosidad.



La corrosión por picadura es un proceso lento que puede llevarse meses y años antes de ser visible, pero que naturalmente, causará fallas inesperadas. El pequeño tamaño de la picadura y las minúsculas cantidades de metal que se disuelven al formarla, hacen que la detección de ésta sea muy difícil en las etapas iniciales.

La limpieza de la superficie y la selección de materiales conocidos, resistentes a la formación de picaduras en un medio ambiente determinado, es generalmente el camino más seguro para evitar este tipo de corrosión.

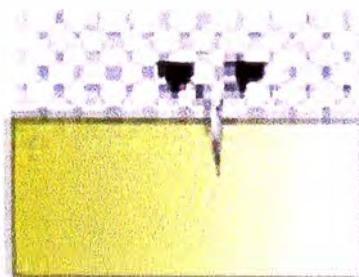


FIGURA N° 2.7 CORROSIÓN POR PICADURA

### **2.3.6 CORROSION POR EXFOLIACION.**

La corrosión por exfoliación es una corrosión subsuperficial que comienza sobre una superficie limpia, pero se esparce debajo de ella y difiere de la corrosión por picadura en que el ataque tiene una apariencia laminar.

Capas completas de material son corroídas (figura No. 2.8) y el ataque es generalmente reconocido por el aspecto escamoso y en ocasiones ampollado de la superficie.

Al final del ataque, una muestra tiene la apariencia de un mazo de barajas en el cual algunas de las cartas han sido extraídas. Este mecanismo es bien conocido en las aleaciones de aluminio y se combate utilizando aleaciones y tratamientos térmicos.

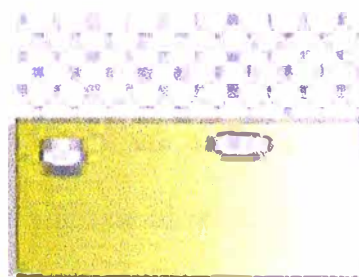


FIGURA N° 2.8 CORROSIÓN POR EXFOLIACIÓN

### **2.3.7 CORROSION POR DISOLUCION SELECTIVA.**

La corrosión por disolución selectiva se produce al efectuarse la remoción de uno de los elementos de una aleación siendo el ejemplo más común la eliminación del zinc en aleaciones de cobre-zinc, conocido con el nombre de dezincificación. Este fenómeno corrosivo produce un metal poroso (figura 2.9) que tiene propiedades mecánicas muy pobres y obviamente el remedio a este caso es el empleo de aleaciones que no sean susceptibles a este proceso.

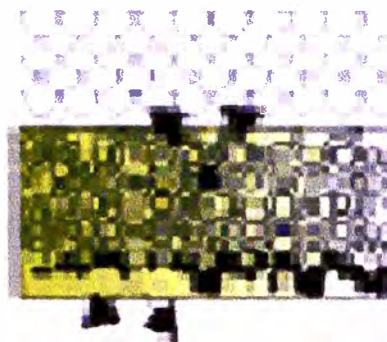


FIGURA N° 2.9 CORROSIÓN POR DISOLUCIÓN SELECTIVA

### 2.3.8 CORROSION INTERGRANULAR O INTERCRISTALINA.

Para entender este tipo de ataque es necesario considerar que cuando un metal fundido se cuela en un molde, su solidificación comenzó con la formación de núcleos al azar, cada uno de los cuales crece en un arreglo atómico regular para formar lo que se conoce con el nombre de granos o cristales.

El arreglo atómico y los espaciamientos entre las capas de los granos, son los mismos en todos los cristales de un metal dado; sin embargo, debido a la nucleación al azar, los planos de los átomos en las cercanías de los granos no encajan perfectamente bien y el espacio entre ellos recibe el nombre de límite de grano. Si se dibuja una línea de 2.5 cm. de longitud sobre la superficie de una aleación, esta deberá cruzar aproximadamente 1 000 límites de grano.

Los límites de grano son a veces atacados preferencialmente por un agente corrosivo y el ataque se relaciona con la segregación de elementos específicos o por la formación de un compuesto

en el límite. La corrosión generalmente ocurre, porque el agente corrosivo ataca preferencialmente el límite de grano o una zona adyacente a él, que ha perdido un elemento necesario para tener una resistencia a la corrosión adecuada.

En un caso severo de corrosión inter cristalina, granos enteros se desprenden debido al deterioro completo de sus límites (figura No. 2.10), en cuyo caso, la superficie aparecerá rugosa al ojo desnudo y se sentirá rugosa debido a la pérdida de los granos.

El fenómeno de límite de grano que causa la corrosión inter cristalina, es sensible al calor por lo que la corrosión de este tipo, es un subproducto de un tratamiento térmico como la soldadura o el relevado de esfuerzos y puede ser corregido por otro tipo de tratamiento térmico o por el uso de una aleación modificada.

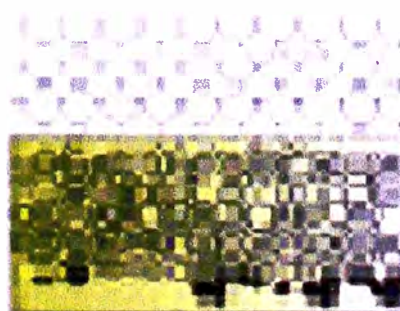


FIGURA N° 2.10 CORROSIÓN INTERGRANULAR

### **2.3.9 CORROSION DE FRACTURA POR TENSIÓN.**

La acción conjunta de un esfuerzo de tensión y un medio ambiente corrosivo, dará como resultado en algunos casos, la fractura de una aleación metálica. La mayoría de las aleaciones son susceptibles a este ataque, pero afortunadamente el número de combinaciones aleación corrosivo que causan este problema, son relativamente pocas. Este constituye uno de los problemas metalúrgicos más serios. Los esfuerzos que causan las fracturas provienen de trabajos en frío, soldadura, tratamiento térmicos, o bien, pueden ser aplicados en forma externa durante la operación del equipo.

Las fracturas pueden seguir caminos inter cristalinos o transcristalinos (figura No. 2.11) que a menudo presentan una tendencia a la ramificación.

Algunas de las características de la corrosión de fractura por tensión, son las siguientes:

- a) Para que esta corrosión exista, se requiere un esfuerzo de tensión.
- b) Las fracturas se presentan quebradizas en forma macroscópica, mientras que las fallas mecánicas de la misma aleación, en ausencia de un agente corrosivo específico, generalmente presentan ductibilidad.
- c) La corrosión por esfuerzos depende de las condiciones metalúrgicas de la aleación.

- d) Algunos medios ambientes específicos, generalmente causan fractura en una aleación dada. El mismo medio ambiente no causa fracturas en otras aleaciones.
- e) La corrosión por esfuerzo puede ocurrir en medios ambientes considerados no agresivos para una aleación dada, por ejemplo la velocidad de corrosión uniforme es baja hasta que se presenta una fractura.
- f) Largos periodos de tiempo, a menudo años, pueden pasar antes de que las fracturas sean visibles, pero entonces al presentarse, se propagan rápidamente con el resultado de una falla inesperada.
- g) La corrosión por esfuerzo, no está completamente entendida en la mayoría de los casos; sin embargo, en la actualidad se dispone de muchos datos para ayudar al ingeniero a evitar este problema.

Para combatir la corrosión de fracturas por tensión, es necesario realizar el relevado de esfuerzo o seleccionar un material más resistente.

El término de fragilización por hidrógeno se confunde frecuentemente con la corrosión de fractura por tensión, debido a que el hidrógeno desempeña una función en algunos casos de ésta y para distinguir la fragilización por hidrógeno de la corrosión de fractura por tensión, es conveniente juzgar los siguientes conceptos:

- a) La fractura debido al hidrógeno introducido en el metal sin corrosión de éste, por ejemplo, en la protección catódica, no es definitivamente corrosión de fractura por tensión.
- b) La fractura debido al hidrógeno producida por una alta velocidad de corrosión uniforme como en el decapado, tampoco es corrosión de fractura por tensión porque no se necesita tener un esfuerzo mientras el hidrógeno se produce y la fractura se presenta posteriormente cuando la tensión es aplicada después de la reacción corrosiva con liberación de hidrógeno.
- c) Cuando el hidrógeno se produce por corrosión local en una fractura o picadura sobre un metal sometido a esfuerzo de tensión y resulta una propagación en la fractura, entonces sí se considera que la corrosión pertenece al tipo de corrosión de fractura por tensión.

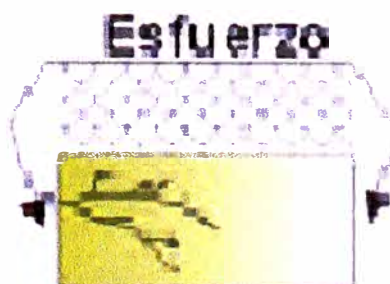


FIGURA Nº 2.11 FRACTURA POR CORROSIÓN BAJO TENSIÓN

### 2.3.10 CORROSION POR FATIGA.

La corrosión por fatiga, es una forma especial del tipo de corrosión de fractura por tensión y se presenta en ausencia de medios corrosivos, debido a esfuerzos cíclicos repetidos. Estas fallas son muy comunes en estructuras sometidas a vibración continua.

La corrosión por fatiga, se incrementa naturalmente con la presencia de un medio agresivo, de tal forma que el esfuerzo necesario para producir la corrosión por fatiga, se reduce en algunas ocasiones hasta la mitad del necesario, para producir la falla en aire seco (figura No. 2.2.12).

Los métodos para evitar la corrosión por fatiga, necesitan prevenir la fractura producida por ésta desde el principio, ya que es muy difícil detener la propagación de las fracturas, una vez que se inician.

De lo indicado anteriormente, se ve la necesidad de reconocer en primer lugar, las diferentes formas en las que se presenta la corrosión para así tomar medidas pertinentes que permitan establecer los métodos correctivos para atenuarla, los cuales son mejor comprendidos si se conoce la teoría de la corrosión.

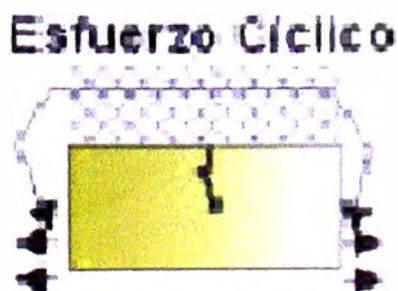


FIGURA N° 2.12 CORROSIÓN POR FATIGA



## **CAPÍTULO 3**

# **PROYECTO GAS DE CAMISEA.**

### **3.1 CARACTERÍSTICAS DEL GAS NATURAL.**

Los yacimientos de Gas de Camisea están conformados por dos campos, San Martín y Cashiriari. Estos campos están ubicados aproximadamente a 500 Km al este de la ciudad de Lima, en la selva amazónica.

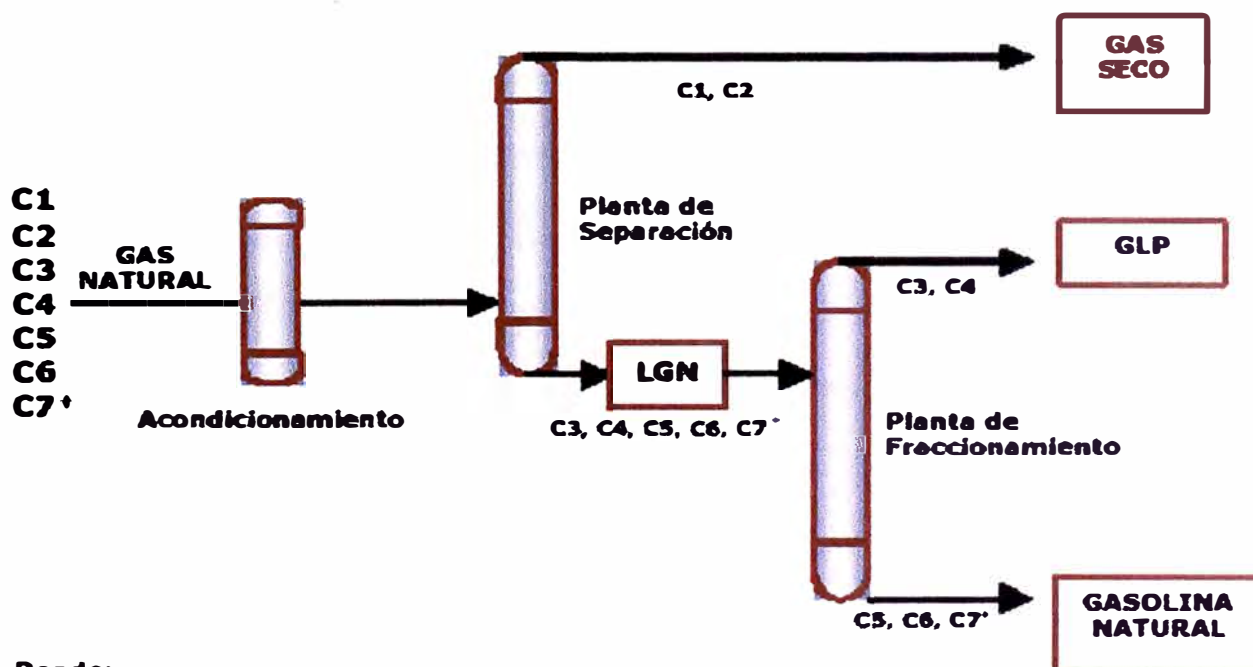
Los reservorios del área de Camisea son del tipo Gas Condensado Retrogrado, soportados por impulsión de agua de cuyo acuífero no se conoce la extensión. Adicionalmente los reservorios presentan comportamiento de doble porosidad y permeabilidad debido a la presencia de fracturas naturales.

Durante la explotación de los campos será conveniente mantener la presión del reservorio a través de operaciones de reciclaje de gas seco para minimizar la condensación retrograda de los líquidos dentro del reservorio y así maximizar la recuperación final de los líquidos del gas (LGN).

Entre las características de gas natural podemos nombrar las siguientes:

- El gas natural es un combustible fósil formado por un conjunto de hidrocarburos que, en condiciones de reservorio, se encuentran en estado gaseoso o en disolución con el petróleo.
- Es natural, porque se forma en el interior de la tierra a partir de la descomposición de materiales orgánicos a través del tiempo.
- El principal componente del gas natural es el metano, que usualmente constituye como mínimo el 80% del mismo.
- Sus otros componentes son: el etano, el propano, el butano y otras fracciones más pesadas como el pentano, el hexano y el heptano.

### PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL

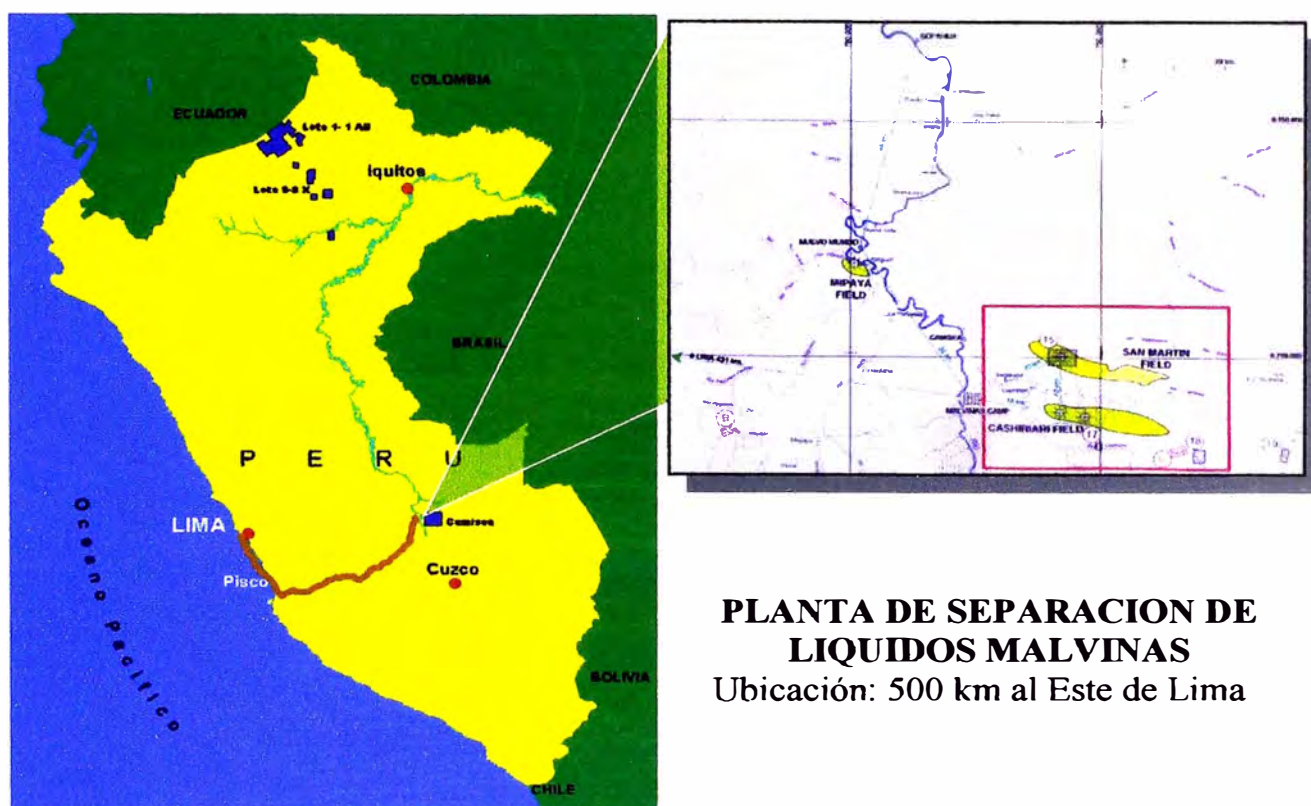


**Donde:**

**C1:** Metano; **C2:** Etano; **C3:** Propano; **C4:** Butano; **C5:** Pentano; **C6:** Hexano; **C7<sup>+</sup>:** Heptano e hidrocarburos más pesados.

FIGURA 5.1  
PROCESAMIENTO DEL GAS NATURAL

### 3.2 MÓDULOS DEL PROYECTO GAS DE CAMISEA.



**PLANTA DE SEPARACIÓN DE  
LIQUIDOS MALVINAS**  
Ubicación: 500 km al Este de Lima

FIGURA 5.2  
UBICACIÓN DE LA PLANTA MALVINAS

El proyecto del gas de Camisea consta de 3 módulos:

#### 3.2.1 MODULO DE EXPLOTACIÓN.

Ubicado en el yacimiento Lote 88 en Camisea que fue adjudicada al consorcio liderado por Pluspetrol Perú Corporation S.A. El contrato del módulo de explotación es por 40 años. El módulo de explotación comprende dos áreas geográficas. El área del Upstream que abarca todas las operaciones a realizarse en el Lote 88, y el área del Downstream, que abarca la Planta de Fraccionamiento de Líquidos en la zona de Pisco.

**LOTE 88.**

Dentro del Lote 88 se llevaron una serie de actividades de explotación, construcción y operación, que fueron agrupadas en cuatro sub proyectos:

- I) Relevamiento sísmico 3D.
- II) Perforación de pozos en las plataformas San Martín 1 y 3, Cashiriari 1 y 3.
- III) Líneas de conducción de gas del Lote 88 (Flow Lines).
- IV) Planta de Gas “Las Malvinas”.

**PLANTA DE FRACCIONAMIENTO DE LÍQUIDOS EN LA PLAYA LOBERÍA, PISCO.**

Adicionalmente, el consorcio a cargo de la explotación, liderado por Pluspetrol, construyó la Planta de Fraccionamiento, que incluye una unidad de fraccionamiento para producir propano, butano y una unidad de destilación primaria de producción de nafta, diesel y combustible para motores de reacción (JP-5). También tiene tanques refrigerados que operaran a presión atmosférica para el almacenamiento de propano y butano, así como tanques convencionales para el almacenamiento de los productos de la unidad de destilación primaria.

El terminal de Carga y Alternativa Cañería Submarina, de ubicación en mar, de que acuerdo al diseño incluye cuatro tuberías y un cable de instrumentación submarina. El tendido de tuberías es a lo largo de

aproximadamente 4000 metros de los cuales aproximadamente 3100 metros se encuentran bajo agua. Dos tuberías PIP que tendrán 20 pulgadas de diámetro con doble pared y aislamiento intermedio para el transporte de propano y butano refrigerados, una tubería de 24 pulgadas de diámetro que servirá para la conducción de nafta y una tubería de 10 pulgadas para el transporte de diesel.

### **3.2.2 MODULO TRANSPORTE.**

El proyecto transporte contemplo la construcción de un Sistema de Transporte por Ductos para el gas natural y para los líquidos del gas natural desde los campos de Camisea (Selva Sur, Cuzco) hasta la costa central del país, el cual tiene dos componentes:

- Un ducto para Gas Natural de 714 Km de longitud, que va desde la Planta Criogénica en Malvinas (Camisea) hasta el “City Gate” en Lurín Lima.
- Un ducto para los líquidos del Gas Natural de 540 Km de longitud, que va desde la Planta de Gas de Malvinas hasta la Planta de fraccionamiento y Terminal en Pisco.

La ruta de los ductos, seleccionada por TGP (Transportadora de Gas del Perú), empieza en Camisea, en el departamento de Cusco, y cruza los departamentos de Ayacucho, Huancavelica, Ica y Lima. El perfil de elevación para los ductos llega a su punto más alto a los 4800 m.s.n.m. en la cordillera de los Andes. La ruta fue seleccionada en base a la maximización de la estabilidad, seguridad y

confiabilidad del sistema y a la minimización de los impactos sociales, culturales y de medio ambiente. El trazo evita las zonas de importancia histórica y arqueológica y reduce el número de cruces de agua así como el volumen de remoción de bosques primarios. El diseño y construcción del sistema de transporte de gas y líquidos ha sido realizada por Techint, una empresa con experiencia en ingeniería y construcciones que ha realizado de manera exitosa numerosos proyectos de este tipo, incluyendo varios gaseoductos trasandinos en América del Sur.

### **3.2.3 MÓDULO DE DISTRIBUCIÓN.**

El Proyecto de Distribución contempla la construcción del Sistema de Distribución de Gas Natural en Lima y Callao, a cargo de TRACTEBEL. El mencionado Sistema de Distribución comprende una red de tuberías para transporte del gas desde el “City Gate” ubicado en Lurín hasta la Estación Terminal ubicada en Ventanilla. Tractebel construirá un gaseoducto principal de 60 Km. (alta presión) que suministrará gas a industrias y estaciones de generación en los alrededores de Lima. En los siguientes años, se construirán redes adicionales (tanto en alta como en baja presión) para conectar un mayor número de clientes industriales, comerciales y residenciales.

### 3.3 PLANTA DE SEPARACIÓN DE LÍQUIDOS MALVINAS.

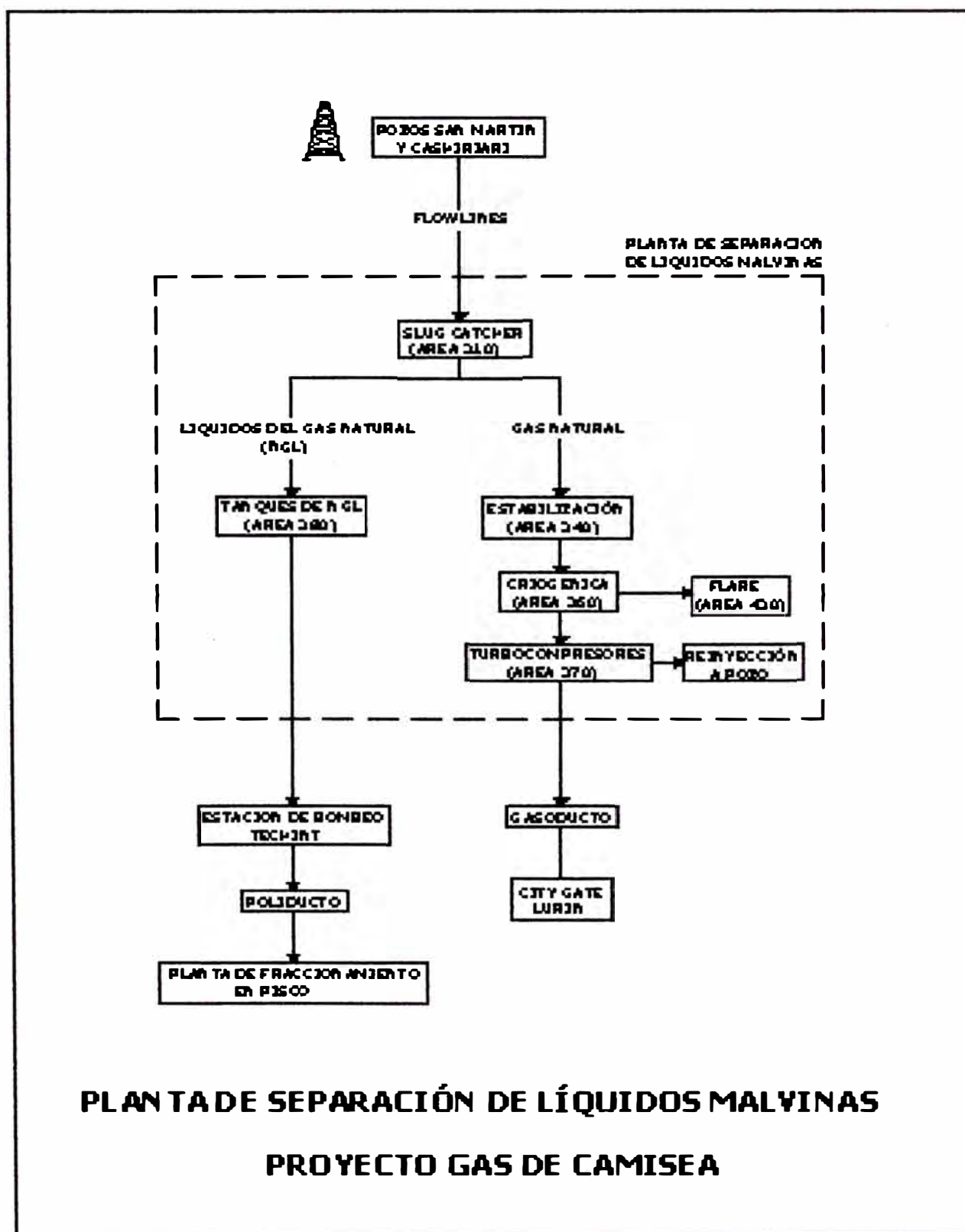


FIGURA 5.3  
DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROYECTO CAMISEA

**PLANTA DE EXTRACCION DE LIQUIDOS  
DIAGRAMA DE FLUJO**

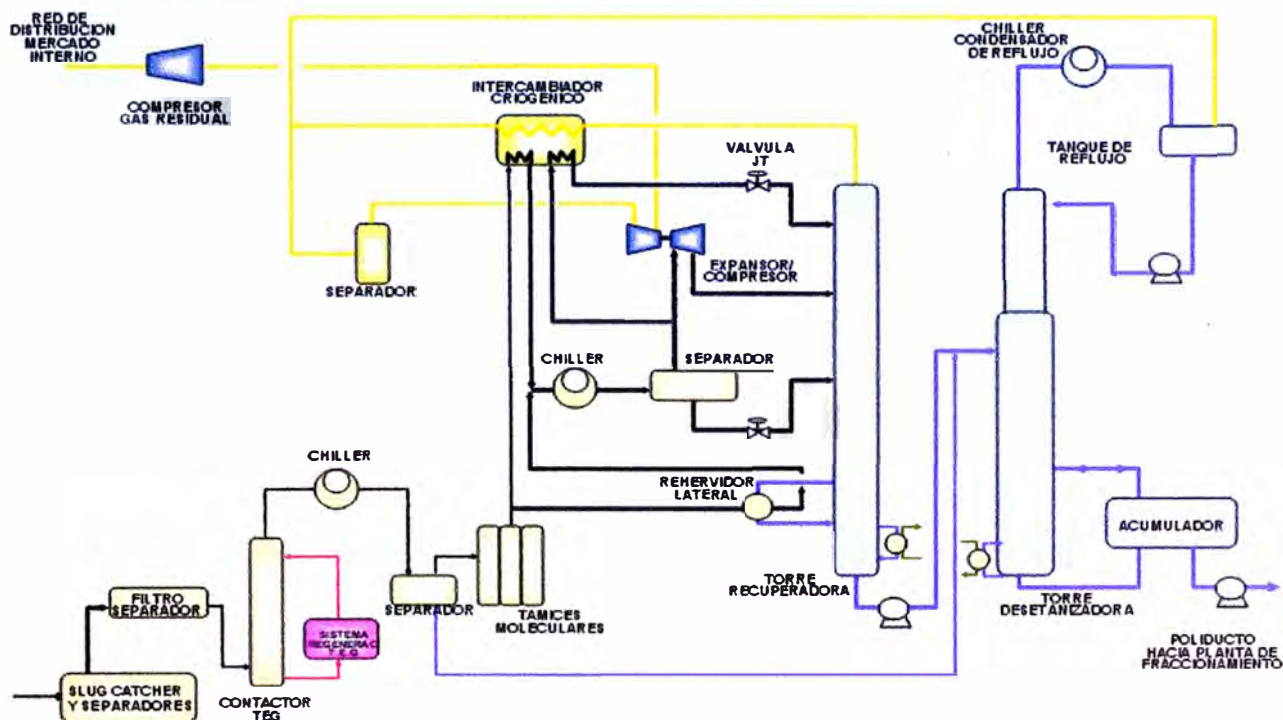


FIGURA 5.4  
DIAGRAMA DE FLUJO DE LA PLANTA MALVINAS

La planta de separación de líquidos se encuentra ubicada en la localidad de Las Malvinas, distante aproximadamente a 50 Km de los pozos, aproximadamente a 500 Km al este de la ciudad de Lima, en una región de la selva amazónica conocida como Bajo Urubamba.

Por su ubicación geográfica la zona de Las Malvinas presenta un clima Tropical de Selva Baja que caracteriza a la región natural de Selva Baja u Omagua.

Este clima es cálido y húmedo, extendiéndose en la planicie amazónica que comprende el piso altitudinal entre 80 y 500 msnm.



En esta zona se presentan temperaturas máximas absolutas siempre mayores a 36 °C, las temperaturas medias anuales son superiores a 25 °C. Las diferencias de temperatura entre el día y la noche son menos marcadas que en la selva alta y el calor persiste durante las 24 horas. La humedad atmosférica es alta a lo largo de todo el año, favorecida por la evaporación de los cursos de agua y zonas pantanosas.

Esta planta tiene como función la de separar los líquidos del gas natural (LGN), ya que el gas proviene en estado combinado conjuntamente con el gas seco desde los pozos de extracción.

### **3.3.1 ÁREAS DE LA PLANTA.**

La planta Malvinas se encuentra dividida por áreas las cuales son:

- **ÁREA 310: SLUG CATCHER.**

Constituye la entrada a la planta para el gas proveniente de los pozos San Martín y Cashiriari, esta zona tiene la particularidad de separar los lodos con que proviene el gas de pozo, además de separar los líquidos del gas natural (LGN). El LGN se conduce a través de una cañería que lo almacena en tanques acondicionados para tal fin; el gas es conducido a la zona de estabilización para su acondicionamiento posterior. El área 310 se encuentra subdividida en dos: Slug Catcher y Trampa de Scrapers, el Slug Catcher básicamente se encuentra conformado por 120 cañerías (8 filas, de 15m tuberías cada fila) de 48 pulgada de diámetro cada una, de 12,1 metros de longitud soldados mediante soldadura Inershield, que

mediante juego de desniveles (5° de desnivel) provoca la separación de los líquidos en su interior. Mediante operaciones de recirculación del gas.

- **ÁREA 380: TANQUES LGN.**

En esta área se almacena los líquidos del gas natural para luego ser bombeados a la planta de fraccionamiento en Pisco. Se encuentra constituido por 10 tanques de 10 000 galones de capacidad cada uno.

- **ÁREA 340 ESTABILIZACIÓN.**

En esta área se acondiciona al gas antes de su ingreso al área de criogénica, aquí se separa el agua que pueda contener el gas.

- **ÁREA 360 CRIOGÉNICA.**

Posee 2 módulos criogénicos de 220 mmcdf (c/u), con un recupero garantizado del 97% y una presión de entrada de 1 300 psi. En esta área también es separado el Etano para ser conducido a la zona del flare.

- **ÁREA 370 TURBOCOMPRESORES.**

Son de 2 etapas y son 2 de 38 000 HP (c/u), con una presión de inyección a reservorio de 4 000 psi y una presión de inyección a gaseoducto de 2 130 psi., para comprimir el gas que será bombeado desde la estación de bombeo de TGP y para reinyectar a los pozos.

- **ÁREA 380 AEROENFRIADORES.**

Trabaja en forma conjunta con el área 370, ya que el compresor de 2 etapas requiere refrigeración intermedia.

- **ÁREA 410 HOT OIL.**

En esta área se le eleva la temperatura del aceite para luego este transferir su calor a toda la planta. Se encuentra constituido por 3 hornos cuyos quemadores utilizan como combustible el gas natural de la planta. Todas las cañerías que conduzcan el aceite caliente constituyen el esquema 6, y se encuentran aisladas térmicamente, mediante un aislamiento de lana mineral y una chapa externa de aluminio.

- **ÁREA 430 FLARE.**

En esta área llega el Etano que es separado en la zona de Criogénica (Área 360), este es quemado hacia el medio ambiente.

Cabe mencionar que el control sobre cada área se realiza desde la casa de control que mediante fibra óptica y sensores monitorea todas las propiedades en cada uno de los procesos de la planta, además de las áreas mencionadas existen otras áreas como el área de generación eléctrica, sistema de agua potable, sistema de agua contra incendio, área de generación de nitrógeno, etc.

### 3.3.2 CLASIFICACIÓN DE LAS TUBERÍAS POR ESQUEMAS.

En esta planta podemos identificar varias cañerías las cuales las podemos clasificar en aéreas y subterráneas. Las tuberías aéreas se encuentran a diferentes temperaturas de trabajo, agrupándose en 2 esquemas según la temperatura que adquiere el fluido que circula por el interior de las mismas.

Esquema 1	temperatura menores de 90° C
Esquema 6	temperatura mayores de 90° C

TABLA 5.1 ESQUEMAS EN FUNCIÓN DE LA TEMPERATURA

En el esquema 1 encontramos cañerías que transportan gas natural, gas licuado, nafta, solventes, gas-oil, aceites lubricantes, anticongelantes, agua fría, agua caliente, agua contra incendio, vapor de agua, aire comprimido, etano, propano, butano; todos estos fluidos se encuentran a temperaturas menores de 90 °C.

En el esquema 6 encontramos básicamente aceite, aceite que eleva su temperatura en el área 410 (Hot Oil), para luego recorrer toda la planta transfiriendo su energía calórica y retornar a los hornos para ser nuevamente recalentado, dichos quemadores funcionan con gas natural seco, separado en la planta, como combustible. Estas tuberías se encuentran a temperaturas mayores de 90 °C.

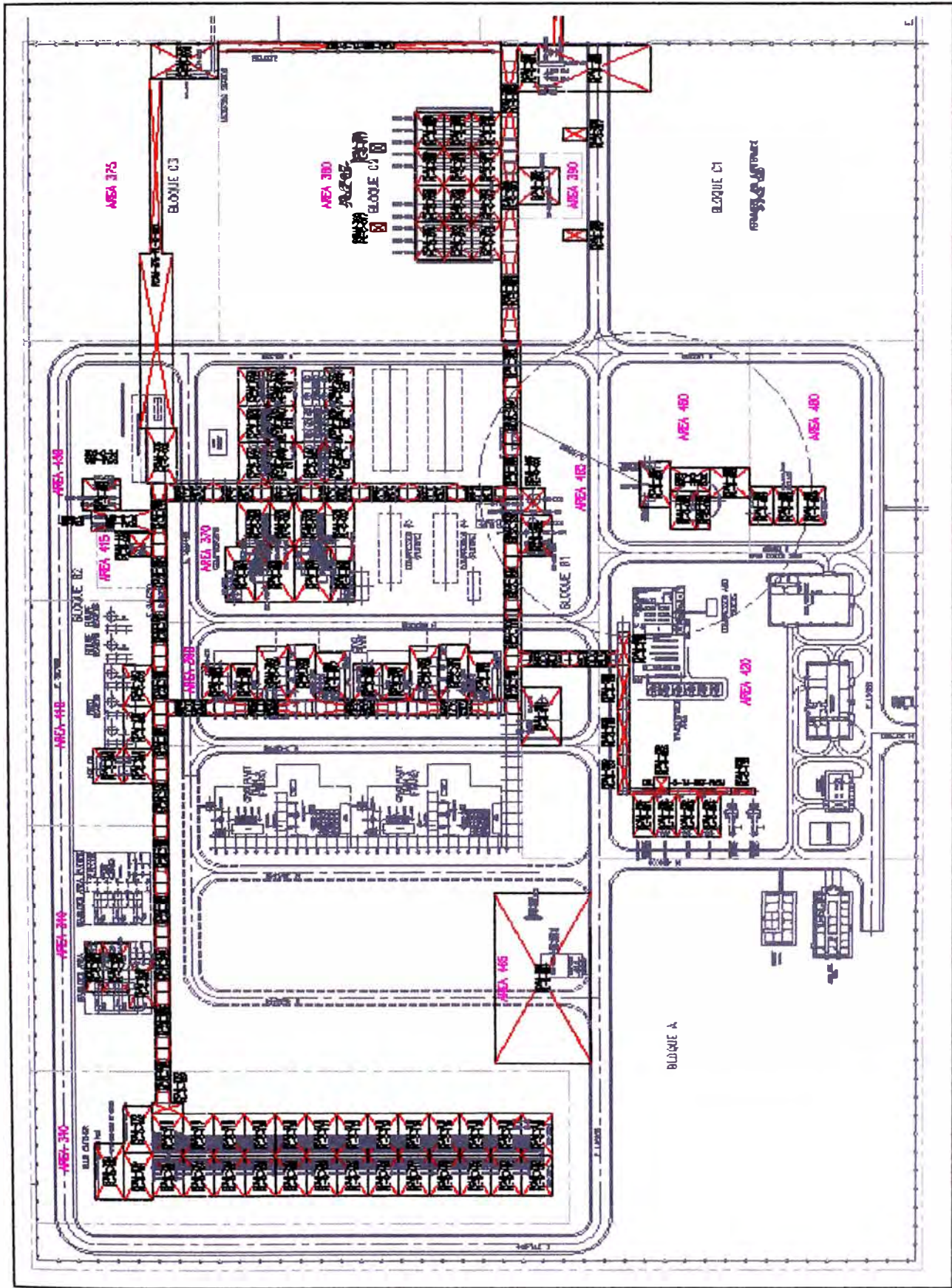


FIGURA 5.5 PLANO LLAVE DE LA PLANTA DE SEPARACION DE LIQUIDOS CAMISEA

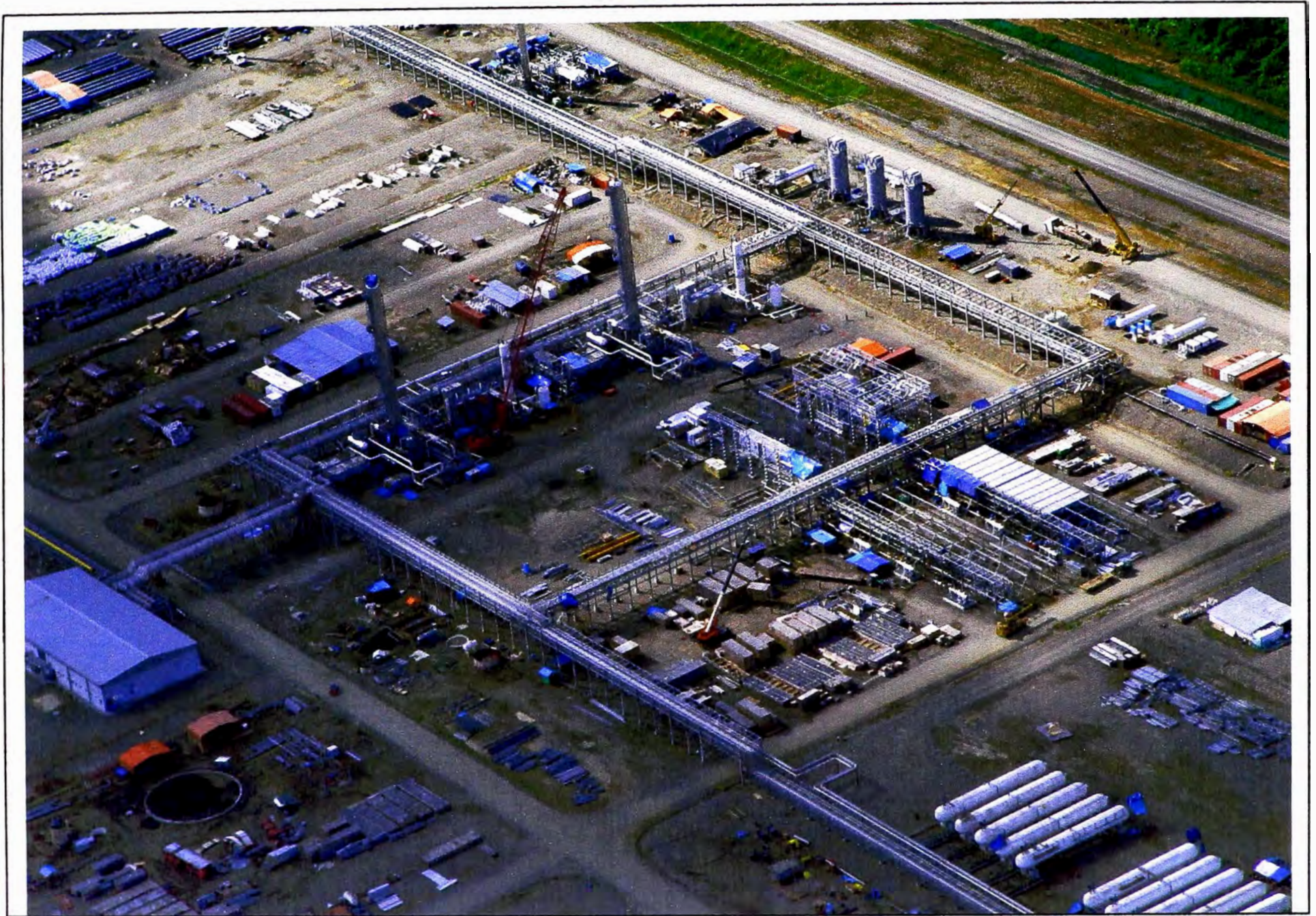


FIGURA 5.6 VISTA AEREA DE LA PLANTA DE SEPARACION DE LIQUIDOS CAMISEA DURANTE SU MONTAJE

### **3.3.3 JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO DE PREVENCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN.**

Las tuberías utilizadas en planta provienen de fábrica solo con recubrimientos base que requieren ser reforzados mediante la aplicación de alguna técnica de protección contra la corrosión, porque cuando ésta no es prevenida o controlada puede reducir significativamente la vida útil o la eficiencia de componentes, equipos, estructuras e instalaciones. Además una fuga en una planta de gas es un peligro y por ello debe seleccionarse la forma de protección más conveniente y evitar los riesgos que se puedan correr. Además luego de puesta en marcha de la planta los mantenimientos juegan un papel importante en los aspectos de seguridad de la planta.

## **CAPITULO 4**

# **DESARROLLO DEL TRABAJO DE PREVENCIÓN CONTRA LA CORROSIÓN.**

### **4.1 METODOS PARA LA PROTECCION CONTRA LA CORROSION.**

Podemos citar los siguientes métodos utilizados en la protección contra la corrosión:

#### **4.1.1 ALEACIONES RESISTENTES A LA CORROSIÓN.**

Teniendo en cuenta los criterios básicos sobre los mecanismos a través de los cuales transcurre la corrosión, se puede establecer que si el material metálico en servicio presenta riesgo de corrosión electroquímica, conviene utilizar metales puros, con bajos niveles de segregación de impurezas, o bien de aleaciones monofásicas o bifásicas con pequeñas diferencias de potencial entre ellas con ausencia o muy bajo nivel de inclusiones. Son más recomendables las estructuras de grano fino. En cualquier caso, son especialmente



recomendados los materiales metálicos capaces de formar capas pasivas estables en contacto con el medio donde van a operar y con altas velocidades de pasivación, entendiéndose por pasividad a la propiedad que presentan determinados metales y aleaciones de permanecer prácticamente inertes en determinados medios en los cuales, de acuerdo con la termodinámica, deberían comportarse como metales activos y por tanto disolverse con velocidades altas a través de mecanismos de corrosión electroquímica.

#### **A. ACEROS INOXIDABLES.**

La adición de cromo a las aleaciones hierro-carbono aporta una resistencia prácticamente total a la corrosión atmosférica. El contenido mínimo de cromo para que el acero adquiriera estas características es de 12% en peso.

Básicamente se puede decir que el cromo favorece la resistencia a la corrosión suministrando a la aleación una capa pasiva estable en medios oxidantes. El potencial oxidante suministrado por el O<sub>2</sub> atmosférico es suficiente para provocar la formación de esta película pasiva.

Los aceros inoxidable se clasifican en:

- Aceros inoxidable martensíticos ( 12 – 18% de Cr )
- Aceros inoxidable ferríticos ( 15 – 30% de Cr )
- Aceros inoxidable austeníticos
- Aceros inoxidable duplex

- Aceros inoxidable refractarios

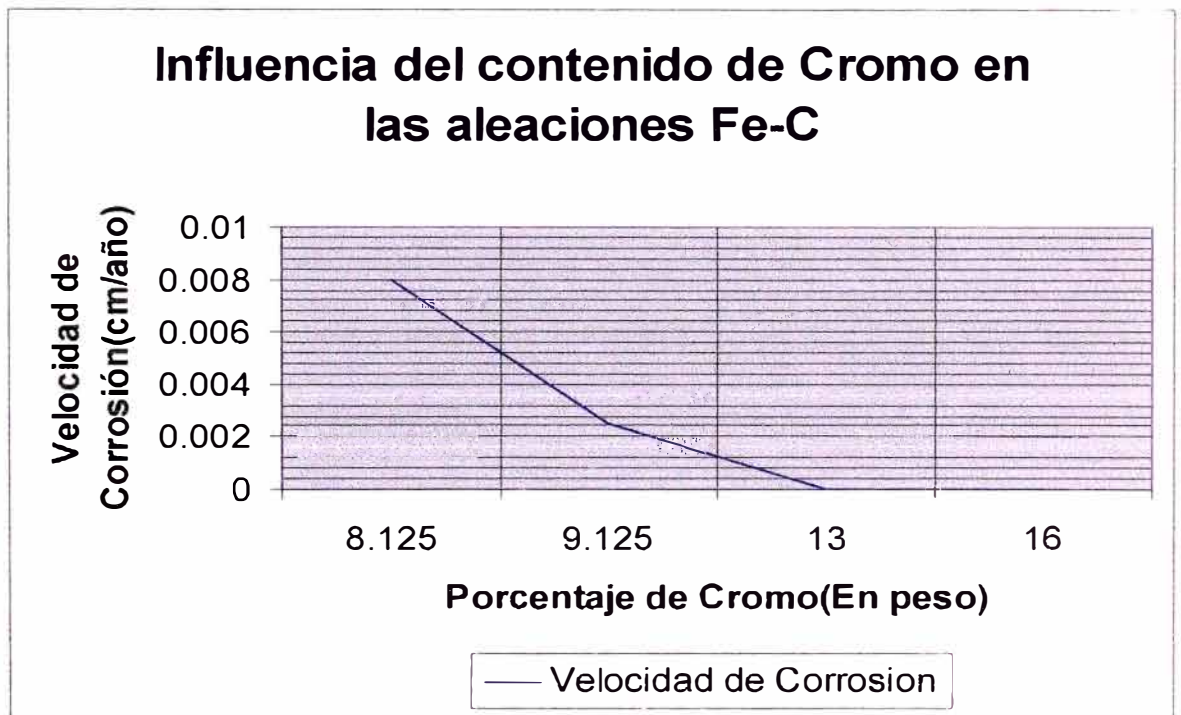


FIGURA 4.1  
INFLUENCIA DEL CONTENIDO DE CROMO EN EL ACERO

#### 4.1.2 RECUBRIMIENTO PROTECTORES.

Los recubrimientos protectores se basan en el establecimiento de “barreras” que aíslan las superficies y evitan el contacto primariamente del medio ambiente, pero también directamente de productos químicos, elementos corrosivos, del oxígeno y de la humedad del aire. Las barreras anticorrosivos varían de espesor desde una fina capa de pintura con algunas micras de espesor ( 1 micra =1 / 1000 pulgada), hasta gruesas capas que pueden alcanzar espesores importantes. Son generalmente aplicadas como películas líquidas que, luego de evaporado el solvente y por conversión química, se

transforma en películas continuas que protegen eficientemente la base o sustrato.

Los revestimientos tanto de pintura como metálicos difieren de muchos otros procesos industriales en que los mismos son susceptibles de abuso por el operador o a las influencias adversas del medio ambiente.

Los recubrimientos protectores los podemos clasificar como: pinturas y recubrimientos metálicos.

Dentro de las pinturas, los sistemas más comúnmente usados para proteger las tuberías aéreas contra la corrosión, tenemos:

- Sistema Epoxico Poliuretano.
- Sistema Epoxico Epoxico.
- Sistema Poliuretano Poliuretano.

Dentro de la clasificación de los epoxicos podemos clasificarlos de la siguiente manera:

- Epoxy poliamida.
- Epoxy poliamina.
- Epoxy poliaminamina.

#### **4.1.3 PROTECCIÓN CATÓDICA.**

La protección catódica se define como el método de reducir o prevenir la corrosión de un metal, haciendo que, la superficie de este, funcione

completamente como cátodo cuando se encuentra sumergido o enterrado en un electrolito. Esto se logra haciendo que el potencial eléctrico del metal a proteger se vuelva más electronegativo mediante la aplicación de una corriente directa y la unión de un material de sacrificio (comúnmente magnesio, aluminio o zinc). Normalmente, el método es aplicable a estructuras de fierro y acero pero, también, se usa en grado limitado en plomo, aluminio y otros metales.

Se debe recordar que el cátodo es aquel electrodo donde se desarrolla la reacción de reducción y prácticamente no ocurre corrosión alguna. Antes de aplicar la protección catódica, las estructuras corroibles presentan áreas catódicas y anódicas (estas son aquellas donde la estructura se corroe). Por lo tanto, si todas las áreas anódicas se pudieran convertir en catódicas, la estructura completa funcionaría como un cátodo y la corrosión sería eliminada.

#### **4.2 SELECCIÓN DEL MÉTODO DE PROTECCIÓN.**

Para la selección del método de protección contra la corrosión intervienen varios factores por lo que no se puede pensar en un método de tipo universal.

Los principales factores que se deben considerar en el estudio de la protección contra la corrosión son los siguientes:

- Clase y estado del metal, para esto hay que conocer la composición química, su estructura, sus impurezas que contiene, procedimientos de elaboración y tratamientos a que son sometidos.
  
- El medio en que se encuentra, el ataque al metal partirá del medio en que se encuentra. Por lo tanto cuando mejor lo conozcamos, más fácilmente será prever la clase de corrosión que se pueda producir y los medios para evitarlo, sobre el medio conviene conocer su naturaleza química, su concentración, porcentaje de O<sub>2</sub>, temperatura, humedad relativa, etc.
  
- Clase de contacto entre el metal y el medio. Los procedimientos genéricos aplicados para la protección contra la corrosión puede clasificarse en:
  - ✓ Modificar el metal; el comportamiento de un material metálico en un medio dado depende en gran medida de elementos aleantes de un metal base. Puede variar completamente la posibilidad de un empleo frente a determinados medios y circunstancias.
  - ✓ Modificación del medio, los métodos basados en la modificación del medio son:
    - La deshumidificación.
    - La adición de inhibidores.

De todos los métodos de protección el más sencillo y económico es el uso de una barrera que impida que los elementos de la corrosión se unan.

El método de recubrimientos protector, mediante la aplicación de múltiples capas de pintura, es el más utilizado.

La selección de los recubrimientos protectores con pintura, radica en ser el método más sencillo y económico. La durabilidad potencial de un sistema de revestimiento sólo puede verse realizada si se aplica a una superficie adecuadamente preparada y bajo las condiciones especificadas en la normas sobre recubrimientos protectores contra la corrosión.

**PARA EL ESQUEMA 1:**

El esquema 1 descrito en la página N° 39, se encuentra constituido por tuberías aéreas sin aislar a temperaturas menores de 90 °C, para este esquema, el sistema más recomendado es el epoxico poliuretano mediante la aplicación de dos capas.

- Primera capa: Revestimiento de dos componentes pigmentado con hierro micáceo.
- Segunda capa: Esmalte poliuretano alifático de dos componentes.

**PARA EL ESQUEMA 6:**

El esquema 6 descrito en la página N° 39, se encuentra constituido por tuberías aéreas aisladas a temperaturas mayores de 90 °C, para este esquema, el sistema seleccionado es la aplicación de revestimientos metálicos:

- Primera capa: Revestimiento de silicato de zinc de dos componentes y curado por humedad.
- Segunda capa: Revestimiento de silicato, monocomponente de acabado y curado por humedad.

#### **4.2.1 SECUENCIA DE ACTIVIDADES.**

La secuencia de actividades para cualquiera de los 2 esquemas se divide en 2 etapas claramente definidas:

- Preparación de la Superficie y Aplicación de la Primera Capa de Recubrimiento.
- Resanes y Aplicación de la Segunda Capa de Recubrimiento.

#### **A. PREPARACIÓN DE LA SUPERFICIE Y APLICACIÓN DE LA PRIMERA CAPA DEL RECUBRIMIENTO.**

##### **CHORREADO CON MATERIALES ABRASIVOS.**

Hay 3 formas de limpiar el acero por chorreado con materiales abrasivos: arenado seco, arenado húmedo y granallado en circuito cerrado. Si las piezas o trozos de estructuras son relativamente pequeñas, el arenado puede ser una solución más económica que el granallado. Para lugares abiertos, cerca de instalaciones donde se emplean aparatos de precisión o circula constantemente personal, se prefiere el arenado húmedo, que no permite gran dispersión del material, que pueda afectar instalaciones o la salud de dicho personal.

Para la preparación de la superficie con alto grado de calidad y trabajando en serie se utiliza el chorreado con granalla de acero esférica o angular, en circuito cerrado y con aplicación automática de la pintura.

En cualquiera de los casos mencionados precedentemente es necesario tener en cuenta que se producen dos fenómenos asociados: un gran aumento de la superficie libre del metal debido a la aparición de un perfil de rugosidad y una consecuente activación de la superficie, la que debe ser protegida inmediatamente para evitar su rápida oxidación.

### **ARENADO SECO.**

El método consiste en utilizar aire, que imparte a las partículas abrasivas la energía cinética necesaria para que lleguen a la superficie con fuerza y velocidad suficiente como para eliminar los contaminantes que se encuentren sobre ella. Dichas partículas abrasivas pueden estar constituidas por arena de distinto tamaño, tipo, y tamaño de grano, escoria de fundición, etc. Su alimentación al circuito puede producirse por presión directa o por succión o vacío. Debido a las normas de regulación sanitaria, en muchos países se está prohibiendo el uso de este método por sus efectos nocivos sobre el organismo humano. (Silicosis)



### **ARENADO HÚMEDO.**

Los procesos por vía húmeda son utilizados para la remoción de herrumbe ligera o capas finas de lámina y polvo atmosférico.

La presencia de agua limita las pérdidas del metal, imparte una rugosidad controlada a las piezas sobre las cuales actúa y evita la dispersión de polvo, que cae rápidamente al suelo.

El arenado húmedo presenta el inconveniente de producir la rápida oxidación de la superficie expuesta del acero si no se le agregan al barro o al agua inhibidores de corrosión. Se ha encontrado que son efectivas mezclas de fosfatos de amonio y nitrato de potasio (relación 4:1), en proporciones de 1 Kg. por tonelada de material o soluciones de ácido crómico, cromato de sodio o dicromato de potasio (0,2 % en peso), debiéndose incrementar esta cantidad si se producen la oxidación rápida de la superficie; estos materiales deben ser utilizados cuidadosamente por parte de personal que realice las tareas, el que debe emplear sistemas de protección industrial adecuados.

### **GRANALLADO.**

Este sistema puede ser definido como un método de trabajo en frío, mediante el cual se envía un chorro de granallas de acero a alta velocidad sobre la superficie libre del metal, en condiciones controladas.

El golpeteo continuo del material abrasivo provoca el desprendimiento de las impurezas adheridas a la superficie del acero. Complementariamente, esta acción aumenta la resistencia a la fatiga del material y descarga tensiones residuales provenientes del proceso de elaboración, mejorando las condiciones de adherencia del revestimiento protector, al conferirle al sustrato una cierta rugosidad.

Este tipo de tratamiento se utiliza en pequeña o en mediana escala, en cabinas individuales o recintos cerrados, diseñados de tal forma que permiten la recuperación del material abrasivo, que es de alto costo. Este vuelve pues al circuito, luego de sufrir un proceso de separación de las impurezas, granallas partidas, óxidos y polvo, actuando nuevamente hasta un límite impuesto por el tamaño de partícula, cuyo desgaste hace la operación poco eficiente, lo que obliga al cambio de abrasivo.



FIGURA 4.2  
EQUIPO DE PROTECCIÓN PARA ARENADO



FIGURA 4.3  
TOLVAS PARA ARENADO

### **PERFIL DE LA SUPERFICIE.**

Antes de entrar a detallar la preparación de la superficie explicaremos el Perfil de la Superficie que constituye un requerimiento inicial para la buena adhesión del recubrimiento sobre el metal.

La limpieza abrasiva por chorro a presión, usando arena y disparo de chorro a presión, produce una superficie áspera y el tamaño y densidad del perfil subsiguiente es importante.

La aplicación de chorro a presión con arena normalmente se dirige con abrasivo angular para los métodos de la aplicación de chorro a presión abiertos. La limpieza por disparos de chorro a presión usa un chorro redondo.

El Perfil de Superficie puede definirse como la distancia vertical más grande entre la cúspide de cualquier pico en una superficie limpiada por chorro a presión y el fondo de una depresión directamente adyacente, pero sin tener en cuenta los picos ásperos que excepcionalmente pueden formarse por partículas de abrasivo encajadas en la superficie.

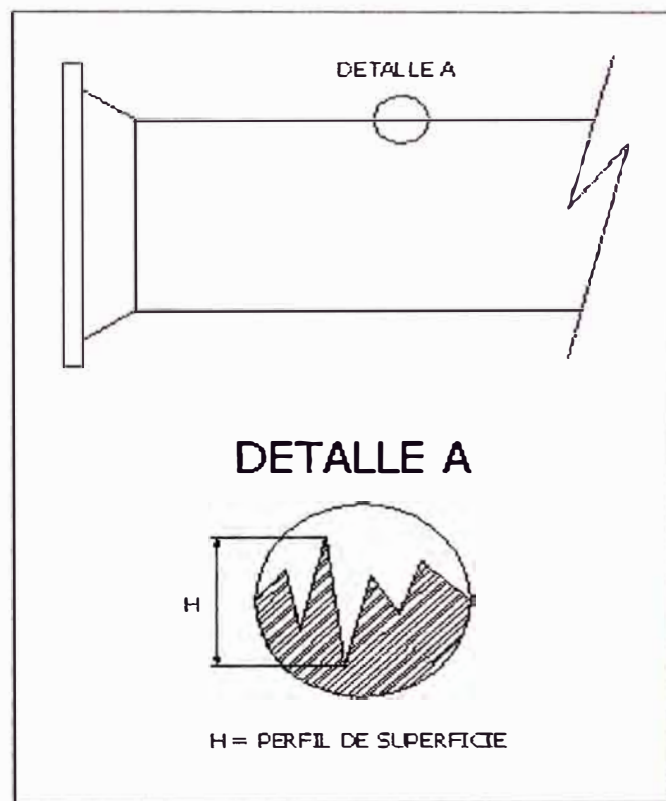


FIGURA 4.4  
PERFIL DE SUPERFICIE

Es importante el perfil de la superficie obtenido durante el chorreo y dependerá del abrasivo utilizado, la presión del aire y la técnica de chorreo. Un perfil demasiado bajo, puede que no proporcione un agarre suficiente para el recubrimiento, mientras que un perfil demasiado alto, puede originar un recubrimiento desigual, con picos altos y agudos que posiblemente causen el fallo prematuro

del recubrimiento, especialmente en los recubrimientos de película fina, como por ejemplo las imprimaciones de chorreo.

A continuación mostramos una tabla de guía de los perfiles típicos de rugosidad que se obtienen utilizando distintos tipos de abrasivo.

<b>Tipo de abrasivo</b>	<b>Tamaño de la malla</b>	<b>Altura máxima del perfil</b>
Arena muy fina	80	1.5 mils
Arena gruesa	12	2.8 mils
Granalla de hierro	14	3.6 mils
"Escoria de cobre"	-	3-4 mils
Grava de hierro No. G16	12	8.0 mils

TABLA 4.1  
GUÍA DE PERFILES TÍPICOS

El chorreo abrasivo húmedo utiliza una mezcla pastosa de agua y abrasivo en vez de un abrasivo seco solamente. Esto tiene la ventaja de que se superan en gran medida los peligros del polvo y los problemas de salud asociados con el mismo.

Otra ventaja importante es que cuando se chorrean en húmedo superficies viejas muy oxidadas, se eliminan muchos de los productos solubles de la corrosión presentes en las cavidades del acero, lo cual mejora considerablemente el rendimiento del siguiente sistema de pintura.

Sin embargo, esta técnica tiene el inconveniente de que el acero limpiado de esta manera empieza a oxidarse rápidamente después del chorreo. Por eso es habitual incluir inhibidores de marcas determinadas en el agua de chorreo, los cuales evitan la oxidación durante un tiempo suficiente para permitir aplicar la pintura.

El uso de este tipo de inhibidores a niveles muy bajos no afecta en general el rendimiento de las capas de pintura siguientes para aceros no sumergidos.

Las superficies sometidas a chorreo en húmedo que se hayan dejado oxidar, se deben limpiar mecánicamente antes de pintarlas, o mejor aún, se les debe aplicar un chorreo de barrido, para eliminar dicha corrosión.

#### **A. APLICACIÓN DE PRIMERA CAPA DE RECUBRIMIENTO.**

La aplicación de la primera capa de recubrimiento dependerá del esquema al cual pertenezca el conjunto de tuberías a trabajar, detalles que podemos observar en la tabla 4.2

La preparación de la superficie y la aplicación de la primer capa de recubrimiento será realizado en las tuberías que llegan a la planta, tuberías que son colocadas en un galpón construido para tales labores.

La preparación de la superficie esta constituido básicamente por la aplicación de un chorro abrasivo (arenado) sobre la superficie de la tubería, para lograr de esta manera generar el perfil de anclaje

necesario para la buena adherencia del recubrimiento con la tubería. Luego de haberse aplicado el chorro abrasivo, se limpia la superficie y se procede a la aplicación de la primera capa del recubrimiento protector, para posteriormente dejar secar la pintura a la intemperie.

Uno de los factores determinantes para una buena performance de cualquier tipo de recubrimiento es la preparación de la superficie. El fin esencial de cualquier método de preparación de la superficie es eliminar cualquier material que, de uno u otro modo pueda afectar la adhesión del recubrimiento, además de crear un perfil de superficie especificado por normas. Una buena preparación de la superficie podrá minimizar fallas en la adhesión, destrucción una película de pintura y corrosión en la superficie.

La limpieza de la superficie, significará eliminar cualquier tipo de pintura vieja deteriorada, asimismo cualquier material contaminante que favorezca la corrosión (sales, condensaciones o humedad). Las grasas y aceites también afectan negativamente la adhesión.

La escama de laminación, es una fina capa que se forma sobre el acero durante la fabricación, es una capa muy quebradiza y será removida por una exposición atmosférica normal, dificulta la adhesión de la pintura y favorece la acción corrosiva una vez que

ha sido dañada. La vida media efectiva de un revestimiento aplicado sobre una superficie de acero depende de diferentes factores, uno de los más importantes es la preparación de la superficie

#### **B. RESANE Y APLICACIÓN DE LA SEGUNDA CAPA DEL RECUBRIMIENTO.**

Después de montar en planta las tuberías, estas sufren daños debido a choques, caídas, fricción inevitables y propias del montaje.

La segunda etapa lo constituye el resane o curado de las tuberías, para la posterior aplicación de la capa de acabado luego de haber secado los resanes en su totalidad.

#### **4.2.2 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS RECUBRIMIENTO APLICADOS.**

En la tabla 4.2 se observa los nombres de cada capa de recubrimiento según los esquemas utilizados en la planta y el sistema de pintura seleccionado. Se observa de igual manera en la parte superior en la columna Preparación Superficie, los requisitos mínimos que deberá quedar la tubería luego del arenado, para la posterior aplicación del primer o primera capa, pudiendo observar un arenado comercial para el esquema 1 y un arenado al metal casi blanco para el esquema 6.



<b>Capa</b>	<b>Sistema aplicado</b>	<b>Nombre recubrimiento</b>	<b>Preparación Superficie</b> (1 mils = 1/1000 pulgada)
<b>ESQUEMA 1</b>			
Primera capa	Epoxy	Sigma CM Miocoat	1-2 mils
Segunda capa	Poliuretano	Sigmadur Gloss	SSPC-SP6
<b>ESQUEMA 6</b>			
Primera capa	Zinc	Sigma Tornusil	2-3 mils
Segunda capa	Aluminio	Sigmather Silicate	SSPC-SP10

TABLA 4.2  
SISTEMAS DE RECUBRIMIENTOS APLICADOS

Antes de mencionar las principales características de cada capa, desarrollaremos una descripción de las propiedades de los recubrimientos protectores.

### **BRILLO.**

Se ha determinado 5 gamas de brillo, comparándolos con el patrón estándar del vidrio pulido, color negro. Los valores del brillo están determinados según la Norma ISO-2813 (ASTM D-523, DIN 67530 ).

Las expresiones manejadas son las siguientes:

Mate	0-15% sobre medidor de brillo "Lange"
Satinado	15-30% sobre medidor de brillo "Lange"
Semibrillante	30-60% sobre medidor de brillo "Lange"

Brillante	60-80% sobre medidor de brillo “Lange”
Alto brillo	80-100% sobre medidor de brillo “Lange”

### **ESTABILIDAD DE LA PINTURA.**

Es el período desde la fecha de su fabricación, durante el cual la pintura puede ser utilizada y almacenada sin riesgo, en envases sin abrir bien cerrados, sin ninguna influencia en la aplicación y rendimiento de la pintura. Pasado este período, se debe comprobar su estado.

### **PUNTO DE INFLAMACIÓN.**

Se determina de acuerdo con la norma ISO 1523 ( DIN 53213, ASTM D-3278 ). Para los disolventes el punto de inflamación se determina o calcula de acuerdo a la norma DIN 51755.

### **SECADO AL TACTO.**

El tiempo de secado al tacto coincide con el tiempo que tarda en perder la pegajosidad medido de acuerdo con ASTM D-1640. El tiempo de secado al tacto se verá influenciado por el espesor de película seca, las condiciones de ventilación y la temperatura del substrato y no se debe interpretado necesariamente como listo para ser transportado debido a la posibilidad de un daño excesivo.

## **ESPESOR DE PELÍCULA SECA / ESPESOR DE PELÍCULA HÚMEDA.**

Abreviaturas: dft = Espesor de película seca

Wft = Espesor de película húmeda

El espesor de película seca se puede calcular a partir del espesor de película húmeda aplicada, y en base a las siguientes formulas:

$$dft = \frac{wft \times \% \text{ sólidos volumen}}{100} \qquad dft = \frac{wft \times 100}{\% \text{ sólidos volumen}}$$

## **ESPESOR DE PELÍCULA SECA RECOMENDADO.**

Es el mínimo recomendado para la protección del substrato.

## **ESPESOR DE PELÍCULA SECA MÍNIMO PARA APLICACIÓN.**

El espesor mínimo de película seca de un sistema de pintado, debe cumplir la regla 90 / 10 ( 90% del espesor recomendado es aceptable solamente en un máximo del 10% de las lecturas ), mientras que para las capas individuales el espesor mínimo no debería ser menor del 80% del recomendado, y debe constituir una película cerrada.

## **ESPESOR DE PELÍCULA SECA MÁXIMO PARA APLICACIÓN.**

La aplicación de exceso de espesores en relación con los recomendados, puede dar como resultado problemas en su

comportamiento. Tales problemas incluyen retención del disolvente y falta de adherencia con ciertos tipos de productos de terminación.

En un sistema de pintado, el espesor de la imprimación, es de mayor importancia. En general, el espesor de película seca especificado para cualquier imprimación, no debe ser mayor de 1,5 veces del especificado.

Para sistemas de pintado, que incluyen capas individuales(excepto la imprimación), el espesor de película seca no debe ser mayor de 2 veces del especificado, aunque para las zonas críticas de la estructura, podría aceptarse un número limitado de lecturas aisladas (máximo 10%), que superen entre 2 y 2,2 veces el especificado. Las zonas críticas son por ejemplo: soldaduras, cantos vivos, groeras, esquinas y en general zonas de difícil acceso.

### **CONTENIDO DE SÓLIDOS EN VOLUMEN.**

Este puede determinarse mediante un ensayo de laboratorio.

## **SIGMA CM MIOCOAT.**

### **Descripción.**

Revestimiento de dos componentes pigmentado con hierro micáceo, de capa gruesa, basado en resinas epoxy-poliamida con repintabilidad ilimitada.

**Colores y brillo:** Gris claro, bajo brillo metálico – Satinado

**Densidad:** 1,4 g/cm<sup>3</sup>

**Contenido de sólidos:** 63% en volumen

**Rendimiento teórico:** 6,3 m<sup>2</sup>/litro

**Secado al tacto:** 2 horas

**Intervalo de repintado:** Mínimo: 3 horas

Máximo: Sin Limitación

**Tiempo de curado:** 4 días

**Vida de la mezcla:** 6 horas

<b>Pistola sin aire:</b>	Disolvente recomendado:	Disolvente 91-92
	Volumen de disolvente:	5 – 10%
	Orificio de boquilla:	0,48 mm
	Presión de boquilla:	15 MPa(2100 psi)
<b>Pistola con aire:</b>	Disolvente recomendado:	Disolvente 91-92
	Volumen de disolvente:	10 – 15%
	Orificio de boquilla:	1,5 - 3 mm
	Presión de boquilla:	0,3 – 0,4 MPa

**Brocha / Rodillo:** Disolvente recomendado: Disolvente 91-92

Volumen de disolvente: 0 – 5%

**Disolvente de Limpieza:**

Sigma disolvente 90 - 53

**Precauciones de seguridad:**

Se recomienda el uso de guantes y mascarilla de aire fresco.

**Tabla de curado:**

<b>Temperatura Sustrato</b>	<b>Secado para Manipulación</b>	<b>Curado Total</b>
-10 °C	24 – 48 horas	20 días
-5 °C	24 – 30 horas	14 días
0 °C	18 – 24 horas	10 días
5 °C	18 horas	8 días
10 °C	12 horas	6 días
15 °C	8 horas	5 días
20 °C	6 horas	4 días
30 °C	4 horas	3 días
40 °C	3 horas	2 días

**Vida de la mezcla:** ( con viscosidad de aplicación)

10 °C	12 horas
20 °C	6 horas
30 °C	4 horas
35 °C	2 horas

**SIGMADUR GLOSS.****Descripción.**

Esmalte poliuretano alifático de dos componentes.

**Principales características**

Capa de acabado poliuretano repintable

Excelente resistencia a la intemperie

Excelente retención de color y brillo

No amarillea, ni calea

Curado a temperaturas de hasta -5 °C

Resistente al impacto y a la abrasión

Resistente a salpicaduras de aceites minerales y vegetales, a esencia de alcoholes, a las parafinas y a productos alifáticos derivados del petróleo

Puede repintarse incluso después de largos períodos de exposición a la intemperie

**Colores y brillo:** colores bajo petición - Brillante

**Densidad:** 1,4 g/cm<sup>3</sup>

**Contenido de sólidos:** 56% en volumen

**Rendimiento teórico:** 11,2 m<sup>2</sup>/litro, para 50 micras secas

**Secado al tacto:** 1 horas

**Intervalo de repintado:** Mínimo: 12 horas

Máximo: Sin Limitación

**Tiempo de curado:** 7 días

**Pistola sin aire:** Disolvente recomendado: Sigma Disolvente 91- 88

Volumen de disolvente: 5 – 10%

Orificio de boquilla: 0,33 mm(0,013 pulgadas)

Presión de boquilla: 15 MPa(2100 psi)

**Pistola con aire:** Disolvente recomendado: Sigma Disolvente 91-88

Volumen de disolvente: 10 – 12%

Orificio de boquilla: 1 – 1,5 mm

Presión de boquilla: 0,3 – 0,4 MPa (40 -60 psi)

**Brocha / Rodillo:** Disolvente recomendado: Sigma Disolvente 91-88

Volumen de disolvente: 0 – 5%

#### **Disolvente de Limpieza:**

Sigma disolvente 90 - 88

#### **Precauciones de seguridad:**

Se recomienda el uso de guantes y mascarilla de aire fresco.

#### **Tabla de curado:**

<b>Temperatura Sustrato</b>	<b>Secado para Manipulación</b>	<b>Curado Total</b>
-5 °C	48 horas	20 días
0 °C	24 horas	16 días
10 °C	12 horas	10 días
20 °C	6 horas	7 días
30 °C	5 horas	5 días
40 °C	3 horas	3 días



**Vida de la mezcla:** ( con viscosidad de aplicación)

10 °C	6 horas
20 °C	4 horas
30 °C	3 horas
35 °C	2 horas

**SIGMA TORNUSIL MC – 58.****Descripción.**

Revestimiento de silicato de zinc de dos componentes y de curado por humedad.

**Principales características.**

Imprimación anticorrosivo para estructuras de acero.

La acción galvanica elimina la corrosión bajo la película.

Puede resistir temperaturas del substrato desde -90 °C hasta +400 °C bajo condiciones atmosféricas normales.

Muy buena resistencia al impacto y a la abrasión.

Certificado para ASTM A – 490 clase “B” para coeficientes de rozamiento

No debe ser expuesto a productos químicos con alcalinidad superior a un ph 9, o productos ácidos con un ph inferior a 5.

**Colores y brillo:** Gris verdoso - Mate

**Densidad:** 2,3 g/cm<sup>3</sup>

**Contenido de sólidos:** 65% en volumen

**Rendimiento teórico:** 8,7 m<sup>2</sup>/litro para 75 micras

**Secado al tacto:** 30 minutos a 20°C

**Intervalo de repintado:** Mínimo: 12 horas

Máximo: Sin Limitación, se deben eliminar las sales del zinc.

**Tiempo de curado:** 12 horas

**Pistola sin aire:** Disolvente recomendado: Sigma Disolvente 90-53

Volumen de disolvente: 0 – 10%

Orificio de boquilla: 0,48 – 0.64 mm

Presión de boquilla: 15 MPa(2100 psi)

**Pistola con aire:** Disolvente recomendado: Sigma Disolvente 90-53

Volumen de disolvente: 0 – 10%

Orificio de boquilla: 2 mm

Presión de boquilla: 0,3 MPa (43 psi)

**Brocha :** Solo parcheos y pequeñas reparaciones.

La aplicación de la primer capa se llevará a cabo sin añadir disolvente. Máximo espesor de película seca 35 micras. La siguiente capa se diluirá con disolvente 90 – 53(10-25 % volumen), con lo que conseguirá una capa totalmente húmeda visible, a un espesor máximo de 25 micras secas.

**Disolvente de Limpieza:**

Sigma disolvente 90 - 53

**Precauciones de seguridad:**

Se recomienda el uso de guantes y mascarilla de aire fresco.

**Tabla de curado:** (A partir de humedad relativa superior al 50%)

<b>Temperatura Sustrato</b>	<b>Secado para Manipulación</b>	<b>Curado Total</b>
-5 °C	2 horas	24 horas
0 °C	2 horas	24 hora
10 °C	1 hora	16 horas
20 °C	30 minutos	12 horas
30 °C	30 minutos	6 horas
40 °C	30 minutos	4 horas

Sigma Tornusil MC 58 es un silicato de zinc curado por humedad, esto significa que solamente cura con suficiente cantidad de agua (desde la atmósfera o por inmersión) durante y después de la aplicación se recomienda que la humedad relativa y temperatura sean medidas durante el tiempo de curado. La humedad relativa recomendada durante el curado estará por encima del 50%.

**Vida de la mezcla:** ( con viscosidad de aplicación)

0	24 horas
10 °C	16 horas
20 °C	12 horas
30 °C	6 horas

## **SIGMATHERM SILICATE.**

### **Descripción.**

Revestimiento de silicato, monocomponente de acabado y curado por humedad.

### **Principales características**

Resistencia al calor aplicado sobre imprimaciones de silicato de zinc.

Puede resistir temperaturas de substrato desde -90 °C hasta +400 °C, bajo condiciones atmosféricas normales.

Mejora de las propiedades de resistencia a la corrosión por la protección selladora de la imprimación silicato de zinc.

Disminuye la formación de sales de zinc en exposición atmosférica.

**Colores y brillo:** Aluminio - Mate

**Densidad:** 1 g/cm<sup>3</sup>

**Contenido de sólidos:** 38% en volumen

**Rendimiento teórico:** 9,5 m<sup>2</sup>/litro para 40 micras

**Secado al tacto:** 60 minutos a 20 °C

**Intervalo de repintado:** Mínimo: 5 horas

Máximo: Sin Limitación, hay que eliminar la contaminación.

**Tiempo de curado:** 12 horas

<b>Pistola sin aire:</b>	Disolvente recomendado:	Sigma Disolvente 90-53
	Volumen de disolvente:	0 – 20%
	Orificio de boquilla:	0,38 – 0,46 mm
	Presión de boquilla:	12 MPa(1710 psi)

<b>Pistola con aire:</b>	Disolvente recomendado:	Sigma Disolvente 90-53
	Volumen de disolvente:	10 – 30%
	Orificio de boquilla:	1,7 - 2 mm
	Presión de boquilla:	0,3 MPa (43 psi)

**Brocha :** Solo para parcheos y reparaciones aisladas

**Disolvente de Limpieza:**

Sigma disolvente 90 - 53

**Precauciones de seguridad:**

Se recomienda el uso de guantes y mascarilla de aire fresco.

**Tabla de curado:**

<b>Temperatura Sustrato</b>	<b>Secado para Manipulación</b>	<b>Curado Total</b>
-5 °C	2 horas	48 horas
0 °C	2 horas	36 horas
10 °C	1 hora	24 horas
20 °C	30 minutos	12 horas
30 °C	15 minutos	6 hora

**Datos adicionales**

No e posible medir el espesor de película seca, ya que el acabado penetrará parcialmente en la imprimación porosa de silicato de zinc.

La superficie debe mantenerse húmeda durante las 4 horas siguientes.

### **4.3 NORMAS SOBRE PREPARACIÓN DE LA SUPERFICIES Y APLICACIÓN DE RECUBRIMIENTOS PROTECTORES.**

#### **4.3.1 PREPARACIÓN DE LA SUPERFICIE.**

Los métodos de preparación de superficies son las normalizadas por las instituciones:

- SSPC Steel Structures Painting Council.
- NACE National Association of Corrosion Engineers.
- SIS Swedish Institute of Standards.
- ISO International Organization for Standardization.
- BSI British Standards Institute.

A continuación se detallan las normas más utilizadas para preparación de superficies, además se menciona su equivalencia con los otros sistemas de normalización.

#### **A. NORMA SSPC-SP-1 LIMPIEZA CON SOLVENTES.**

Se basa en la acción de los solventes, emulsiones o compuestos para lograr la limpieza. Se usa para remover grasa, polvo y otros materiales contaminantes. No se elimina: herrumbre, escamas de óxido, escama de laminación ni residuos de pintura vieja.



FIGURA 4.5  
SOLVENTES

## **B. NORMA SSPC-SP-2 LIMPIEZA CON HERRAMIENTAS MANUALES.**

Eliminación de oxido, escamas de laminación y pintura suelta con espátulas, piquetas, lijas o cepillos de alambre.



FIGURA 4.6  
CEPILLOS DE ALAMBRE

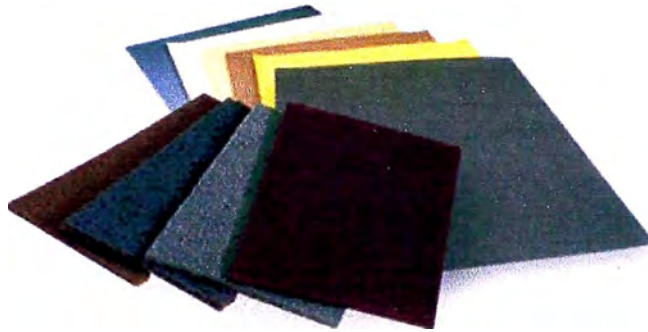


FIGURA 4.7  
LIJAS

**C. NORMA SSPC-SP-3 LIMPIEZA CON HERRAMIENTAS MECÁNICAS.**

Eliminación de óxido, escamas de laminación y pintura suelta, con lijadoras, esmeriles, cepillos mecánicos.



FIGURA 4.8  
HERRAMIENTAS MECÁNICAS: ESMERIL



**D. NORMA SSPC-SP-5 LIMPIEZA CON CHORRO DE ARENA  
AL METAL BLANCO(NORMA NACE N° 1, SIS SA.3)**

Eliminación de todo óxido, escamas de laminación, pinturas y demás materiales extraños visibles, mediante chorro abrasivo (seco o húmedo) de arena o granalla.

**E. NORMA SSPC-SP-10 LIMPIEZA CON CHORRO DE  
ARENA AL METAL CASI BLANCO(NORMA NACE N° 2,  
SIS SA. 2)**

Limpieza con chorro de arena al metal casi blanco, eliminando todo residuo visible de por lo menos 95% del área de cada pulgada cuadrada.

**F. NORMA SSPC-SP-6 LIMPIEZA CON CHORRO DE ARENA  
AL METAL GRIS COMERCIAL(NORMA NACE N° 3, SIS  
SA. 2)**

Eliminación de todo óxido, escamas de laminación, pintura y demás materiales extraños de por lo menos 2/3 ó 66% de cada pulgada cuadrada. Se acepta sombras suaves en menos de 1/3 ó 33% de cada pulgada cuadrada.

## **G. NORMA SSPC-SP-7 LIMPIEZA CON CHORRO DE ARENA SIMPLE(NORMA NACE N° 4, SIS SA. 1)**

Eliminación con chorro de arena de todo material suelto, excepto residuos de escamas de laminación, óxido y pinturas que estén bien adheridas, exponiendo numerosas y uniformemente distribuidas áreas de metal limpio.

### **4.3.2 APLICACIÓN DE RECUBRIMIENTOS.**

Los métodos de aplicación de recubrimientos son los siguientes:

- Brocha.
- Rodillo.
- Spray convencional.
- Spray sin aire.

#### **A. APLICACIÓN DE LA BROCHA.**

Debe fomentarse donde las áreas que van a cubrirse no son sencillas. Para las áreas donde se permite la aplicación, probablemente será necesario que el aplicador use además una brocha para cubrir las áreas difíciles, por ejemplo los puntos de conexión con pernos, soldaduras, etc. Este revestimiento es a menudo llamado el revestimiento de faja (strip coat). Cuando se concluye, el revestimiento de faja habrá puesto una capa extra de pintura sobre esas áreas que de otro modo no pueden retener un revestimiento aplicado de spray completo, es decir los bordes afilados, etc.



FIGURA 4.9  
BROCHA

## B. APLICACIÓN DEL RODILLO.

Aun cuando este método es más rápido que la brocha, particularmente para las áreas grandes, la calidad del trabajo es generalmente inferior al uso de la brocha desde el punto de vista de protección a largo plazo. Normalmente, el revestimiento tiende a ser algo más delgado y más poroso debido a las pequeñas cantidades que el rodillo puede depositar en la película.



FIGURA 4.10  
RODILLO

### **C. APLICACIÓN DEL SPRAY CONVENCIONAL.**

El equipo de spray convencional utiliza (en comparación con el spray sin aire) presiones bajas para esparcir pintura atomizada sobre la superficie preparada. A continuación se describe una unidad convencional de spray: La pintura es arrastrada (succionada) por una presión de alrededor de 20 a 60 psi, a la cabeza del spray. Esta cabeza del spray obliga al material a pasar a través de un orificio estrecho donde es entonces mezclado con un flujo dual de aire. La fuerza del aire que entra en la corriente de pintura produce atomización fina del material el cual se sienta suavemente sobre la superficie a ser revestida.

### **D. APLICACIÓN DEL SPRAY SIN AIRE.**

La aplicación sin aire difiere de la convencional en varios aspectos importantes. La cantidad de revestimiento esparcida a la superficie puede ser de hecho muy alta constituyendo una operación rápida en estructuras o tuberías grandes. La pintura se esparce desde un recipiente, después de haber sido succionada a una bomba neumática. Esta bomba es normalmente del tipo de presión operacional.

El pistón de la bomba es impulsado hacia arriba y hacia abajo, extrayendo pintura hacia una cámara de compresión y esparciéndola después a una presión mayor. Normalmente la presión de aire que impulsa la bomba será alrededor de 80 a 100 psi. La fuerza de la pintura

que se esparce a través de un orificio estrecho forma una llovizna de gotitas. Este proceso no requiere atomización del aire.



FIGURA 4.11  
EQUIPO SIN AIRE

#### 4.4 PROCEDIMIENTOS DE PREPARACIÓN DE SUPERFICIE Y APLICACIÓN DE RECUBRIMIENTOS PROTECTORES.

A continuación presentamos el diagrama de flujo del tratamiento general que se le aplica a las tuberías desde el momento en que estas llegan a planta.

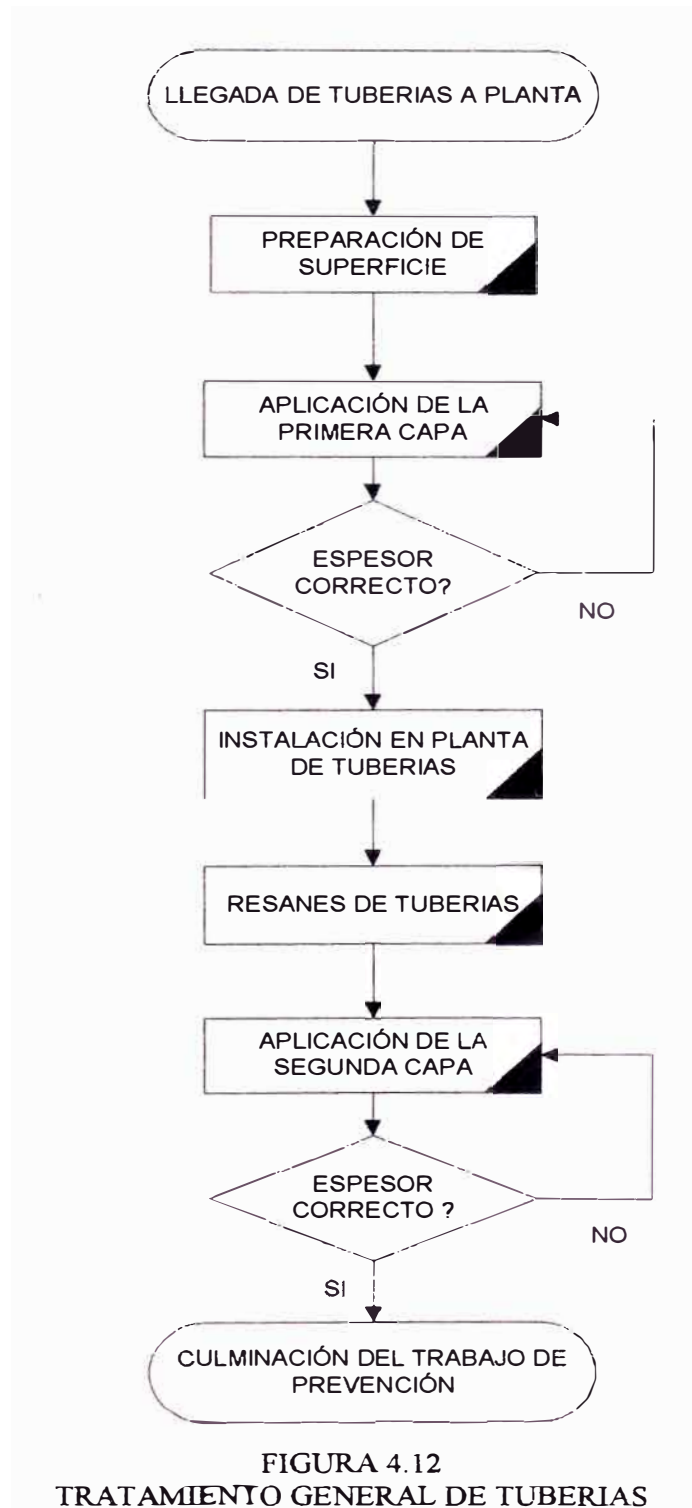


FIGURA 4.12  
TRATAMIENTO GENERAL DE TUBERIAS

#### **4.4.1 ESQUEMA 1.**

##### **A. PARA LAS TUBERÍAS QUE RECIÉN LLEGAN A PLANTA.**

##### **CONDICIONES AMBIENTALES PARA LOS TRABAJOS.**

En la ejecución del trabajo se tomarán mediciones de las condiciones ambientales, como: humedad relativa, punto de rocío y temperatura de superficie.

##### **PREPARACIÓN DE SUPERFICIES.**

Las tuberías que lleguen al galpón serán arenadas según la Norma SSPC-SP-6 Limpieza con chorro de arena al metal gris comercial.

##### **APLICACIÓN DE PINTURA.**

Aplicación de una capa de pintura epóxica SIGMA CM MIOCOAT a un espesor de 5 mils seco, (húmedo en 7 –8 mils) con brocha de metal desnudo.

##### **EVALUACIÓN EN LAS ETAPAS DE PREPARACIÓN DE SUPERFICIE Y APLICACIÓN DE PINTURA.**

En la preparación de la superficie se tendrá especial cuidado que las superficies limpiadas no contengan grasa, polvo, corrosión y otros contaminantes.

## **B. PARA TUBERÍAS INSTALADAS EN PLANTA.**

### **CONDICIONES AMBIENTALES PARA LOS TRABAJOS.**

En la ejecución del trabajo se tomarán mediciones de las condiciones ambientales, como: humedad relativa, punto de rocío y temperatura de superficie.

### **PREPARACIÓN DE SUPERFICIES.**

Las tuberías instaladas, se lavarán con agua potable y detergente biodegradable, según norma SSPC-SP1, para retirar las adherencias de grasa, polvo, y humedad.

Las zonas con presencia de corrosión serán limpiadas con lija N° 60 y 80, hasta lograr el metal desnudo, según la norma SSPC-SP2.

Las costuras de soldadura y las zonas con corrosión profunda serán limpiadas con arenado puntual y/o limpieza manual mecánica.

### **APLICACIÓN DE PINTURA.**

- **CAPA DE RESANE – DESMANCHE.**

Aplicación de una capa de pintura epóxica SIGMA CM MIOCOAT a un espesor de 5 – mils seco, (húmedo en 7 –8 mils) con brocha de metal desnudo.

- **CAPA FINAL DE POLIURETANO.**

Luego de haber lavado las superficies de las tuberías y haber secado, dichas superficies, se aplicara una capa final de pintura Sigmadur Gloss, a un espesor de 1.5 – 2 mils seco aplicado con pistola de succión,



equipo convencional, brocha, rodillo o equipo airless, según sea las necesidades.

### **EVALUACIÓN EN LAS ETAPAS DE PREPARACIÓN DE SUPERFICIE Y APLICACIÓN DE PINTURA.**

En la preparación de la superficie se tendrá especial cuidado que las superficies limpiadas no contengan grasa, polvo, corrosión y otros contaminantes.



Arenado y pintado slug catcher

04 mayo 03

FIGURA 4.13 PREPARACION DE SUPERFICIE Y APLICACIÓN DE RECUBRIMIENTO ESQUEMA 1

#### **4.4.2 ESQUEMA 6.**

##### **A. PARA TUBERÍAS RECIÉN LLEGADAS A PLANTA.**

##### **CONDICIONES AMBIENTALES PARA LOS TRABAJOS.**

En la ejecución del trabajo se tomarán mediciones de las condiciones ambientales, como: humedad relativa, punto de rocío y temperatura de superficie.

##### **PREPARACIÓN DE SUPERFICIES.**

Las tuberías que lleguen al galpón serán arenadas según la Norma SSPC-SP-10 Limpieza con chorro de arena al metal casi blanco.(Norma NACE N°2, SIS Sa.3)

##### **APLICACIÓN DE PINTURA.**

Aplicación de una capa de pintura epóxica SIGMA TORNUSIL a un espesor de 3.5 mils seco, (húmedo en 4 –5 mils) con brocha de metal desnudo.

##### **EVALUACIÓN EN LAS ETAPAS DE PREPARACIÓN DE SUPERFICIE Y APLICACIÓN DE PINTURA.**

En la preparación de la superficie se tendrá especial cuidado que las superficies limpiadas no contengan grasa, polvo, corrosión y otros

## **B. PARA TUBERÍAS INSTALADAS EN PLANTA.**

### **CONDICIONES AMBIENTALES PARA LOS TRABAJOS.**

En la ejecución del trabajo se tomarán mediciones de las condiciones ambientales, como: humedad relativa, punto de rocío y temperatura de superficie.

### **PREPARACIÓN DE SUPERFICIES.**

Las tuberías instaladas en planta, se lavarán con agua potable y detergente biodegradable, según norma SSPC-SP, para retirar las adherencias de grasa, polvo, y humedad.

Las zonas con presencia de corrosión serán limpiadas con lija N° 60 y 80, hasta lograr el metal desnudo, según la norma SSPC-SP2.

Las costuras de soldadura y las zonas con corrosión profunda serán limpiadas con arenado puntual y/o limpieza manual mecánica.

### **APLICACIÓN DE PINTURA.**

- **CAPA DE RESANE – DESMANCHE.**

Aplicación de una capa de pintura epóxica SIGMA TORNUSIL a un espesor de 3.5 mils seco, (húmedo en 4 –5 mils) con brocha de metal desnudo.

- **CAPA FINAL DE POLVO DE ALUMINIO.**

Luego de haber lavado las superficies de las tuberías y haber secado, dichas superficies, se aplicara una capa final de recubrimiento metálico SIGMATHER SILICATE, a un espesor de 1 mils seco aplicado con

pistola de succión, equipo convencional, brocha, rodillo o equipo airless, según sea las necesidades.

#### **EVALUACIÓN EN LAS ETAPAS DE PREPARACIÓN DE SUPERFICIE Y APLICACIÓN DE PINTURA.**

En la preparación de la superficie se tendrá especial cuidado que las superficies limpiadas no contengan grasa, polvo, corrosión y otros contaminantes.

#### **4.5 SEGURIDAD DURANTE LA REALIZACIÓN DE LOS TRABAJOS DE ARENADO Y PINTADO.**

Los implementos y medios de protección de personal destinados a eliminar o reducir los riesgos ocupacionales son de uso obligatorio en todo centro de trabajo, la protección personal, no dispensa en ningún caso la obligación de emplear medios de prevención de carácter general.

Los implementos y medios de protección personal se harán conforme a las especificaciones técnicas formuladas por el organismo de seguridad que corresponden de referencia obligatoria para cada tipo de implemento utilizado en la empresa. Ellos serán seleccionados cuidadosamente teniendo en cuenta su calidad, resistencia, duración, comodidad y otras condiciones de protección eficaz. La recepción y entrega será supervisada por las áreas de seguridad correspondientes.

El nivel de aislamiento mínimo permisible en los implementos de protección personal y en las herramientas debe ser adecuado al voltaje con el que se trabaja, no debiendo pasar más de 0.3 de miliampers.

Los implementos de protección personal serán de uso exclusivo en las labores de la empresa. Es obligatorio para el personal el uso, cuidado y conservación de los implementos de seguridad que la empresa proporcione.

### **ROPA DE TRABAJO.**

Todo trabajador que este sometido a determinados riesgos de accidentes y enfermedades ocupacionales o en razón de aquellas actividades que impone la obligación de distinguirse de las otras empresas, está obligado al uso de la ropa de trabajo que le será facilitado por la empresa.

El área administrativa, en condiciones con el área de seguridad e higiene ocupacional fiscalizará el cumplimiento del uso de la ropa de trabajo.

La ropa de trabajo cumplirá los siguientes requisitos:

- Estará confeccionada de acuerdo a las especificaciones técnicas correspondientes.
- Estará confeccionada de tejido o material adecuado de preferencia de fibra de algodón teniendo en cuenta la zona y condiciones climatológicas.
- Eliminarán o reducirán en lo posible aquellos elementos adicionales como boca mangas, botones, cordones, bolsillos, u otros a fin de evitar el peligro de enganches.

- En toda actividad o trabajo con riesgo se prohíbe el uso de corbatas, tirantes, bufandas, cadenas, anillos, y otros aditamentos posibles de enganches o conductores de la electricidad.

### **PROTECCIÓN DE LA CABEZA.**

- Los medios de protección a la cabeza asegurarán la defensa del cráneo, cara, cuello, y en su caso la protección complementaria de los ojos y oídos.
- Es obligatorio el uso de casco, aislante antichoque, para toda persona que realice trabajos en: instalaciones aéreas (piperacks) o a nivel de las centrales de generación, en los locales pequeños o zanjas, los que ejecutan trabajos de mecánica, limpieza, manejo de vehículos motorizados, a fin de prevenir contra posibles riesgos de electrocución, caída violenta de objetos sobre la cabeza o de impactos.
- Los cascos de seguridad estarán compuestas del casco propiamente dicho y del barbiquejo ajustable de sujeción. El tafilete será regulable para los distintos tamaños de cabeza y de sólida fijación al casco. Los elementos indicados en contacto con la cabeza serán fácilmente reemplazables.

### **PROTECCIÓN DE LA VISTA.**

Los trabajadores serán protegidos en sus ojos cuando estén expuestos a los siguientes riesgos:

- Acción o impacto de partículas o cuerpos sólidos.
- Acción de polvo y humo.

- Acción de arcos eléctricos y radiaciones peligrosas.
- Sustancias gaseosas irritantes o tóxicas.
- Deslumbramientos.
- Proyección o salpicadura de sustancias químicas y de líquidos fríos o calientes.

Los anteojos o gafas protectoras tendrán las siguientes condiciones:

- En caso de trabajar con gases, vapores o polvo muy fino, serán completamente cerradas y ajustadas al rostro; en el caso de polvos gruesos o líquidos, será igual a la anterior pero con ventilación indirecta, en los demás casos serán de tipo normal y con protección lateral.
- La armadura o montura del antejo será de material metálico o plástico, serán indeformables al calor e incombustible.
- Será de fácil limpieza.
- Los lentes transparentes de los anteojos serán de cristal o plástico, serán ópticamente neutros.
- Las pantallas o viseras estarán libres de rayas, estrías, ondulaciones y serán de tamaño adecuado al riesgo.

### **PROTECCIÓN DE VIAS RESPIRATORIAS.**

Todo trabajador será protegido contra los riesgos del aparato respiratorio originado por:

- Polvos, humos o nieblas.
- Gases y vapores tóxicos.



Los equipos protectores del aparato respiratorio reunirán los siguientes requisitos y condiciones:

- Serán apropiados al tipo de riesgo.
- Serán ajustables al control facial.
- Se mantendrá su conservación y vigilara su utilidad.
- Se almacenarán en compartimientos secos, amplios y de temperatura adecuada.
- En los trabajos de inspección y operación en lugares subterráneos de ventilación deficiente es obligatorio llevar consigo el equipo adecuado de respiración autónoma, detector de gases tóxicos y explosivos y equipo de iluminación adecuada.

### **CINTURONES DE SEGURIDAD.**

- Para los trabajos de altura es obligatorio el uso de correas o cinturones de seguridad.
- Los cinturones de seguridad reunirán las siguientes características:
  - ✓ Serán de material resistente tejidos en algodón, lino, lana o fibra sintética apropiada o de cuero curtido o cromo de cuero de una sola pieza, con una resistencia mínima de 1150 Kg. por centímetro cuadrada. Las partes metálicas serán de una sola pieza y de resistencia superior a la correa.
  - ✓ Tendrá un espesor no menor de 4 mm. de una anchura comprendida entre 10 y 20 cm. y con una longitud regulable.

- ✓ Se inspeccionará el cinturón antes de su uso, cuando tenga cortes, grietas o deshilachas, que comprometan su resistencia serán descartadas
- ✓ Estarán provista de anillos por donde pasarán la cuerda salvavidas y aquellas no deberán ir sujetos por medio de remaches.
- ✓ Los estribos o cordones de sujeción serán de nylon u otro material resistente con una resistencia mínima de 1150 Kg. / cm<sup>2</sup>, esta prohibido el uso de cuerdas metálicas.

## **CAPITULO 5**

# **CONTROL DE CALIDAD DURANTE EL PROCESO DE APLICACIÓN.**

### **5.1 CONDICIONES AMBIENTALES.**

Las condiciones ambientales deberán ser las apropiadas para la preparación de superficies y aplicación de revestimientos, mediante la medición de la temperatura del aire, temperatura del acero, humedad relativa y punto de rocío.

Para realizar la medición de la temperatura del aire, humedad relativa y punto de rocío usaremos un Higrometro de rotación (Whirling Hygrometer).

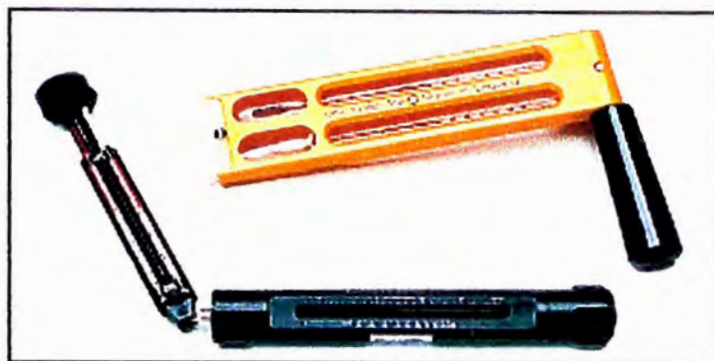


FIGURA 5.1  
WHIRLING HYGROMETER

Para realizar la medición de la temperatura del acero utilizaremos un termómetro magnético (dial thermometer)



FIGURA 5.2  
DIAL THERMOMETER

Las condiciones necesarias y suficientes para empezar con los trabajos son:

- ✓ La temperatura del acero deberá de estar por lo menos 2 grados por encima de la temperatura del punto de rocío, para de esta forma evitar la condensación del agua.
- ✓ La humedad relativa del medio ambiente deberá ser menor de 85%

- ✓ La temperatura ambiente esta contemplada en la hoja técnica del recubrimiento.

## 5.2 PERFIL DE SUPERFICIE.

Para realizar la medición del perfil de superficie utilizaremos una cinta Testex y un medidor de espesor para medir el perfil de la superficie.

La Cinta Testex consta de espuma con un respaldo no comprimible. La espuma se frota sobre la superficie, dando una impresión reproducida del perfil de la superficie.

A continuación debe usarse un Medidor de Espesor para medir el perfil de la superficie. El Medidor de Espesor se usa para medir la altura entre picos y valles del perfil de una superficie formado en la Cinta Testex.

El perfil de superficie dependerá del esquema adoptado, teniendo en consideración lo siguiente:

ESQUEMA	PERFIL DE SUPERFICIE(MILS)
1	1 - 2
6	2 - 3

TABLA 5.1  
PERFIL DE SUPERFICIE SEGÚN ESQUEMA

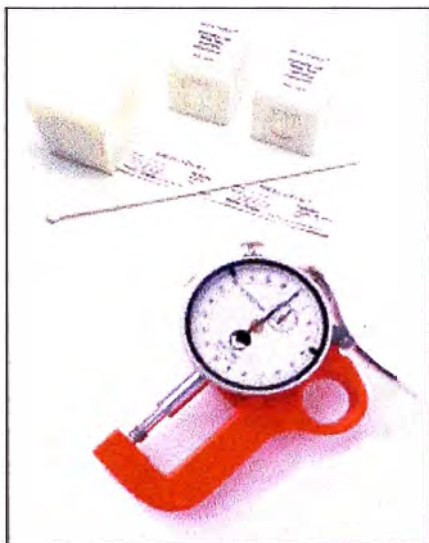


FIGURA 5.3  
MEDIDOR DE ESPESOR PARA MEDIR PERFIL DE SUPERFICIES

### 5.3 ESPESOR DE PELÍCULA HÚMEDA (EPH).

El espesor de película húmeda deberá asegurar que cuando seque, el espesor que el recubrimiento alcance será el estipulado en el diseño.

Para controlar el EPH, se requerirá un calibrador de espesor de película húmeda, el instrumento más común para medir el EPH es el calibrador de peine. Los dos dientes exteriores del peine son de igual longitud mientras que los dientes internos son progresivamente más cortos.

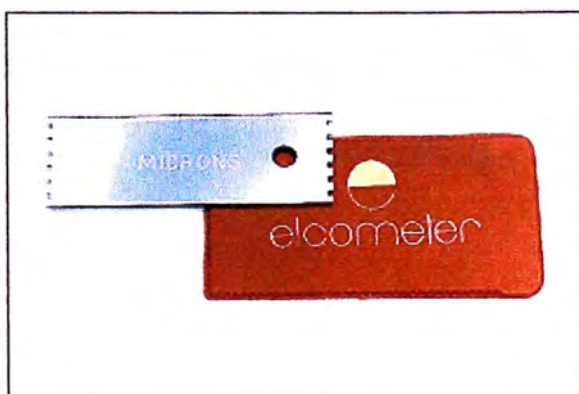


FIGURA 5.4  
PEINE PARA PELÍCULA HÚMEDA

#### 5.4 ESPESOR DE PELÍCULA SECA (EPS).

Garantiza una adecuada barrera entre la cañería y el medio ambiente para pretejerla contra la corrosión.

La medición del EPS es de importancia considerable porque:

- Es el único valor positivo que puede verificarse en cualquier momento después de la aplicación, sin que se dañe el revestimiento.
- Este valor puede definirse en las especificaciones

La medición del espesor de la película seca normalmente se efectúa usando un calibrador electrónico o magnético, utilizando la norma SSPC-PA2 tipo 1 o tipo 2 o ASTM 1186-87 método A o método B; la cual podemos observar en el anexo E del presente informe, en donde encontraremos un ejemplo numérico en el apéndice 1 de dicha norma.

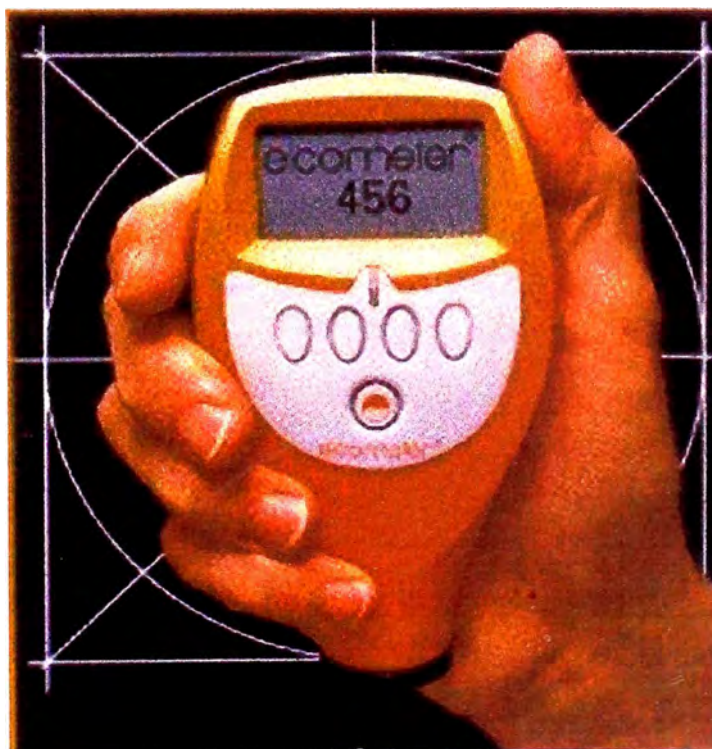


FIGURA 5.5  
CALIBRADOR MAGNÉTICO PARA MEDIR EL EPS

## 5.5 CALCULO DEL EPH EN FUNCIÓN DEL EPS.

Mediante la siguiente expresión podemos calcular el espesor de película húmeda a aplicar, para cuando seque esta quede el espesor según la especificación.

El porcentaje de sólidos por volumen lo sacamos directamente de las hojas técnicas de los fabricantes de pinturas.

$$\frac{\text{Espesor de película seca}}{\text{Sólidos por volumen}} \times 100 = \text{Espesor película húmeda}$$

ESQUEMA 1	
Capa:	Espesor de película seca (mils)
Primera capa	5.0 – 5.5
Segunda capa	1.5 – 2
ESQUEMA 6	
Capa:	Espesor de película seca (mils)
Primera capa	3.5 – 4
Segunda capa	1 – 1.5

TABLA 5.2  
TABLA DE ESPESORES DE PELÍCULA SECA



## **5.6 TIEMPO DE SECAMIENTO.**

Este es el período durante el cual el solvente esta evaporándose de la película, y el curado por oxidación o la reacción química esta teniendo lugar. Ambos procesos son afectados por:

- ✓ La temperatura.
- ✓ La ventilación (el movimiento del aire que reduce la concentración del solvente inmediatamente encima de la superficie)
- ✓ El espesor de la película de pintura

## **5.7 HOJA DE CONTROL DE CALIDAD.**

En las hojas de control de calidad, quedan registradas las medidas realizadas antes, durante y después de las labores de arenado y pintado; estas hojas quedaran como registro de lo trabajos realizados.

La hoja de control de calidad se encuentra dividida en las siguientes partes:

- **DETALLES GENERALES.**

Aquí se especifica el sistema aplicado, el código del isométrico que identifica a la tubería dentro de la planta.

- **MEDIDAS CLIMÁTICAS.**

Aquí se anota la temperatura de ambiente, temperatura superficial, punto de rocío, % de humedad relativa, y el estado de la condición climática.

- **PREPARACIÓN DE SUPERFICIE.**

Se identificará si se encuentran las tuberías vírgenes o montadas en planta, en caso de ser tuberías vírgenes, la preparación de la superficie será completa; en el caso de tuberías montadas la preparación de la superficie será puntual ya que nos encontraremos en la etapa de los resanes previos a la aplicación de la segunda capa.

- **APLICACIÓN DE PINTURA.**

Aquí se detallara si la aplicación es de la primera o de la segunda capa, el tipo de pintura, tinner, el espesor medido tanto en húmedo como en seco, el método de aplicación.

- **CHEQUEO FINAL Y OTRAS INSPECCIONES.**

Aquí se anotarán los detalles técnicos de la hoja de datos del fabricante de pinturas, indicadas en la sección 4.2.2

### **PRUEBAS DE ADHESIÓN:**

Estas pruebas son realizadas al recubrimiento pasado el tiempo de secado, para verificar la adecuada adherencia de este con el substrato, para ello aplicaremos la norma ASTM D 3359(Anexo H), en donde se describe el procedimiento para la realización de la misma.

## **CONCLUSIONES.**

- Los métodos para prevención de la corrosión antes de la instalación de la planta de gas, reduciría los costos correspondientes al mantenimiento de las instalaciones; además mediante estos trabajos de prevención buscamos una mayor vida útil para la Planta.
- La durabilidad potencial de un sistema de revestimiento sólo puede verse realizada si se aplica a una superficie adecuadamente preparada, de la manera correcta y bajo las condiciones correctas.
- Los revestimientos tanto de pintura como metálicos difieren de otros procesos industriales en que los mismos son susceptibles de abuso por el operador o a las influencias adversas del medio ambiente; por ello es necesaria la capacitación de los mismos, de tal manera que se asegure un trabajo bajo los procedimientos establecidos.
- Es una responsabilidad de los supervisores el asegurarse que todo el trabajo se lleve a cabo de acuerdo con las especificaciones del cliente y las recomendaciones de los fabricantes. Las especificaciones forman parte del acuerdo legal entre el cliente y el contratista y constituye el documento principal.

# **BIBLIOGRAFÍA.**

- OTERO HUERTA, ENRIQUE; “CORROSIÓN Y DEGRADACIÓN DE MATERIALES “; EDITORIAL SÍNTESIS; 2001.
- JOSÉ A. GONZÁLES FERNÁNDEZ; “TEORÍA Y PRACTICA DE LA LUCHA CONTRA LA CORROSIÓN”; CENTRO NACIONAL DE INVESTIGACIONES METALURGICAS; MADRID; 1984.
- METALS HANDBOOK NINTH EDITION; SURFACE CLEANING, FINISHING, AND COATING; AMERICAN SOCIETY FOR METALS; 1982.
- APUNTES DE CURSO “TECNOLOGÍA EN EL USO FINAL DEL GAS NATURAL”; VI CICLO DE ACTUALIZACIÓN DE CONOCIMIENTOS DIC-003.
- PROTECTIVE COATINGS INSPECTION MANUAL; ELCOMETER; 1994.
- [HTTP://WWW.NACE.ORG/NACE/INDEX.ASP](http://WWW.NACE.ORG/NACE/INDEX.ASP)
- [HTTP://WWW.ELCOMETER.COM/](http://WWW.ELCOMETER.COM/)

## **ANEXOS:**

A. HOJA DE CONTROL DE CALIDAD.

B. ISOMÉTRICOS.

C. NORMA ASME B 31.8 CAPÍTULO VI.

D. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA LA SELECCIÓN Y  
APLICACIÓN DE RECUBRIMIENTOS PROTECTORES.

E. NORMA SSPC-PA2.

F. PROBLEMAS DE PINTADO.(CAUSAS Y SOLUCIONES)

G. ASIGNACIÓN SEGURA DE TRABAJO. (AST)

H. NORMA ASTM D 3359.

**A. HOJA DE CONTROL DE CALIDAD.**

	<b>SISTEMA DE CALIDAD</b>	EPC1.FO.CO.PIN.01
	<b>REPORTE DE PREPARACION DE SUPERFICIE Y APLICACIÓN DE PINTURA</b>	REV. 0 Fecha: Hoja 1 de 1

Cliente:	Proyecto:	Reporte N°
----------	-----------	------------

Sistema:

Estructura:	No.
-------------	-----

Equipo:	No.
---------	-----

Tubería:	Isométrico:
----------	-------------

Otros:

MEDIDAS CLIMATICAS					PREPARACIÓN DE SUPERFICIE			
Día:	Hora:				Puntual	<input type="checkbox"/>	Completa	<input type="checkbox"/>
	Lectura 1	Lectura 2	Lectura 3	Lectura 4	TIPO DE PREPARACIÓN			
Temperatura Ambiente °C					Mecánica	<input type="checkbox"/>	Manual	<input type="checkbox"/>
Temperatura superficial					Especificación:	_____		
Punto de Rocío					Abrasivo:	_____		
% Humedad Relativa					Perfil:	_____		
Condición climática								

### APLICACIÓN DE PINTURA

Capa	Pintura	Tipo Pintura	Envase N°	Tiner	Espesor	Mediciones		Metodo Aplicación	Aceptado
						Humedo	Seco		

### CHEQUEO FINAL Y OTRAS INSPECCIONES

Descripcion	Resultados	Remarks

<b>CONTRATISTA</b>	<b>CONSORCIO</b>	<b>CLIENTE</b>
Nombre: _____	Nombre: _____	Nombre: _____
Firma: _____	Firma: _____	Firma: _____
Fecha: _____	Fecha: _____	Fecha: _____



QUALITY SYSTEM  
SISTEMA DE CALIDAD

EPC1.FOCO.PIN 01  
REV. 0  
Fecha:  
Hoja: 1 de 1

SURFACE PREPARATION AND COATING REPORT  
REPORTE DE PREPARACION DE SUPERFICIE Y APLICACIÓN DE PINTURA

CUSTOMER / Cliente: **PlusPETROL** PROJECT / Proyecto: **EPC1 - CAMISEA (TRAMPA DE SCRAPPERS)** Report N°:

SYSTEM / Sistema: **AREA 310**

STRUCTURE / Estructura: No.

EQUIPMENT / Equipo: No.

PIPING / Tubería: **WARM FLORE** ISOMETRIC / Isométrico: **2-FL-270031-D1-B-S3**

OTHERS / Otros: **PCM-310-IS-C-002**

ENVIROMENTAL MEASURES MEDIDAS CLIMATICAS					SURFACE PREPARATION PREPARACION DE SUPERFICIE	
DAY / Day: <b>28-11-03</b>	HOUR/Hora:				SPOT / Puntual	<input type="checkbox"/> COMPLETE / Completa: <input checked="" type="checkbox"/>
	<b>09:00AM</b>	<b>16:30PM</b>			PREPARATION TYPE TIPO DE PREPARACION	
	READING 1 Lectura 1	READING 2 Lectura 2	READING 3 Lectura 3	READING 4 Lectura 4	MECHANICAL / Mecánica <input checked="" type="checkbox"/> MANUAL / Manual <input type="checkbox"/>	
AMBIENT TEMPERATURE °C/ Temperatura Ambiente	<b>29°C</b>	<b>26°C</b>			SPECIFICATION / Especificación: <b>SSPC-SP6</b>	
SURFACE TEMPERATURE °C/ Temperatura superficial	<b>28°C</b>	<b>27°C</b>			ABRASIVE / Abrasivo: <b>ARENA</b>	
DEW POINT °C / Punto de Rocio	<b>25°C</b>	<b>24°C</b>			PROFILE / Perfil: <b>1.8 mils.</b>	
% RELATIVE HUMIDITY / % Humedad Relativa	<b>85%</b>	<b>85%</b>				
WEATHER CONDITION / Condicion climática						

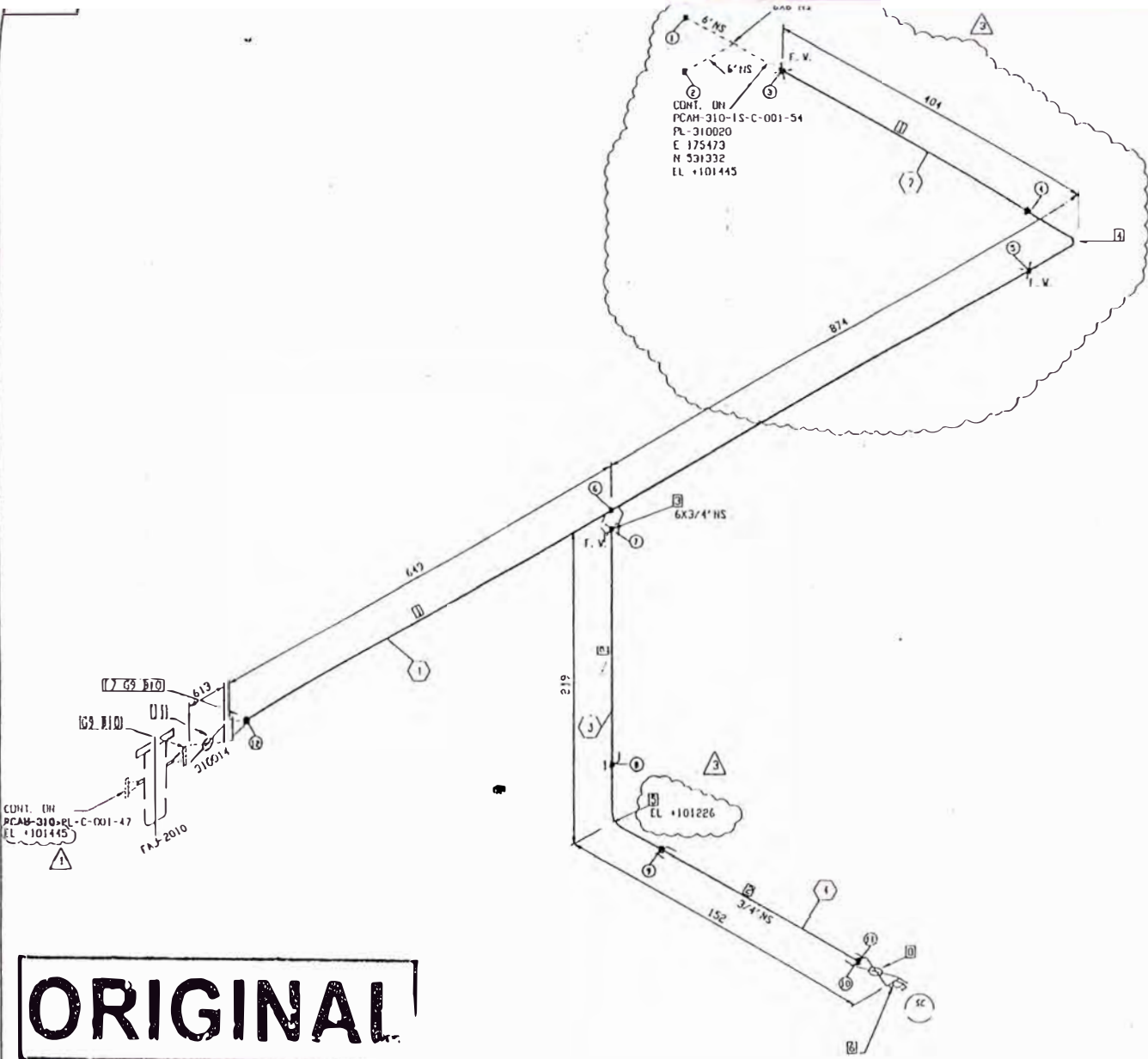
PAINT APPLICATION APLICACIÓN DE PINTURA									
COAT Capa	PAINT Pintura	PAINT TYPE Tipo de pintura	BATCH No. Envase No.	THINNER Tiner	PREVIOUS DFT Espesor preaplicado	MEASUREMENTS Mediciones		APPLICATION METHOD Método de Aplicación	ACCEPTED Aceptado
						WFT / Humedo	DFT / Seco		
<b>Appl. Prep Coat</b>	<b>EPOXY</b>	<b>CH.HILOCOST</b>		<b>9192</b>	<b>-</b>	<b>10.0 mils</b>	<b>5.5 mils.</b>	<b>BROCKA.</b>	

VISUAL CHECK OF FINISH AND OTHER INSPECTIONS CHEQUEO FINAL Y OTRAS INSPECCIONES		
DESCRIPTION / Descripción	RESULTS / Resultados	REMARKS / Remarks
<b>SIGNA CH HILOCOST</b>	<b>Hoja tecnica 7465</b>	<b>COLOR GRIS CLARO</b>
<b>Medidor de humedad Humedad HIGROMETRO</b>	<b>Medidor de Pelicula Humeda Calletas</b>	<b>Medidor de pelicula seca ECOMETRO.</b>

CONTRTISTA	CONSORCIO	CLIENTE
NAME/Nombre: _____	NAME/Nombre: _____	NAME/Nombre: _____
SIGNATURE/Firma: _____	SIGNATURE/Firma: _____	SIGNATURE/Firma: _____
DATE/Fecha: _____	DATE/Fecha: _____	DATE/Fecha: _____



## **B. ISOMÉTRICOS.**



NO	PIPE	COMPONENT DESCRIPTION	(INS)	ITEM CODE	QTY
1	CAÑO S/COUST. ASTM A106 Gr. B SCH 120		6	CACAA099H	1321 MM
2	CAÑO S/COUST. ASTM A106 Gr. B SCH 80		3/4	CACAA099F	191 MM
FITTINGS					
3	SOCKLET SW ASTM A105 3000#		6X3/4	SLECA09AE0	1
4	CUDO 90° RL BW ASTM A234 Gr. WPB SCH 120		6	CUCF00AC9H	1
5	CUDO 90° SW ASTM A105 3000#		3/4	CUCF00AE9A	1
6	TAPÓN CAB. HEX. HPY ASTM A105 3000#		3/4	TNCA09B9A	1
FLANGES					
7	BRIDA WH / RJ ASTM A105 900# SCH 120		6	BRCA00KCLH	1
VALVES / IN-LINE ITEMS					
8	VALVULA ESTERICA S.V. x N.P. I. 3750#S1		3/4	EBA 04	1
ERECTION MATERIALS					
PI	COMPONENT DESCRIPTION		N.S.	ITEM CODE	QTY
10	GASKETS		(INS)		
9	JUNTA ANILLO OVAL SOFT IRON CARR. 900#		6	JUJ0009E9	2
BOLTS					
10	ESPARR. C/2 INERC. ASTM A193/B7 A194/2H1 XYLEN 1070		DIAXLGH (INS)XMM	ESCE09920	24
VALVES / IN-LINE ITEMS					
11	VALVULA ESTERICA RTJ 900#		N.S. (INS)	6	DBA 01 1



REFERENCIAS:

- PCAM-310-PL-C-120 - PIPING PLANT SLUG CATCHER AREA
- PCAM-310-PL-Y-303-1 - P&I DIAGRAM CR SLUG CATCHER
- PCAM-310-PL-Y-303-2 - P&I DIAGRAM CR SLUG CATCHER
- PCAM-0100-ET-C-0001 - GENERAL PIPING FABRICATION AND INSTALLATION.
- PCAM-0100-EI-X-0002 - SELECTION AND APPLICATION OF PROTECTIVE COATINGS.
- PCAM-0100-EI-C-0003 - PIPING & EQUIPMENT INSULATION/FIREPROOFING, SELECTION AND INSTALLATION.
- PCAM-0100-ET-C-0002 - CLEANING, PRESSURE TESTING, AND PREPARATION OF PIPING SYSTEMS FOR START-UP.

SIMBOLOGIA:

- II INDICA POSICION
- ① INDICA SOLDADURAS
- Ⓛ INDICA SPOOLS

**ORIGINAL**

NOTAS:  
 1. TODAS LAS UNIONES BRIDADAS ESTAN ACOTADAS SIN INDICACION DE JUNTAS TENIENDO EN CUENTA QUE PARA JUNTA PLANA = 1mm, ESPIRALADAS = 3mm, e ISO K115 = 2mm.  
 2. EL CONTRAISTA DEBERA PREVER NIPLAS DE AJUSTE DE 400 mm.

TREATAMIENTO TERMICO	INSTRUMENTOS		VALVULAS	
SI / NO	SI	NO	SI	NO
.. / X	..	X	..	..
RADIOGR.	FINITURA: ...	Clasif.: ...	ASLACION	
	COLOR: ...		Espesor: ... mm	
100 %	Temp. Oper. 110 °F	Pres. Diseño 1800 psig	Pres. Pbo. 2700 psig	Neumática / Hidráulica

SABE		LATINTECNA		JUC	
REV	FECHA	POR	REV	A/P	
0	11/11/02	I.S.A.	G.P.	J.Z.	
1	13/12/02	I.S.A.	G.P.	J.Z.	
2	18/12/02	I.S.A.	G.P.	J.Z.	
3	03/02/03	I.S.A.	G.P.	J.Z.	

pluspetrol		PERU CORPORATION S.A.	
CUENTE:	PLUSPETROL PERU CORPORATION S.A.	ODRA:	EPCI CAMISEA
TITULO:	SLUG CATCHER AREA	DOCUMENTO N°:	PCAM-310-IS-C-001
REVISION:	3	ISOMETRIA N°:	6"-PL-310012-01-B
TRAZA:	53	Reemplazo de:	

**C. NORMA ASME B 31.8 CAPÍTULO VI.**

## CAPÍTULO VI CONTROL DE CORROSIÓN

### 860 CONTROL DE CORROSIÓN

#### 861 ALCANCE

(a) El presente capítulo contiene los requerimientos mínimos y procedimientos para el control de corrosión de tubería metálica y componentes, expuesta, enterrada y sumergida, (Véase en el Capítulo VIII los requerimientos especiales para el caso de costa afuera.) El presente capítulo contiene los requerimientos mínimos y los procedimientos para controlar la corrosión externa (incluyendo la atmosférica) e interna. Este Capítulo es aplicable a los nuevos diseños e instalaciones de sistemas nuevos de tubería y a la operación y mantenimiento de sistemas de tuberías existentes.

(b) Las disposiciones del presente capítulo de deberán aplicar bajo la dirección de personal de corrosión que sea competente. No puede anticiparse toda y cada una de las situaciones específicas, por lo tanto, la aplicación y evaluación de las prácticas de control de corrosión, requieren la aplicación del buen criterio de personas competentes para mitigar la corrosión.

(c) Se permiten desviaciones de las disposiciones del presente Código en situaciones específicas, siempre que la compañía operadora pueda demostrar que los objetivos aquí expresados, han sido logrados.

(d) Los requerimientos de control de corrosión y los procedimientos, pueden, en varias instancias, requerir medidas adicionales a las que se muestran en este Capítulo. Cada compañía operadora deberá establecer procedimientos para implementar su propio programa de control de corrosión, incluyendo los requerimientos del presente Capítulo, para alcanzar los objetivos deseados. Los procedimientos, incluyendo los de diseño, instalación y mantenimiento de sistemas de protección catódica, se deberán preparar e implementar, y efectuar bajo la dirección de personas calificadas por capacitación y/o experiencia en métodos de control de corrosión.

### 862 CONTROL DE CORROSIÓN EXTERNA

#### 862.1 Instalaciones Nueva

**862.111 General.** Todos los ductos de transporte nuevos, tubería de estación de compresión, líneas principales de distribución, líneas de servicio, y recipientes de tipo tubería o de tipo botella instalados según el presente Código, con excepción de párrafo 862.113, que permite otra cosa, deberán hallarse externamente revestidas y protegidas catódicamente, a

menos que pueda demostrarse mediante pruebas o experiencia que los materiales son resistentes a la corrosión en el ambiente en el cual estén instaladas. Se deberá tomar en cuenta el manejo, despacho, transporte, almacenamiento, condiciones de instalación, el medio ambiente de servicio y los requerimientos de protección catódica, al seleccionar los materiales de revestimiento. El *Estudio de Información de Corrosión (The Corrosion Data Survey)*, publicado por NACE (National Association of Corrosion Engineers, Asociación Nacional de Ingenieros en Corrosión), es una buena fuente de información sobre el desempeño o rendimiento de los materiales en medios corrosivos.

#### 862.112 Requerimientos de Recubrimiento

(a) La preparación de superficies deberá ser compatible con el revestimiento a ser aplicado. La superficie de la tubería deberá hallarse libre de material deletéreo, tales como herrumbre, costras, humedad, suciedad, aceites, lacas y barnices. La superficie se deberá inspeccionar para verificar que no hayan irregularidades que pudieran sobresalir a través del recubrimiento. Tales irregularidades se deberán eliminar. Puede obtenerse mayor información en NACE RP-02-75.

(b) Se deberán seleccionar revestimientos adecuados, incluyendo revestimientos de campo para las juntas y parches o tejos de reparación, atendiendo a las condiciones de manejo, despacho, transporte, almacenamiento, instalación, absorción de humedad, temperaturas de operación del ductos, factores ambientales (incluyendo la naturaleza del suelo en contacto con el revestimiento), características de adherencia y resistencia dieléctrica.

(c) El revestimiento deberá ser aplicado de manera que se asegure su efectiva adherencia a la tubería. Se deberá evitar sitios sin revestir, arrugas, puntos sin revestir (holidays) y el atrapamiento de gas.

(d) El revestimiento deberá ser inspeccionado visualmente para verificar que no hayan defectos antes de que la tubería sea bajada a la zanja. Los revestimientos de tipo aislamiento en líneas principales y líneas de transporte, se deberán inspeccionar buscando puntos vacíos (sin revestir) o holidays, por medio del método más apropiado. Los defectos de revestimiento o daños que pudieran impedir el control de corrosión efectivo, deberán ser reparados antes de que la tubería se instale en la zanja.

(e) Además de las disposiciones del párrafo 841.222, 841.252 y 841.253, se deberá tener cuidado al manejar, almacenar, e instalar la tubería, para evitar dañar el revestimiento, incluyendo medidas como las que se indican a continuación.

(1) Minimizar el manejo de la tubería revestida. Úsense equipos que sean los que menos dañen al revestimiento; por ejemplo, cinturones o canastillas de sogas en lugar de cables de acero.

(2) Úsense patines acolchados cuando resulte apropiado.

(3) Apílese o almacénese la tubería de manera que se minimice el daño al revestimiento.

**862.113 Requerimientos de Protección Catódica.** A menos que se pueda demostrar mediante pruebas o experiencia que la protección catódica no se necesita, todas las instalaciones enterradas o sumergidas que lleven revestimientos de tipo de aislamiento, exceptuando las instalaciones armadas con una vida de servicio limitada, deberán protegerse catódicamente, tan pronto como resulte factible después de su instalación. Los reemplazos menores o extensiones, se deberán proteger según lo que indica el párrafo 862.212.

Las instalaciones armadas para una vida de servicio limitada, no se necesitan proteger catódicamente si se puede demostrar que la instalación no experimentará corrosión que la haga perjudicial al público o al medio ambiente. Los sistemas de protección catódica se deberán diseñar para proteger el sistema enterrado o sumergida, en su totalidad. Se considera que una instalación se halla protegido catódicamente, cuando cumple uno o más de los criterios establecidos en el Apéndice K.

#### **862.114 Aislamiento Eléctrico**

(a) Todos los sistemas de transporte y distribución revestidos, deberán ser aislado eléctricamente en todas las interconexiones con sistemas ajenos, incluyendo las líneas de combustible de los clientes, exceptuando cuando las estructuras metálicas subterráneas estén conectadas eléctricamente y protegidas catódicamente como una unidad. Los ductos de acero se deberán aislar eléctricamente del hierro fundido, hierro dulce, o ductos de metales no ferrosos y sus componentes. Se deberán efectuar pruebas eléctricas de los sistemas de transporte y distribución para localizar contactos no intencionales con otras estructuras metálicas. Si tales contactos existen, deberán ser corregidos. Véase el párrafo 841.143 donde se dan los requerimientos de holguras o distancias de paso.

(b) En los lugares en que el ducto corra paralelo a líneas eléctricas de transmisión, se deberá prestar atención a:

(1) Investigar la necesidad de proteger las juntas de aislamiento en el ducto, contra voltajes inducidos resultantes de fallas en el suelo y rayos. Tal protección puede lograrse conectando ánodos galvanicos enterrados, con la tubería, cerca de las juntas de aislamiento y/o mediante otros métodos efectivos

(2) efectuando un estudio, en colaboración con la compañía eléctrica, en el que se tomen en cuenta los siguientes factores y se apliquen medidas de corrección o remediación, según resulte apropiado.

(a) la necesidad de mitigar voltajes inducidos de corriente alterna o sus efectos sobre la seguridad del personal durante la construcción y operación del ducto, por medio de diseños adecuados para conectar, proteger o aterrizar los elementos.

(b) la posibilidad de que corrientes inducidas por los rayos o corrientes de falla induzcan voltajes suficientes como para perforar el revestimiento de la tubería o la tubería en sí

(c) posibles efectos adversos en la protección catódica, las comunicaciones, u otras instalaciones electrónicas

(d) los efectos corrosivos de sistemas de potencia de corriente continua de alto voltaje (high voltage direct current, HVDC).

(3) Obtener mayor información de NACE RP-01-77 y EPRI EL-3106.

#### **862.115 Conexiones Eléctricas y Puntos de Monitoreo**

(a) Exceptuando los ductos costa fuera. Se deberán instalar suficientes puntos de control para demostrar la efectividad del control de corrosión o la necesidad de protección catódica. (Véase el Capítulo VIII donde hay disposiciones especiales para Ductos costa fuera.)

(b) Se deberá prestar especial atención a la forma de instalación de los terminales eléctricos usados para el control de corrosión o para pruebas, de manera que se eviten concentraciones de esfuerzos perjudiciales en el punto de unión con el tubo. Los métodos aceptables, incluyen aunque no quedan limitados a los siguientes:

(1) terminales eléctricos unidos directamente a la tubería o mediante el proceso de soldadura térmica usando polvo de óxido de cobre y aluminio. El tamaño de la carga de soldadura térmica no deberá sobrepasar el de un cartucho de 15 g.

(2) unión de los terminales eléctricos directamente a la tubería mediante el uso de soldadura blanda u otros materiales que no implican temperaturas que exceden aquellas que se usan en la soldadura blanda.

(c) Toda tubería que tiene proyecciones en forma de varillas, para la conexión de terminales eléctricos y todos los alambres de terminales eléctricos con forma de barra, deberán ser protegidos mediante material de aislamiento compatible con el revestimiento existente.

#### **862.115 Interferencia Eléctrica**

(a) Los sistemas de protección catódica por corriente impresa, deberán ser diseñados, instalados, y operados de tal manera que se minimicen los efectos adversos de las estructuras metálicas existentes.

(b) Se deberán efectuar pruebas de campo para determinar la interferencia eléctrica adversa de estructuras ajenas, incluyendo instalaciones eléctricas de corriente continua. Los efectos deberán ser

mitigados mediante medios tales como conexiones de control, protección catódica complementaria, revestimientos protectores y dispositivos de aislamiento.

**852.117 Tuberías de Revestimiento o Camisas (Casing).** Se deberá evitar en lo posible el uso de revestimientos metálicos, desde el punto de vista del control de corrosión. Se reconoce, sin embargo, que frecuentemente se requiere la instalación de revestimiento metálico para facilitar la construcción, y como un método económico de proteger los ductos existentes, para proveer protección estructural contra cargas pesadas y/o de impacto, para facilitar el reemplazo según lo requieran las instituciones gubernamentales o a petición del propietario de la tierra o cedente del permiso, y por otras razones. Cuando se utilice revestimiento metálico, se deberá tener cuidado de que el revestimiento de la tubería portadora no se dañe durante la instalación. La tubería portadora deberá aislarse de la tubería de revestimiento exterior, y los extremos de la tubería de revestimiento, deberán sellarse con un material durable para minimizar la acumulación de sólidos y líquidos en el espacio anular. Se deberá prestar especial atención a los extremos de la tubería de revestimiento para evitar el corte eléctrico debido al movimiento y asentamiento del relleno. Cuando no se haya alcanzado el aislamiento eléctrico, se deberá tomar acción para corregir la condición o mitigar la corrosión dentro del revestimiento, mediante la protección catódica complementaria localizada, la instalación de un material inhibido de alta resistividad en el espacio anular, u otros medios efectivos.

#### **852.12 Protección Atmosférica**

(a) Las instalaciones expuestas a la atmósfera, se deberán proteger contra la corrosión externa mediante un revestimiento adecuado o una camisa.

(b) La superficie a revestir deberá hallarse libre de materiales deletéreos, tales como herrumbre, costras, humedad, suciedad, aceite, laca y barniz. La preparación de superficies deberá ser compatible con el revestimiento o camisa a ser aplicada.

(c) El revestimiento o camisa seleccionada deberá poseer características que provean una protección adecuada del medio ambiente. Los revestimientos y camisas deberán cubrir completamente la estructura expuesta y deberán ser aplicados en conformidad con las especificaciones establecidas o las recomendaciones del fabricante.

(d) Se deberá prestar especial atención a las superficies cercanas a la línea de tierra o en una zona de chapoteo.

**863.13 Otros Materiales.** Cuando la experiencia o la investigación indiquen que el ambiente en el cual se va a instalar un tubo o un componente, es notablemente

corrosivo, se deberán considerar los siguientes aspectos:

(a) la geometría de los materiales y los componentes, deberá ser diseñada para resistir la corrosión perjudicial

(b) un revestimiento adecuado

(c) protección catódica

#### **862.2 Instalaciones Existentes**

Se deberán establecer procedimientos para evaluar la necesidad de la efectividad de un programa de control de corrosión. Se deberán tomar acciones correctivas apropiadas, acorde con las condiciones que se hallen. Los procedimientos y acciones, deberán incluir, aunque no se deberán limitar a los ítems señalados en los párrafos 862.21 hasta 862.25.

##### **862.21 Instalaciones de Acero Enterradas**

###### **862.211 Evaluación**

(a) Los registros disponibles como un resultado de los estudios y el trabajo normal de mantenimiento en conformidad con los párrafos 852.2 y 852.6, se deberán revisar continuamente verificando si hay evidencia de corrosión continua.

(b) Pueden usarse los métodos de estudios eléctricos, como una indicación de áreas sospechosas de corrosión donde las condiciones de superficie permitan mediciones suficientemente precisas. Tales estudios son más efectivos en ambientes no urbanos. Los métodos comunes de estudios eléctricos, incluyen los siguientes:

(1) potencial de tubo-a-suelo

(2) potenciales de superficie (célula a célula)

(3) mediciones de la resistividad del suelo normal

(c) La efectividad continua de un sistema de protección catódica se deberá monitorear en conformidad con el párrafo 862.217.

###### **862.212 Medidas Correctivas**

(a) Si mediante la evaluación efectuada siguiendo los párrafos 862.211 ú 862.217(d), se descubre que la corrosión continuada, a menos que se la controle, da por resultado una condición que sea perjudicial a la seguridad pública o la de los empelados, se deberán tomar medidas correctivas apropiadas para mitigar mayor avance de la corrosión en el sistema o segmento de tubería. Las medidas correctivas se deberán seguir aplicando mientras se requiera para mantener un sistema de operación segura. Las medidas correctivas apropiadas, podrán incluir las siguientes:

(1) disposiciones para una operación apropiada y continua de instalaciones de protección catódica

(2) aplicación de revestimientos protectores

(3) instalación de ánodo(s) galvánico(s)

(4) aplicaciones de corriente impresa

(5) aislamiento eléctrico

(6) control de corriente parásita

- (7) otras medidas efectivas
- (8) cualquier combinación de las anteriores
- (b) Donde la experiencia o las pruebas indiquen que los métodos de mitigación de líneas arriba no controlarán la corrosión continua a un nivel aceptable, el segmento deberá ser reacondicionado o reemplazado y protegido adecuadamente.

**862.213 Reparación de Tubería Corroída.** Si el avance de la corrosión ha reducido la resistencia de una instalación por debajo de su máxima presión admisible de operación, la porción deberá ser reparada, reacondicionada, o reemplazada, o la presión de operación se deberá reducir, en proporción con la resistencia remanente de la tubería corroída. Para ductos de acero que operen a un 40% o mayor de la mínima tensión de fluencia especificada, la resistencia remanente de la tubería corroída, podrá determinarse de acuerdo con el Apéndice L. Para obtener información de respaldo referente al apéndice L, hágase referencia a ANSI/ASME B31G, titulado *Manual para Determinar la Resistencia Remanente de Ductos Corroídos*.

**862.214 Criterios de Protección Catódica**

- (a) Se considera que una instalación está catódicamente protegida cuando cumple con uno o más de los criterios establecidos en el Apéndice K.
- (b) No se tiene el propósito de que la protección catódica se limite a estos criterios, si es que se puede demostrar por otros medios que se ha logrado el adecuado control de la corrosión.

**862.215 Interferencia Eléctrica**

- (a) La interferencia eléctrica adversa de o hacia estructuras extrañas, según se determine mediante pruebas de campo, deberá ser mitigada.
- (b) Las instalaciones para mitigar la interferencia eléctrica deberán ser monitoreadas periódicamente.

**862.216 Examen de Elementos expuestos**

- (a) Toda vez que una instalación enterrada se exponga durante las actividades del mantenimiento normal o la construcción, se deberá efectuar una inspección visual de la condición del revestimiento y/o de la superficie metálica, si es que se halla expuesta.
- (b) El grado de cualquier corrosión, se deberá evaluar de acuerdo con el párrafo 862.213.

**862.217 Operación y Mantenimiento de un Sistema de Protección Catódica**

- (a) Se deberán efectuar inspecciones, según se requiera, para mantener en operación continua y efectiva el sistema de protección catódica.
- (b) Se deberán efectuar pruebas eléctricas periódicamente, para determinar que el sistema de tuberías esté protegido en conformidad con los criterios aplicables.
- (c) El tipo, frecuencia y ubicación de las inspecciones y pruebas, deberá ser adecuado a

establecer con razonable precisión, el grado de protección que se provea al sistema de tuberías. La frecuencia deberá ser establecida mediante la consideración de los ítems incluyendo aunque no limitándose a los siguientes:

- (1) condición de la tubería
- (2) método de protección catódica
- (3) corrosividad del ambiente
- (4) probabilidad de pérdida o interrupción de la protección
- (5) experiencia de operación, incluyendo inspecciones e investigaciones de fugas
- (6) vida proyectada de la instalación de protección catódica
- (7) seguridad del público y los empleados
- (d) Cuando las pruebas o los estudios indiquen que no existe el grado apropiado de protección, se deberán aplicar medidas correctivas adecuadas.

**862.218 Tuberías de Revestimiento (Camisas).** El aislamiento eléctrico de los ductos y líneas principales protegidos catódicamente de las tuberías de revestimiento o camisas que son parte del sistema subterráneo, se deberán mantener como necesarias para asegurar la efectividad de la protección catódica. Las mediciones e inspecciones eléctricas, se deberán efectuar según sea necesario para proveer evidencia oportuna de cortes, que afectarían adversamente la protección catódica. Si existe evidencia de cortes entre la tubería portadora y el casing o tubería de revestimiento, que haga inefectiva la protección catódica del ducto o línea principal, o si se halla evidencia de corrosión en la tubería portadora dentro de la camisa, se deberán tomar medidas de remediación, según sea necesario para corregir la condición o minimizar la corrosión dentro del casing.

**862.22 Elementos Enterrados de Hierro Fundido, Hierro Forjado y Hierro Dúctil**

**862.221 Evaluación.** Los registros disponibles como resultado de los estudios de fugas y el trabajo normal de mantenimiento en conformidad con los párrafos 852.2 y 852.6, se deberán revisar rutinariamente para determinar las condiciones de la tubería. Se deberán tomar las medidas correctivas apropiadas en conformidad con el párrafo 862.222 si es que la revisión indicada revelara que existe una condición que pudiera afectar la seguridad del público o los empleados. El diámetro de la tubería, la presión de operación, el terreno, las construcciones subterráneas recientes, la proximidad y número de otras instalaciones subterráneas y edificios, y la condición de la tubería, deberían ser tomadas en consideración para determinar la presencia de tal condición.

**862.222 Medidas Correctivas.** La magnitud del problema dictará las medidas correctivas que se

deban considerar. Éstas podrían incluir, aunque no limitarse a las siguientes:

- (a) reparación de la tubería
- (b) reemplazo de la tubería
- (c) refuerzo de la tubería y/o sus soportes
- (d) reducción de la presión

#### **862.223 Instalación de Conexiones Eléctricas**

(a) Las conexiones eléctricas podrán efectuarse directamente a la tubería de hierro fundido o dulce, mediante el proceso de soldadura térmica usando óxido de cobre y polvo de aluminio. El tamaño de la carga del polvo de soldadura no deberá exceder el de un cartucho de 32 gramos.

(b) Toda la tubería que se haya desnudado para conexiones de terminales eléctricos de prueba, deberá ser protegida con material aislante de la electricidad, compatible con el revestimiento existente.

#### **862.224 Interferencia Eléctrica**

(a) Si se usa un sistema de protección catódica de tipo de corriente impresa, los ánodos se deberán ubicar de manera que puedan mitigar los efectos adversos de las estructuras metálicas existentes.

(b) Las interferencias eléctricas adversas provenientes de estructuras extrañas o ajenas, según se determinen por pruebas de campo, deberán ser mitigadas.

**862.23 Requerimientos para las Instalaciones de Hierro Fundido y Hierro Dúctil Expuestas a la Atmósfera.** La tubería de hierro fundido y de hierro dulce, deberá ser adecuadamente protegida en áreas donde pudiera ocurrir una corrosión atmosférica severa.

**862.24 Otros Materiales Metálicos.** Cuando se halle que un metal no ferroso o el componente de una aleación ferrosa se haya corroído hasta el punto que pudiera afectar la seguridad del público o de los empleados, deberá ser reacondicionado en conformidad con el párrafo 862.13, o reemplazado. El reemplazo, deberá cumplir con alguno de los siguientes criterios:

(a) deberá estar construido con otros materiales u otra geometría, diseñada para la vida remanente de la instalación original.

(b) deberá estar protegido católicamente, o de alguna otra manera

**862.25 Corrosión Atmosférica.** Las instalaciones expuestas a la atmósfera, deberán ser inspeccionadas periódicamente para revisar si hay indicaciones de corrosión superficial. En los lugares en que esté ocurriendo la corrosión hasta el punto que la seguridad del público o los empleados pueda ser afectada, la instalación deberá ser reacondicionada en conformidad con el párrafo 862.12, o reemplazada. Se deberá dar particular atención a las superficies que se hallen cercas a la línea de tierra.

## **863 CONTROL DE LA CORROSIÓN INTERNA**

### **863.1 General**

Cuando se transporte gas corrosivo, se deberán tomar disposiciones para proteger el sistema de tuberías de la corrosión perjudicial. El gas que contenga agua libre bajo la condición en la cual se transportará, se deberá asumir que es corrosivo, a menos que se haya comprobado que no es corrosivo mediante pruebas reconocidas o por la experiencia.

### **863.2 Instalaciones Nuevas**

Cuando se diseñe un sistema de ductos nuevo o uno de reemplazo, ducto o se hagan adiciones o modificaciones a los sistemas existentes, se deberá considerar tomar medidas para evitar y/o inhibir la corrosión interna. Para preservar la integridad y la eficiencia del ducto en el cual se conoce o se anticipa que se transportará gas corrosivo, se deberán incluir los siguientes factores en el diseño y construcción, ya sea separadamente o en combinación:

(a) Cuando se vaya a usar revestimiento interno para proteger un sistema de ductos

(1) el revestimiento deberá cumplir las especificaciones de calidad, y el espesor mínimo de película seca deberá establecerse para proteger la instalación del medio corrosivo que se tenga, sobre la base del tipo y métodos de aplicación

(2) los revestimientos aplicados se deberán inspeccionar en conformidad con las especificaciones establecidas o la práctica aceptada

(3) se deberán tomar provisiones para evitar la corrosión de las juntas o uniones, tales como la limpieza y nuevo recubrimiento con revestimiento o el uso continuado de un inhibidor adecuado cuando se usen componentes revestidos u otros componentes mediante soldadura u otros métodos para dejar el metal original expuesto.

(4) los tipos de revestimiento y las herramientas de picado utilizadas, se deberán evaluar y escoger para evitar daño al revestimiento interno, si es que se tienen que pasar chanchos o esferas por el interior del ducto.

(b) Cuando se vaya a usar un inhibidor de corrosión, como un aditivo al flujo de gas:

(1) el equipo para la sujeción, transferencia e inyección del inhibidor dentro de la corriente o flujo, deberá ser incluido en el diseño

(2) la operación del programa de inyección, deberá ser una parte de la planificación

(3) se deberá proveer suficientes sujeciones para cupones u otros equipo de monitoreo, para permitir un programa continuo de evaluaciones

(4) el inhibidor de corrosión seleccionado, deberá ser de un tipo que no cause el deterioro de ninguno de los componentes del sistema de tuberías.

(c) Cuando se planifica utilizar un sistema de chancado de los ductos:

(1) se deberán proveer trampas para los chanchos limpiadores y/o esferas



(2) las secciones de ducto a ser recorridas por chanchos o esferas, se deberán diseñar de manera que se eviten daños a los chanchos, esferas, tubería o accesorios durante las operaciones con los primeros.

(3) la tubería para los chanchos o esferas, deberá estar diseñada para guiar la herramienta y los materiales que ellas impulsan, de manera efectiva y segura

(4) se deberán tomar medidas para la acumulación y manejo efectivo de materiales líquidos o sólidos que se eliminan del ducto mediante chanchos o esferas.

(d) Cuando se utilicen cupones de corrosión, sondas de corrosión y/o carretes de prueba:

(1) se deberán instalar cupones de corrosión, sondas de corrosión o carretes de prueba, donde resulte práctico, en ubicaciones donde exista el mayor potencial de que exista corrosión interna

(2) los cupones de corrosión, sondas de corrosión y carretes de prueba deberán ser diseñados para permitir el paso de chanchos o esferas cuando se instalen en secciones recorridas por los indicados elementos

(e) Cuando se haga tratamiento de gas para reducir su corrosividad:

(1) podrán instalarse separadores y/o equipos de deshidratación

(2) se deberá considerar también equipos para la remoción de otros materiales deletéreos

(f) El material de la tubería y otros materiales expuestos al flujo de gas, deberán resistir la corrosión interna, por lo tanto:

(1) los materiales seleccionados para la tubería y accesorios, deberán ser compatibles con los componentes del gas, los líquidos acarreados por el gas, y unos con otros. Una buena fuente de información sobre el desempeño y rendimiento de los materiales es el *Estudio de Información de Corrosión*, publicado por NACE.

(2) Donde se usen tuberías y componentes de plástico, no ferrosos, o tubería de acero de aleación para evitar o controlar la corrosión interna, se deberá determinar que tales materiales sean efectivos bajo las condiciones encontradas. (Véase en los párrafos 842.611(b) y 849.61, las limitaciones que tiene el cobre.)

(3) los efectos de erosión-corrosión debidos a partículas de alta velocidad, en puntos probables de turbulencia y choque, deberán ser minimizados mediante el uso de materiales resistente a la erosión, espesor de pared incrementado, diseño o configuración de flujo y tamaño o dimensiones de la tubería y los accesorios.

El programa de control de corrosión interna para un ducto, deberá incluir, aunque no deberá quedar limitado a los siguientes elementos:

(a) El establecimiento y evaluación de un programa para la detección, prevención o mitigación de la corrosión interna perjudicial, el mismo que debería incluir lo siguiente:

(1) Se deberán revisar los registros de fugas y reparaciones del ducto, buscando la indicación de los efectos de la corrosión interna.

(2) Cuando cualquier parte del ducto se retire, y la superficie interna quede accesible para inspeccionarla, se la deberá examinar visualmente y evaluar la corrosión interna.

(3) Si se descubren evidencias de corrosión interna, el gas se deberá analizar para determinar los tipos y concentraciones de cualquier agente corrosivo.

(4) Los líquidos o sólidos extraídos del ducto mediante chancos, drenaje o limpieza, se deberían analizar según sea necesario para determinar la presencia de materiales corrosivos y evidencia de productos corrosivos.

(b) Donde se haya determinado que esté tomando lugar la corrosión interna, la cual pueda afectar la seguridad pública y la de los empleados, se deberán aplicar una o más de las siguientes medidas protectoras o correctivas, para controlar la corrosión interna perjudicial:

(1) Se deberá aplicar un inhibidor de corrosión efectivo, de manera y en cantidad suficiente para proteger todas las porciones afectadas de los sistemas de tuberías.

(2) Los agentes de corrosión deberán ser eliminados por métodos reconocidos, tales como el gas ácido o plantas de tratamiento por deshidratación.

(3) Se deberán añadir accesorios para la remoción de agua en los puntos bajos, o la tubería deberá ser posicionada para rehuir las capacidades de los sumideros.

(4) Bajo ciertas circunstancias, la aplicación de un revestimiento interno adecuado, podrá resultar efectivo.

(c) Las medidas de control de corrosión interna deberán ser evaluadas mediante un programa de inspección y monitoreo, incluyendo, aunque no limitándose a los siguientes:

(1) el inhibidor y el sistema de inyección de inhibidor, se deberán revisar periódicamente

(2) Los cupones de corrosión y los carretes de prueba, se deberán remover y evaluar a intervalos periódicos

(3) Se deberán revisar manualmente las sondas de corrosión con intervalos, o se los debe monitorear continuamente o intermitentemente y / o registradas, para evaluar el control de la corrosión interna del ducto.

(4) Se deberá llevar y mantener un registro de las condiciones internas de la tubería, de las fugas y reparaciones causadas por la corrosión, y de las cantidades de gas, líquidos y sólidos y su corrosividad,

los mismos que se usarán como una base para realizar cambios en el programa de chancado, programa de inhibición, o instalaciones de tratamiento de gas.

(5) Cuando el tubo no esté cubierto, o se tenga tubería expuesta donde se pudiera anticipar la existencia de corrosión interna, la medición o el monitoreo del espesor de la pared, ayudarán a evaluar la corrosión interna.

(6) Cuando las inspecciones, observación o el análisis de registros indiquen que la corrosión interna está tomando lugar a un grado en que pudiera ser perjudicial a la seguridad pública o la de los empleados, la porción del sistema deberá ser reparada o reacondicionada, y se deberán tomar medidas adecuadas para mitigar la corrosión interna.

## **864 DUCTOS EN AMBIENTES ÁRTICOS**

### **864.1 General**

Se deberá prestar especial atención a los requerimientos de control de corrosión de ductos enterrados y otras estructuras instaladas en ambientes árticos, particularmente en la zona de permafrost o capa de suelo permanentemente congelada. Para los ductos que se hallen en contacto con tierra congelada, la tasa de corrosión se reduce, debido a la resistividad sumamente alta del suelo y baja movilidad iónica, aunque nunca llega a cero. Puede ocurrir un grado significativo de corrosión, en las inclusiones no congeladas, en permafrost discontinuo o áreas de deshielo, tales como las que pudieran ocurrir en la cercanía de ríos, lagos, arroyos o secciones de ducto donde la temperatura de superficie esté por encima del punto de congelamiento del ambiente. La protección catódica en áreas localizadas de deshielo podría ser más dificultosa debido al aislamiento de las corrientes de protección catódica por el suelo congelado que rodea al ducto. Se pueden sufrir otros efectos perjudiciales causados por los deshielos estacionales que aumentan la actividad biológica y bacteriana, en las zonas que no están congeladas permanentemente o en la "capa de actividad" por encima de la capa de permafrost. Las instalaciones de gasoductos instaladas en ambientes árticos, deberá estar revestidos y protegidos catódicamente de la misma forma en que se protegen los ductos en zonas templadas, y se debe dar la misma atención a la necesidad de brindar protección contra la corrosión interna y atmosférica, excepto lo que se indique específicamente en la presente sección.

### **864.2 Requerimientos de Revestimiento Externo**

**864.31 Criterios.** Los criterios para la protección catódica, deberán ser los mismos que los de gasoductos en ambientes templados. Debido a que normalmente se requieren mayores voltajes de impulso en los suelos congelados, el voltaje impreso a través del revestimiento deberá ser limitado, de manera que el revestimiento no quede sometido a daño debido a un

sobre-voltaje catódico o a una densidad de corriente excesiva.

### **864.32 Instalaciones de Corriente Impresa**

(a) Se deberán usar instalaciones de corriente impresa en los ductos que yaczan en suelos permanentemente congelados, especialmente donde el gas es enfriado para evitar el descongelamiento del suelo. Tales instalaciones son capaces de proveer el voltaje de impulso más alto necesario para vencer la mayor resistividad del suelo congelado. Pueden instalarse en las estaciones de compresión u otras facilidades donde se tenga disponible corriente eléctrica y se asegure el acceso para el ajuste y mantenimiento. Los efectos de las variaciones estacionales en la resistividad del suelo, se deberán compensar mediante el uso de rectificadores de potencial constante o mediante ajustes manuales.

(b) Los lechos de ánodos de corriente impresa, se deberán instalar dondequiera que sea factible, a una distancia suficiente desde el ducto u otras estructuras subterráneas, para lograr la máxima difusión a lo largo del ducto y para reducir el potencial pico en el ducto.

(c) Los lechos de ánodos se deberán instalar, donde sea práctico, debajo del nivel de congelamiento permanente o en otras ubicaciones no congeladas, tales como un arroyo o un lago, para lograr mejor distribución de la corriente catódica. En los sitios en que los ánodos tengan que instalarse en suelo permanentemente congelado, se deberá incrementar el volumen de material de relleno para reducir la resistencia efectiva entre el ánodo y el suelo que le rodea.

(d) Las instalaciones de corriente impresa que utilice lechos de ánodos distribuidos o profundos, se deberán usar para proteger las instalaciones de la estación que se hallen enteradas y las pilas metálicas que se usan para soporte de instalaciones de la planta que estén por encima del nivel del suelo. Las pilas y cualesquiera otras instalaciones metálicas subterráneas adyacentes, se deberán conectar eléctricamente, para evitar la interferencia perjudicial.

### **864.33 Instalaciones de Ánodos Galvánicos.**

Los ánodos galvánicos (empacados o en cinta) se pueden necesitar en los ductos con suelos permanentemente congelados, para complementar las instalaciones de corriente impresa en áreas localizadas de descongelamiento. De esta manera se provee protección catódica localizada a aquellas secciones de tubería que pudieran estar aisladas por la resistividad sumamente alta de los suelos circundantes.

### **864.4 Monitoreo**

Se deberá considerar la instalación de espacios de medición de corriente calibrada, además de los puntos de prueba normales. Los mismos se deberán instalar a intervalos suficientes, como para evaluar la distribución de la corriente a lo largo del ducto protegido y los efectos de las corrientes telúricas prevalecientes en las

regiones polares. Estos espacios proveen también puntos de contacto para las indicaciones de medición de posibles daños del revestimiento debidos a las tensiones inducidas en un ambiente congelado.

#### **864.5 Control de la Corrosión Interna**

En los casos en que se enfría el flujo de gas para evitar el descongelamiento de la tierra alrededor del ducto, normalmente no se tendrá suficiente agua libre en el gas para provocar corrosión interna en la presencia de contaminantes, tales como los compuestos de azufre o el CO<sub>2</sub>. Sin embargo, si es que se anticipa que vayan a estar presentes en el ducto agua libre o soluciones de agua / alcohol, junto con contaminantes potencialmente corrosivos, se deberá tomar las medidas correctivas adecuadas señaladas en el párrafo 863.

### **865 DUCTOS EN SERVICIO DE ALTAS TEMPERATURAS**

#### **865.1 General**

Se debe prestar especial atención a los requerimientos de control de corrosión de ductos y otras instalaciones en servicio de alta temperatura (por encima de los 150 °F). Las altas temperaturas tienden a disminuir la resistividad de los ambientes de ductos enterrados o sumergidos y aumentar la reacción electroquímica de corrosión, como un resultado de la actividad iónica o molecular aceleradas. Las temperaturas elevadas ocurren típicamente aguas debajo de las estaciones de compresión, o en los sistemas de recolección.

#### **865.2 Requerimientos de Revestimiento Externo**

Se deberán seleccionar los revestimientos sobre la base de los requerimientos particulares de las instalaciones del ducto en servicio de alta temperatura. Entre éstos se incluyen la resistencia al daño por el suelo o tensiones secundarias, compatibilidad con cualquier protección catódica aplicada, y particularmente, resistencia al degradación térmica. En ambientes rocosos, el uso de una envoltura exterior protectora, relleno seleccionado, u otras medidas adecuadas, se deberán considerar para minimizar los daños físicos.

#### **865.3 Instalaciones de Protección Catódica**

**865.31 Criterios.** Los criterios para la protección catódica deberán ser los mismos que los del servicio de temperatura normal, excepto que se deberán reconocer los efectos de la resistividad disminuida y los requerimientos incrementados de corriente catódica de protección en el servicio de altas temperaturas en cualquier componente de IR de la medición del potencial de tubería- a- suelo. También se deberán considerar los efectos de una posible despolarización debida a la operación a alta temperatura.

**865.32 Ánodos Galvánicos.** Se deberá tomar en cuenta el impacto sobre el desempeño de ánodos galvánicos próximos (especialmente el tipo de brazaletes o de cinta) sujetos a elevadas temperaturas debido a la proximidad a un ducto caliente. Las altas temperaturas tienden a incrementar la salida de corriente y la velocidad de degradación de la mayor parte de materiales de ánodo. Algunos materiales de ánodo pueden convertirse más nobles que el acero a temperaturas por encima de 140 °F en ciertos electrolitos. Los ánodos de zinc que contengan aluminio son también susceptibles a la corrosión intergranular a temperaturas por encima de los 120 °F.

#### **865.4 Control de Corrosión Interna**

Cuando un gas o una mezcla de gases y líquidos o sólidos que se conoce o se anticipa que serán corrosivos, se transporte a temperaturas elevadas, se deberá prestar especial atención a la identificación y mitigación de una posible corrosión interna. Tales medidas son necesarias, debido a que las velocidades de la reacción de corrosión se incrementan con las temperaturas elevadas y no son estables. En el párrafo 863 se dan medidas apropiadas de mitigación y monitoreo.

### **866 CORROSIÓN POR TENSIÓN Y OTROS FENÓMENOS**

La corrosión inducida por el medio ambiente, y otros fenómenos relacionados con la corrosión, incluyendo el agrietamiento por tensión de corrosión, fatiga de corrosión, agrietamiento por tensión de hidrógeno y fragilidad causada por hidrógeno, han sido identificadas como causas de falla de ductos. Se ha adquirido ya una considerable cantidad de conocimientos e información sobre éstos fenómenos, los mismos que se han coordinado. Sin embargo la investigación continúa en cuanto a sus causas y prevención. Las compañías operadoras deberán estar alertas a la evidencia de dichos fenómenos durante todas las inspecciones de tubería y en otras oportunidades parecidas. Donde se hallen evidencia de tales eventos, se les deberá prestar atención en todas las investigaciones de falla de ductos. Las compañías operadoras deberán conseguir la última tecnología disponible sobre el tema y / o consultar con expertos que tengan buen conocimiento de la materia.

El presente párrafo tiene que limitarse a declaraciones generales en lugar de establecer límites específicos con respecto a la corrosión por tensión. La corrosión por tensión es al momento un tema de programas de investigación; sin embargo el proyectista de un ducto de transporte y las compañías operadoras, tendrán a su disposición información más específica en el futuro. Mientras tanto, el presente Código sugiere que el usuario se base en el estado actual de la tecnología. Los niveles de corriente de protección catódica, la calidad de la preparación de superficie de la

tubería y el recubrimiento, las temperaturas de operación, niveles de tensión y condiciones del suelo, se deberán tomar en cuenta en el diseño y operación del ducto.

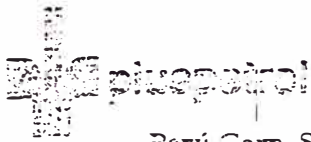
#### **867 REGISTROS**

(a) Se deberán llevar y mantener registros que indiquen la tubería protegida católicamente, las

instalaciones de protección catódica, y otras estructuras afectadas por o que afecten el sistema de protección catódica.

(b) Se deberán mantener registro de todas las pruebas, estudios, resultados de inspecciones, fugas, etc., necesarias para evaluar la efectividad de las medias de control de corrosión, durante todo el tiempo en que el ducto permanezca en servicio.

**D. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA LA  
SELECCIÓN Y APLICACIÓN DE RECUBRIMIENTOS  
PROTECTORES.**



Perú Corp. S.A.

### SELECTION AND APPLICATION OF PROTECTIVE COATINGS



PARAGON  
ENGINEERING SERVICES

ES Project Number A1065

Pluspetrol

Revision:	F	G	H	O
Description:	Issued for Bid	Issued for Design	Issued for Design	Issued for Design
Prepared By:	DWW	DM	JHG	EM/v 1
Checked By:	RAH	DWW	RE	EC
Approved By:	MBM	MBM	MBM	AF
Date of Issue:	05/16/02	08/14/02	10/04/02	04/24/03

CAMISEA UPSTREAM FACILITIES

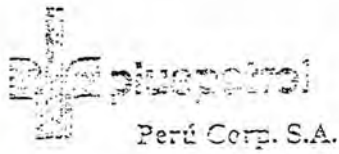
**ORIGINAL**

**COPIA CONTROLADA**

COPIA NO CONTROLADA

SPECIFICATION NUMBER: PCAM-0100-ET-X-0002-0

PES No.: A1065-05-050000-0100-X-0054-0



# SELECTION AND APPLICATION OF PROTECTIVE COATINGS

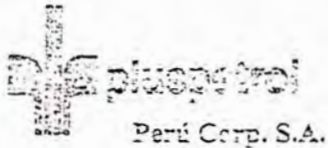


PARAGON  
ENGINEERING SERVICES

Doc. No.: PCAM-0100-ET-X-0002 Rev. 0

## TABLE OF CONTENTS

1.0	INTRODUCTION.....	3
2.0	DEFINITIONS .....	3
3.0	REFERENCED CODES, STANDARDS, AND OTHER DOCUMENTS.....	3
4.0	PREVAILING ORDERS .....	4
5.0	SCOPE .....	4
6.0	DESIGN REQUIREMENTS.....	5
7.0	ATTACHMENTS .....	11



## SELECTION AND APPLICATION OF PROTECTIVE COATINGS

Doc. No.: PCAM-0100-ET-X-0002 Rev. 0



### 1.0 INTRODUCTION

This Specification defines the minimum requirements for surface preparation, application and materials for coatings required to protect structures and for the Camisea Project in South America.

### 2.0 DEFINITIONS

2.1 Capitalized text when used in this document shall have the following specific definitions:

**CONTRACT** shall mean the Contract invoking this specification, together with its Annexes, Appendices, and Schedules.

**WORK** is the complete goods and services to be provided as described in the **CONTRACT**.

**OWNER** is Pluspetrol Peru Corporation S.A.

**CONTRACTOR** is the company that entered into a **CONTRACT** agreement with the **OWNER** to perform the **WORK**.

**OWNERS REPRESENTATIVE** is the individual appointed by the **OWNER** to act as such for the purposes provided in Article 13 of The **CONTRACT** or any other person so appointed from time to time by the **OWNER** and notified in writing as such to the **CONTRACTOR**.

**ENGINEER** is Paragon Engineering Services, Inc.

**SUB-CONTRACTOR** is any person or company to whom the **CONTRACTOR** has subcontracted parts of the **WORK** (with the consent of **OWNERS REPRESENTATIVE**, or pursuant to Article 33 of the **CONTRACT**) and the Subcontractor's legal successors in title, but not any assignee of the Subcontractor.

### 3.0 REFERENCED CODES, STANDARDS, AND OTHER DOCUMENTS

The latest revisions of the following referenced documents and specifications and those listed in the **CONTRACT** or Purchase Order shall be considered a part of this specification. The material requirements and fabrication of all components shall meet or exceed the applicable sections of the latest issues of the following Codes and Standards, unless specified otherwise in this document:

- 3.1 American National Standards Institute (ANSI) A53.1 – Marking Physical Hazard Safety Color Code.
- 3.2 American Society for Testing Materials (ASTM) A123 – Hot Dip Galvanizing.



### 3.3 The Society for Protective Coatings (SSPC):

- SSPC – SP 1 Solvent Cleaning
- SSPC – SP 2 Hand Tool Cleaning
- SSPC – SP 3 Power Tool Cleaning
- SSPC – SP 5 White Metal Blast Cleaning
- SSPC – SP 6 Commercial Blast Cleaning
- SSPC – SP 10 Near - White Blast Cleaning

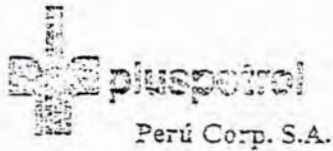
### 4.0 PREVAILING ORDERS

Prevailing order documents controlling the WORK performed shall be as follows:

- 4.1 Local laws and regulations.
- 4.2 Construction permits as issued in accordance with findings of EIA review.
- 4.3 Project specific engineering specifications as issued by OWNER and OWNER'S REPRESENTATIVE. This specification is one such document.
- 4.4 Industry Codes and Standards (API, ASME, etc.).
- 4.5 CONTRACTOR'S bid response documents.

### 5.0 SCOPE

- 5.1 This specification defines the minimum requirements for the surface preparation, application, and materials for coatings required to protect piping, tanks, vessels, structural steel, and equipment at onshore installations in accordance with the standards and codes listed in Section 3.0 and other conditions of this specification.
- 5.2 This specification is intended to supplement the construction drawings and to serve as an installation guide for activities not detailed.
- 5.3 Should any discrepancies exist between any drawings, codes, specifications, or conflicting interpretation of it by others, it shall be the responsibility of the CONTRACTOR to notify the OWNER'S REPRESENTATIVE in writing before any WORK is initiated. Failure to do so may result in all WORK being redone at the CONTRACTOR'S expense. The more stringent shall apply unless otherwise permitted by the OWNER'S REPRESENTATIVE. The OWNER'S REPRESENTATIVE decision will be final in resolving these conflicts.



## SELECTION AND APPLICATION OF PROTECTIVE COATINGS



Doc. No.: PCAM-0100-ET-X-0002 Rev. 0

- 5.4 All items listed or implied in this specification shall be considered part of the CONTRACTOR'S Scope of WORK or Supply.
- 5.5 All WORK shall be subject to inspection by the OWNER'S REPRESENTATIVE at any time. The CONTRACTOR shall immediately make any items available for inspection at the request of the OWNER'S REPRESENTATIVE. The inspection or lack of inspection of the WORK by the OWNER does not relieve the CONTRACTOR from the responsibility of performing the WORK in accordance with this specification.
- 5.5.1 Primer coat shall be subject to inspection by OWNER'S REPRESENTATIVE before being top coated. Misses or skips in the paint film shall be repaired after initial primer coat has cured a minimum of two hours. Primer repairs shall be allowed to cure a minimum of 24 hours at 75°F (24°C) before topcoating.
- 5.5.2 After the final topcoat has been allowed to cure, the entire surface shall be inspected by CONTRACTOR'S REPRESENTATIVE for holidays with a CONTRACTOR SUPPLIED Tinker and Razor holiday detector. All holidays, misses or skips in the coating shall be identified for CONTRACTOR repair after the topcoat has cured as recommended by paint manufacturer.
- 5.6 CONTRACTOR shall make any repairs at his cost.
- 5.7 The OWNER reserves the right to stop the WORK at any time when it is determined by the OWNER that the WORK is not in accordance with this specification.
- 5.8 The CONTRACTOR shall have a latest edition of all-applicable standards and codes listed in this specification available on site from the beginning of construction.
- 5.9 The CONTRACTOR shall have the latest edition of all applicable coatings Vendor Product Data Sheets available on the coating site.
- 5.10 The CONTRACTOR shall maintain accurate and organized records during the course of construction and documentation as required by the CONTRACT and this specification. The records shall be made available for OWNER inspection at any time.

### 6.0 DESIGN REQUIREMENTS

- 6.1 Where any equipment or other items are coated before incorporation into a structure, the coating system shall be applied up to the topcoat. The final coat shall be applied after installation and coating damage repair as provided herein. Pressure equipment, piping, etc., to be subjected to stress relief, welding, or pressure testing shall not be cleaned, insulated or coated until such activities are satisfactorily completed.
- 6.2 Unless otherwise specified, the following shall not be coated:
- 6.2.1 Grease nipples and fittings,

- 6.2.2 Machined surfaces.
- 6.2.3 Gasket contact surfaces.
- 6.2.4 Threaded connections.
- 6.2.5 Friction-grip surfaces.
- 6.2.6 Site weld margins before welding.
- 6.2.7 Equipment, name or special instruction plates attached to or included as part of any unit.
- 6.2.8 Valve stems, movable linkages, compressor or pump shafts, or any similar surfaces that are normally lubricated or have close working tolerances.
- 6.2.9 Flange sealing surfaces.
- 6.3 CONTRACTOR shall be responsible for storing materials in covered shelters at temperatures recommended by the manufacturer.
- 6.4 CONTRACTOR shall ensure that the coating materials provided are utilized on a "First-In First-Out" basis and that the shelf life is not exceeded.
- 6.5 When coating materials from more than one manufacturer are used, strict control shall be maintained over their storage, issue and use to ensure that no unapproved interchange, mixing or over coating of or by different manufacturer's materials take place.
- 6.6 All coating materials shall be furnished in original, unopened containers bearing the manufacturer's label and instructions. All containers of paint shall remain unopened until required for use. Coating materials, which have livered, gelled, or otherwise deteriorated shall not be used.
- 6.7 For two-part materials, the pot life under application conditions shall be clearly stated on the container label and this pot life shall not be exceeded. When the pot-life limit is reached, the spray equipment shall be emptied, remaining material discarded, the equipment cleaned and new material prepared.
- 6.8 Equipment
  - 6.8.1 All brushes, rollers, spray and blast equipment shall be in good condition and appropriate for the WORK undertaken.

- 6.8.2 Contractor shall furnish air required for blasting and conventional spraying. Air shall be clean, dry and in sufficient quantity and at adequate pressure to perform the work in accordance with manufacturing data sheets.
- 6.8.3 In recirculating paint systems where gas under pressure is used over the liquid, the gas shall be inert, e.g., nitrogen.
- 6.8.4 Abrasives for cleaning shall be free from undesirable contaminants. Expendable abrasives shall not contain more than 2% by weight of either Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> or CuO. CONTRACTOR shall, when requested by OWNER'S REPRESENTATIVE, produce analysis of the abrasive in use. The abrasive shall be of suitable size, and when recirculated, shall be maintained within a suitable size range, to produce the specified blast profile.
- 6.8.5 If a centrifugal wheel blast-cleaning device is used for surface preparation, the start-up charge shall be a combination of steel grit and steel shot sized to obtain the specified surface profile. All required make-up shall be limited to steel grit.
- 6.8.6 Sand used for blast cleaning shall be dry, neutral pH, hard siliceous material of angular configuration free of dust, clay or other foreign particles. Sieve analysis shall be as follows:

U.S. SIEVE SERIES	RETAINED ON SIEVE
Through 8, Retained on 20	20% to 40%
Through 20, Retained on 40	47% to 80%
Through 40	12% Maximum

#### 6.9 Internal Coatings - All Tanks

- 6.9.1 Coatings for internal surfaces shall be in accordance with recommendations of the manufacturer. Approved manufacturers are listed in Attachment 7.1. Coating type shall be epoxy.
- 6.9.2 All water tanks shall be fully coated internally including the roof in accordance with Attachment 7.2.
- 6.9.3 Oil storage tanks shall be coated on the base and for a minimum height of 3 meters above their base in accordance with Attachment 7.2.
- 6.9.4 Coatings shall be visually inspected and tested with a holiday detector (Tinker & Razor or OWNER'S REPRESENTATIVE approved equal). All thin or damaged areas shall be repaired or recoated. Repairs of coating shall be carried out in strict accordance with the coating manufacturer's written procedures.

## 6.10 Surface Preparation

6.10.1 The following surfaces shall not be abrasive blasted:

- Grease nipples and fittings,
- Machined surfaces,
- Gasket contact surfaces,
- Threaded connections,
- Friction-grip surfaces,
- Oite weld margins before welding,
- Equipment, name or special instruction plates attached to or included as part of any unit,
- Valve stems, movable linkages, compressor or pump shafts, or any similar surfaces that are normally lubricated or have close working tolerances,
- Flange sealing surfaces.

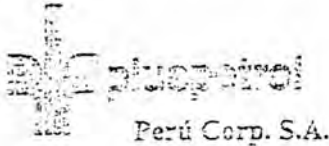
6.10.2 The degree and type of surface preparation shall be in accordance with specified section of Attachment 7.2 or Coating Vendor's Recommendation, whichever is more stringent.

6.10.3 All bolt holes shall be drilled and sharp edges rounded prior to surface preparation. This includes ANSI flange boltholes. (No torch cut hole is permissible).

6.10.4 All rough welds, burrs, weld splatter, indentations, and other sharp surface projections shall be ground smooth (or to 1/8" minimum radius) prior to further surface preparation. Any grinding done after sandblasting shall be blast cleaned to obtain proper anchor pattern. Any heat-treating shall be completed prior to blasting or coating operations.

6.10.5 Blast cleaning abrasives shall be consistent with the requirements of sections 6.8.4 through 6.8.6 of this specification. The particle size of abrasive mix shall be consistent with the requirements for anchor profile of the coating being applied.

6.10.6 Adequate oil/moisture separators shall be installed in the sand blasting and painting equipment to keep the surfaces to be coated free of oil/moisture contamination. A daily blotter test shall be performed to monitor the suitability of the compressed air supply.



## SELECTION AND APPLICATION OF PROTECTIVE COATINGS

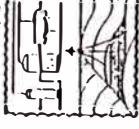


Doc. No.: PCAM-0100-ET-X-0002 Rev. 0

- 6.10.7 Any oil, grease, soil, dust, or foreign matter deposited on the surface after the surface preparation is completed shall be removed prior to painting. If rusting occurs after completion of surface preparation, the surfaces shall again be cleaned in accordance with the specified method.
- 6.10.8 Surfaces shall be primed within four hours after being blast cleaned.
- 6.10.9 After final blast cleaning, no inhibitor shall be used.
- 6.10.10 Cleaning and painting shall be planned so that detrimental amounts of dust or other contaminants do not fall on wet paint.
- 6.11 Application
- 6.11.1 All applications shall be performed in accordance with the Coating Manufacturer's recommendations and the applicable sections of Steel Structures Painting Council Specification (SSPC-PA 1), "Shop, Field, and Maintenance Painting".
- 6.11.2 All field applied coating materials shall be furnished by the Manufacturer in unopened, clearly identified containers. No mixing of different coatings may be done without the express written permission of the OWNER'S REPRESENTATIVE.
- 6.11.3 Spray equipment shall be in accordance with the Coating Manufacturer's recommendations in regard to tip size, hose diameters, hose lengths, pot agitation, and pot pressure.
- 6.11.4 Coatings shall not be applied to steel, which has a surface temperature less than 5°F above the atmospheric dewpoint. The surface temperature shall not be high enough to cause blistering, porosity, or other damaging effects to the coating.
- 6.11.5 Coatings shall not be applied in rain, wind in excess of 15 mph, snow, fog, mist, or in areas where injurious airborne elements exist. Coatings shall not be applied when relative humidity is above 80 percent or when temperature is below 50°F.
- 6.11.6 When coatings must be applied in damp or cold weather, the steel must be painted under cover; the surrounding air and steel shall be heated to a satisfactory temperature. In all such cases, the temperature and humidity conditions of paragraphs 6.11.4 and 6.11.5 must be met. Such steel shall remain under cover and protected until dry or until weather conditions permit its exposure.
- 6.11.7 Each coat of material shall be applied as continuous film of uniform thickness free of pores. Any thin spots or areas missed in the application shall be recoated and permitted to dry before the next coat is applied.
- 6.11.8 Each coat shall be in a proper state of cure or dryness before the application of the succeeding coat. Material shall be considered dry for re-coating when an additional

## SELECTION AND APPLICATION OF PROTECTIVE COATINGS

Doc. No.: PCAM-0100-ET-X-0002 Rev. 0



**PARAGON**  
ENGINEERING SERVICES

coat can be applied without the development of any detrimental film irregularities, such as lifting or loss of adhesion of the undercoat.

6.11.9 Alternate coats shall be tinted to produce enough contrast to indicate complete coverage of the surface to which coatings are being applied. When the coating is the color of the steel or when the tinting of the final coat is objectionable, the first coat to apply shall be tinted. The tinting material shall be recommended by the Manufacturer and shall not be detrimental to its service life.

6.11.10 Wet coatings shall be protected against contamination from dust or other foreign matter.

6.11.11 Coating shall not be force-dried under conditions that will cause checking, wrinkling, blistering, formation of pores, or harm to the condition of the paint.

6.11.12 Coating damaged by shipment, handling, welding, and cutting or by any other means shall be repaired without undue delay before erecting or installing the materials and equipment affected. The areas of damaged coating shall be prepared in accordance with the coating manufacturer's printed recommendations and the appropriate coating(s) reapplied. The finished thickness of a repaired area shall in no case be less than that of the original coating.

6.11.13 Manufacturer's standard coatings on equipment such as compressors, motors, pumps, panels, etc. will be satisfactory as the primer coat providing that the inter-coat compatibility with the appropriate painting system is ensured. It is the joint responsibility of the coating manufacturer and the CONTRACTOR to develop a coating system that meets the specified criteria.

6.12 Galvanizing

6.12.1 All steel grating, ladders, handrails, stairways, etc., and miscellaneous hardware shall be hot dip galvanized per ASTM A-123 after all cutting, shaping, and welding.

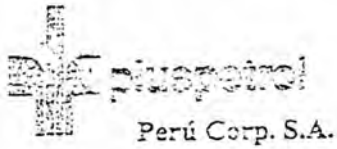
6.12.2 The weight of zinc coating shall average not less than 2.3 ounces per square ounces per square foot.

6.12.3 Galvanized surfaces shall not be painted.

6.13 Fine Colors

6.13.1 Vessels, piping, structural steel, and equipment shall have a final color in accordance with Attachment 7.3 and as approved by ENGINEER or OWNER'S.

6.13.2 CONTRACTOR supplied skids containing fabricated equipment (vessels, piping, supports, etc.) shall be coated per Attachment 7.3, Table III. All items on the skid will have a final coat color as prescribed by Table III based on major equipment item or



## SELECTION AND APPLICATION OF PROTECTIVE COATINGS



Doc. No.: PCAM-0100-ET-X-0002 Rev. 0

service function of skid unit. This final color selection shall be in concurrence with ENGINEER/OWNER'S REPRESENTATIVE. Color-coding of piping will not be done by skid CONTRACTOR unless directed by ENGINEER/OWNER'S REPRESENTATIVE. Table I of Attachment 7.3 is issued to skid unit CONTRACTOR for color match purposes. Table I of Attachment 7.3 will be followed any CONTRACTOR directed by ENGINEER/OWNER'S REPRESENTATIVE to color code piping.

### 7.0 ATTACHMENTS

Approved Vendor List

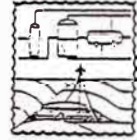
Approved Coating Systems (by Vendor)

Final (Top Coat) Color Charts





## SELECTION AND APPLICATION OF PROTECTIVE COATINGS



**PARAGON**  
ENGINEERING SERVICES

Doc. No.: PCAM-0100-ET-X-0002 Rev. 0

### 7.1 Approved Vendor List

#### 7.1.1 Ameron Coatings

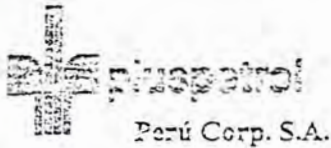
Contact: Gene Centofanti  
5900 Clinton Drive  
Houston, TX 77020  
[gcentofanti@ameroncoatings.net](mailto:gcentofanti@ameroncoatings.net)  
281-639-3188 office  
281-259-2617 fax

#### 7.1.2 Carboline Protective Coatings and Linings

Contact: Sam Cochran  
9550 West Wingfoot Road, Suite 140  
Houston, TX 77041-9113  
[scochran@carboline.com](mailto:scochran@carboline.com)  
800-254-0330 office  
281-455-9058 cell  
713-688-1890 fax

#### 7.1.3 Devco Coatings

Contact: Jere Dawson  
731 Redleaf Lane  
Houston, TX 77090  
[Jere-dawson@ici.com](mailto:Jere-dawson@ici.com)  
281-580-3749 office  
281-610-1856 cell  
281-580 2179 fax



## SELECTION AND APPLICATION OF PROTECTIVE COATINGS



PARAGON  
ENGINEERING SERVICES

Doc. No.: PCAM-0100-ET-X-0002 Rev. 0

### 7.1.4 Hempel Industrial Coatings

Contact: Peter Treleaven  
600 Conroe Park North Dr.  
Conroe, Tx 77303  
peter\_treleaven@us.hempel.com  
936-523-6000 office

### 7.1.5 International Paint

Contact: David Reynolds  
6001 Antoine  
Houston, TX 77091  
david.e.reynolds@uk.akonobel.com  
713-684-1254 office  
713-684-1514 fax

### 7.1.6 Sigma Coatings

Contact: Keith Rachel  
5225 Katy Fwy #625  
Houston, TX 77007  
Keith.RACHEL@sigmakalon.com  
81-374-8383 office  
281-507-4899 cell  
281-374-8565 fax

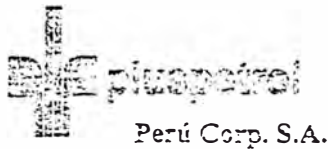
## SELECTION AND APPLICATION OF PROTECTIVE COATINGS

Doc. No.: PCAM-0100-ET-X-0002 Rev. 0

### 7.2 Approved Coating System by Vendor

#### 7.2.1 AMERON COATING SYSTEMS

CLASSIFICATION OF SURFACE	SURFACE PREPARATION	TOTAL PRIME COAT	MID COAT	TOP COAT	MAX DFT MIL	TEMP LIMIT °F
Un-insulated: Vessels, Piping, Pipe Supports, Skids, & Painted Steel Structures (Ambient to 250 °F) See Note No. 1	<u>Blast Clean</u> "Commercial" SSPC-SP6  Profile: 1-2 mils	<u>Epoxy</u> 5.0 - 6.0  Amercoat 385	<u>None</u>	<u>Polyurethane</u> 1.5 - 2.0 mils  Amercoat 450HS	6.5 - 7.5	250
Un-insulated: Vessels, Piping, Pipe Supports, Skids, & Painted Steel Structures (250 °F to 750 °F)	<u>Blast Clean</u> "Commercial" SSPC-SP6  Profile: 1-3 mils	<u>Zinc Primer</u> 2.5 - 4.0 mils  Dimetecote 9	<u>None</u>	<u>Mod. Silicone</u> 1.0 - 2.0 mils  Amercoat 3279	3.5 - 6	750
Un-insulated: Vessels, Piping, Pipe Supports, Skids, & Painted Steel Structures (750 °F to 1000 °F)	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP10  Profile: 0.5-1mils	<u>Mod. Silicone</u> 2.0 - 3.0 mils  Amercoat 3279	<u>None</u>	<u>Mod. Silicone</u> 1.0 - 2.0 mils  Amercoat 3279	3.0 - 5.0	1000
Insulated: Vessels, Piping, etc. (Below Ambient)	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP10  Profile: 2-3 mils	<u>Epoxy</u> 3.0 - 5.0  Amercoat 385	<u>None</u>	<u>Epoxy</u> 3.0 - 5.0  Amercoat 385	6.0 - 10.0	Ambient
Insulated: Vessels, Piping, etc. (Ambient to 300 °F)	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP10  Profile: 2 - 3 mils	<u>Epoxy Primer</u> 5.0 - 7.0 mils  Amercoat 385	<u>None</u>	<u>Epoxy</u> 6.0 - 7.0 mils  Amercoat 385	10.0 - 14.0	300
Insulated: Vessels, Piping, etc. (300 to 750 °F)	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP10  Profile: 2 - 3 mils	<u>Zinc Primer</u> 2.5 - 4.0 mils  Amercoat 3279	<u>None</u>	<u>Mod. Silicone</u> 1 - 2 mils  Amercoat 3279	3.5 - 6.0	750
Potable Water Tanks - Internal (Ambient to 120 °F)	<u>Blast Clean</u> "White Metal" SSPC-SP5  Profile: 2 - 4 mils	<u>Epoxy Primer</u> 5.0 - 7.0 mils  Amercoat 395	<u>None</u>	<u>Epoxy</u> 5.0 - 7.0 mils  Amercoat 395	10.0 - 14.0	120
Crude Oil, Firewater Tanks - Internal (Ambient to 140 °F) See Note No. 2	<u>Blast Clean</u> "White Metal" SSPC-SP5  Profile: 2 - 4 mils	<u>Epoxy Primer</u> 5.0 - 7.0 mils  Amercoat 91	<u>None</u>	<u>Epoxy</u> 5.0 - 7.0 mils  Amercoat 91	10.0 - 14.0	140
Structural and Misc. Steel on Trestle and Bench Structures (Ambient to 140 °F)	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP10  Profile: 1.5-3 mils	<u>Inorganic Zinc Primer</u> 2.5 - 3.0 mils  Dimetecote 9	<u>None</u>	<u>Epoxy</u> 6.0 - 9.0 mils Amercoat 400 W/800	9.0 - 12.0	140



## SELECTION AND APPLICATION OF PROTECTIVE COATINGS



**PARAGON**  
ENGINEERING SERVICES

Doc. No.: PCAM-0100-ET-X-0002 Rev. 0

CLASSIFICATION OF SURFACE	SURFACE PREPARATION	TOTAL PRIME COAT	MID COAT	TOP COAT	MAX DFT MIL	TEMP LIMIT °F
10.0 Piles in Seawater  (Ambient to 140 °F) See Note No. 3	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP10 Profile: 2 - 3 mils	<u>Coal Tar Epoxy</u> 7.0 - 8.0 mils  <u>Amercoat 7SHB</u>	<u>None</u>	<u>Coal Tar Epoxy</u> 7.0 - 8.0 mils  <u>Amercoat 7SHB</u>	14.0 - 16.0	140
11.0 Engines, pumps, and machinery already painted by OEM (Ambient to 250 °F) See Note No. 4	<u>Power Tool Clean</u> SSPC-SP3	<u>Universal Primer</u> (See Para. 6.11.13)  Not Required	<u>Epoxy</u> 5.0 - 6.0 mils  Amercoat 385	<u>Polyurethane</u> 1.5 - 2.0 mils  Amercoat 450HS	8.0 - 11.0	250
12.0 Structural Steel: grating, stairs, handrails, ladders, cages, support steel.	These items shall be galvanized per ASTM A 123	<u>None</u>	<u>None</u>	<u>None</u>	-	-
13.0 Galvanized - Repair	<u>Solvent Clean</u> SSPC-SP1	<u>None</u>	<u>None</u>	Cold Galvanizing	2 - 4	180
14.0 Painted - Repair	<u>Hand or Power Tool Clean</u> SSPC-SP2 or SP3	<u>As Req'd by Classification</u>	<u>As Req'd by Classification</u>	<u>As Req'd by Classification</u>	-	-

Notes:

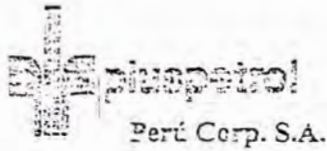
- No. 1 Polyurethane top coat will fade and lose color above 250 °F. System protection is effective to 300 °F and may be safely used to this level if allowed by owner. Two Coat system for new construction steel. For Maintenance Program with damaged and/or corroded steel, clean per surface classification and apply initial primer of Dimetcote 9 (8 mils DFT) prior to application of specified two-coat system.
- No. 2 Coated on base and up to 3 meter level only.
- No. 3 Manufacturers offer a solvent free, phenolic epoxy, applied in a single 16 - 20 mil coat is a suitable alternative to coal tar epoxy. Stringent application conditions apply and must be carefully followed if one-coat system is to be used.
- No. 4 Equipment manufacturer's standard coating system should be reviewed and if acceptable, should be used with touch-up at site. This system should be used if manufacturer's standard is not acceptable.

## SELECTION AND APPLICATION OF PROTECTIVE COATINGS

Doc. No.: PCAM-0100-ET-X-0002 Rev. 0

### 7.2.2 CARBOLINE COATING SYSTEMS

CLASSIFICATION OF SURFACE	SURFACE PREPARATION	TOTAL PRIME COAT	MID COAT	TOP COAT	MAX DFT MIL	TEMP LIMIT °F
Un-insulated: Vessels, Piping, Pipe Supports, Stacks, & Painted Steel Structures (Ambient to 250 °F) See Note No. 1	<u>Blast Clean</u> "Commercial" SSPC-SP6  Profile: 1-2 mils	<u>Epoxy</u> 5.0 - 6.0  Carboguard 893	None	<u>Polyurethane</u> 1.5 - 2.0 mils  Carboguard 134 HG	6.5 - 7.5	250
Un-insulated: Vessels, Piping, Pipe Supports, Stacks, & Painted Steel Structures (250 °F to 750 °F)	<u>Blast Clean</u> "Commercial" SSPC-SP6  Profile: 1-3 mils	<u>Zinc Primer</u> 2.5 - 4.0 mils  Carbozinc 11	None	<u>Mod. Silicone</u> 1.0 - 2.0 mils  Thermaline 4700	3.5 - 6	750
Un-insulated: Vessels, Piping, Pipe Supports, Stacks, & Painted Steel Structures (750 °F to 1000 °F)	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP10  Profile: 0.5 - 1 mils	<u>Mod. Silicone</u> 2.0 - 3.0 mils  Thermaline 4700	None	<u>Mod. Silicone</u> 1.0 - 2.0 mils  Thermaline 4700	3.0 - 5.0	1000
Insulated: Vessels, Piping, etc. (Below Ambient)	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP10  Profile: 2-3 mils	<u>Epoxy</u> 3.0 - 5.0  Carboguard 893	None	<u>Epoxy</u> 3.0 - 5.0  Carboguard 893	6.0 - 10.0	Ambient
Insulated: Vessels, Piping, etc. (Ambient to 300 °F)	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP10  Profile: 2 - 3 mils	<u>Epoxy Primer</u> 5.0 - 7.0 mils  Thermaline 450	None	<u>Epoxy</u> 6.0 - 7.0 mils  Thermaline 450	10.0 - 14.0	300
Insulated: Vessels, Piping, etc. (300 to 750 °F)	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP10  Profile: 2-3 mils	<u>Zinc Primer</u> 2.5 - 4.0 mils  Carbozinc 11	None	<u>Mod. Silicone</u> 1 - 2 mils  Thermaline 4700	3.5 - 6.0	750
Potable Water Tanks - Internal (Ambient to 120 °F)	<u>Blast Clean</u> "White Metal" SSPC-SP5  Profile: 2 - 4 mils	<u>Epoxy Primer</u> 5.0 - 7.0 mils  Carboguard 891 N SF	None	<u>Epoxy</u> 5.0 - 7.0 mils  Carboguard 891 N SF	10.0 - 14.0	120
Crude oil, Firewater Tanks - Internal (Ambient to 140 °F) See Note No. 2	<u>Blast Clean</u> "White Metal" SSPC-SP5  Profile: 2 - 4 mils	<u>Epoxy Primer</u> 5.0 - 7.0 mils  Phenoline 187	None	<u>Epoxy</u> 5.0 - 7.0 mils  Phenoline 187	10.0 - 14.0	140
Structural and Misc. Steel on Trestle and Bridg Structures (Ambient to 140 °F)	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP10  Profile: 1.5-3 mils	<u>Inorganic Zinc Primer</u> 2.5 - 3.0 mils  Carbozinc 11	None	<u>Epoxy</u> 6.0 - 9.0 mils  Carboguard 890	9.0 - 12.0	140
Piles in Seawater (Ambient to 140 °F) See Note No. 3	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP10  Profile: 2 - 3 mils	<u>Coal Tar Epoxy</u> 7.0 - 8.0 mils  Biomastic 300	None	<u>Coal Tar Epoxy</u> 7.0 - 8.0 mils  Biomastic 300	14.0 - 16.0	140



## SELECTION AND APPLICATION OF PROTECTIVE COATINGS



**PARAGON**  
ENGINEERING SERVICES

Doc. No.: PCAM-0100-ET-X-0002 Rev. 0

CLASSIFICATION OF SURFACE	SURFACE PREPARATION	TOTAL PRIME COAT	MID COAT	TOP COAT	MAX DFT MIL	TEMP LIMIT °F
0 Engines, pumps, and machinery already painted by OEM (Ambient to 250 °F) See Note No. 4	Power Tool Clean SSPC-SP3	Universal Primer (See Para. 6.11.13)  Rustbond	Epoxy 5.0 – 6.0 mils  Carboguard 893	Polyurethane 1.5 – 2.0 mils  Carbothane 134 HG	8.0 – 11.0	250
0 Structural Steel: grating, stairs, handrails, ladders, cages, support steel	These items shall be galvanized per ASTM A 123	None	None	None	–	–
Galvanized – Repair	Solvent Clean SSPC-SP1	None	None	Cold Galvanizing	2 - 4	180
Painted – Repair	Hand or Power Tool Clean SSPC-SP2 or SP3	As Rec'd by Classification	As Rec'd by Classification	As Rec'd by Classification	–	–

**Notes:**

- No.1 Polyurethane top coat will fade and lose color above 250 °F. System protection is effective to 300 °F and may be safely used to this level if allowed by owner. Two Coat system for new steel. For Maintenance Program with damaged and/or corroded steel, clean per surface classification and apply initial primer of Carbozinc 11 (3 mils DFT) prior to application of specified two-coat system.
- No.2 Coated on base and up to 3-meter level only.
- No.3 Manufacturers offer a solvent free, phenolic epoxy, applied in a single 16 – 22 mil coat is a suitable alternative to coal tar epoxy. Stringent application conditions apply and must be carefully followed if one-coat system is to be used.
- No.4 Equipment manufacturer's standard coating system should be reviewed and if acceptable, should be used with touch-up at site. This system should be used if manufacturer's standard is not acceptable.

## SELECTION AND APPLICATION OF PROTECTIVE COATINGS

Doc. No.: PCAM-0100-ET-X-0002 Rev. 0

### 7.2.3 DEVCOE COATING SYSTEMS

CLASSIFICATION OF SURFACE	SURFACE PREPARATION	TOTAL PRIME COAT	MED COAT	TOP COAT	MAX DFT MIL	TEMP LIMIT °F
Un-insulated: Vessels, Piping, Pipe Supports, Skids, & Painted Steel Structures  (Ambient to 250 °F) See Note No. 1	<u>Blast Clean</u> "Commercial" SSPC-SP6  Profile: 1-2 mils	<u>Epoxy</u> 5.0 - 6.0  Bar-Rust 231	<u>None</u>	<u>Polvurethane</u> 1.5 - 2.0 mils  Devthane 379	6.5 - 7.5	250
Un-insulated: Vessels, Piping, Pipe Supports, Skids, & Painted Steel Structures  (250 °F to 750 °F)	<u>Blast Clean</u> "Commercial" SSPC-SP6  Profile: 1-3 mils	<u>Zinc Primer</u> 2.5 - 4.0 mils  Catho-Coat 304V	<u>None</u>	<u>Mod. Silicone</u> 1.0 - 2.0 mils  HT-10 to 500 °F HT - 12 500 to 750 °F	3.5 - 6	750
Un-insulated: Vessels, Piping, Pipe Supports, Skids, & Painted Steel Structures  (750 °F to 1000 °F)	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP10  Profile: 0.5-1 mils	<u>Mod. Silicone</u> 2.0 - 3.0 mils  HT - 12	<u>None</u>	<u>Mod. Silicone</u> 1.0 - 2.0 mils  HT - 12	3.0 - 5.0	1000
Insulated: Vessels, Piping, etc.  (Below Ambient)	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP10  Profile: 2-3 mils	<u>Epoxy</u> 3.0 - 5.0  Bar-Rust 231	<u>None</u>	<u>Epoxy</u> 3.0 - 5.0  Bar-Rust 231	6.0 - 10.0	Ambient
Insulated: Vessels, Piping, etc.  (Ambient to 300 °F)	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP10  Profile: 2 - 3 mils	<u>Epoxy Primer</u> 5.0 - 7.0 mils  HT 403	<u>None</u>	<u>Epoxy</u> 6.0 - 7.0 mils  HT 403	10.0 - 14.0	300
Insulated: Vessels, Piping, etc.  (300 to 750 °F) See Note No. 2	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP10  Profile: 2 - 3 mils	<u>Zinc Primer</u> 2.5 - 4.0 mils  Catho-Coat 302H	<u>None</u>	<u>Epoxy</u> 6 - 7 mils  HT 403 (400°F Max)	8.5 - 11.0	750
Potable Water Tanks - Internal  (Ambient to 120 °F)	<u>Blast Clean</u> "White Metal" SSPC-SP5  Profile: 2 - 4 mils	<u>Epoxy Primer</u> 5.0 - 7.0 mils  Bar-Rust 233H	<u>None</u>	<u>Epoxy</u> 5.0 - 7.0 mils  Bar-Rust 233H	10.0 - 14.0	120
Crude oil, Firewater Tanks - Internal  (Ambient to 140 °F) See Note No. 3	<u>Blast Clean</u> "White Metal" SSPC-SP5  Profile: 2 - 4 mils	<u>Epoxy Primer</u> 5.0 - 7.0 mils  Bar-Rust 233H	<u>None</u>	<u>Epoxy</u> 5.0 - 7.0 mils  Bar-Rust 233H	10.0 - 14.0	140

## SELECTION AND APPLICATION OF PROTECTIVE COATINGS

Doc. No.: PCAM-0100-ET-X-0002 Rev. 0

CLASSIFICATION OF SURFACE	SURFACE PREPARATION	TOTAL PRIME COAT	MID COAT	TOP COAT	MAX DFT MIL	TEMP LIMIT °F
1.0 Structural and Misc. Steel on Trestle and Bitch Structures (Ambient to 140 °F)	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP10 Profile: 1.5-3 mils	<u>Inorganic Zinc Primer</u> 2.5 - 3.0 mils  Catha-Coat 302H	<u>None</u>	<u>Epoxy</u> 6.0 - 9.0 mils  Bar-Rust 235	9.0 - 12.0	140
10.0 Piles in Seawater (Ambient to 140 °F) See Note No. 4	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP10 Profile: 2 - 3 mils	<u>Coal Tar Epoxy</u> 7.0 - 8.0 mils  DevTar 221	<u>None</u>	<u>Coal Tar Epoxy</u> 7.0 - 8.0 mils  DevTar 221	14.0 - 16.0	140
11.0 Engines, pumps, and machinery already painted by OEM (Ambient to 250 °F) See Note No. 5	<u>Power Tool Clean</u> SSPC-SP3	<u>Universal Primer</u> (See Para. 6.11.13)  Devoe 201	<u>Epoxy</u> 5.0 - 6.0 mils  Bar-Rust 231	<u>Polyurethane</u> 1.5 - 2.0 mils  Devthane 379	8.0 - 11.0	250
2.0 Structural Steel, grating, stairs, handrails, ladders, cages, support steel	These items shall be galvanized per ASTM A 123	<u>None</u>	<u>None</u>	<u>None</u>	-	-
3.0 Galvanized - Repair	<u>Solvent Clean</u> SSPC-SP1	<u>None</u>	<u>None</u>	Cold Galvanizing	2 - 4	180
4.0 Painted - Repair	<u>Hand or Power Tool Clean</u> SSPC-SP2 or SP3	<u>As Rec'd by Classification</u>	<u>As Rec'd by Classification</u>	<u>As Rec'd by Classification</u>	-	-

Notes:

- No. 1 Polyurethane top coat will fade and lose color above 250 °F. System protection is effective to 300 °F and may be safely used to this level if allowed by owner. Two Coat system for new construction steel. For Maintenance Program with damaged and/or corroded steel, clean per surface classification and apply initial primer of Catha-coat 302H (3 mils DFT) prior to application of specified two-coat system.
- No. 2 Devoe does not supply a coating system that can attain the 750 °F upper limit for this classification. Maximum upper limit for Devoe system in this application is 400 °F.
- No. 3 Coated on base and up to 3 meter level only.
- No. 4 Manufacturers offer a solvent free, phenolic epoxy; applied in a single 16 - 20 mil coat is a suitable alternative to coal tar epoxy. Stringent application conditions apply and must be carefully followed if one-coat system is to be used.
- No. 5 Equipment manufacturer's standard coating system should be reviewed and if acceptable, should be used with touch-up at site. This system should be used if manufacturer's standard is not acceptable.

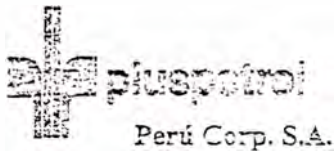


## SELECTION AND APPLICATION OF PROTECTIVE COATINGS

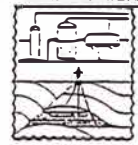
Doc. No.: PCAM-0100-ET-X-0002 Rev. 0

### 7.2.4 HEMPEL COATING SYSTEMS

CLASSIFICATION OF SURFACE	SURFACE PREPARATION	TOTAL PRIME COAT	MID COAT	TOP COAT	MAX DFT MIL	TEMP LIMIT °F
0 Un-insulated: Vessels, Piping, Pipe Supports, Skids, & Painted Steel Structures (Ambient to 250 °F) See Note No. 1	<u>Blast Clean</u> "Commercial" SSPC-SP6  Profile: 1-2 mils	<u>Epoxy</u> 5.0 - 6.0  Hempadur 4528	<u>None</u>	<u>Polyurethane</u> 1.5 - 2.0 mils  Hempathane 5521	6.5 - 7.5	250
1 Un-insulated: Vessels, Piping, Pipe Supports, Skids, & Painted Steel Structures (250 °F to 750 °F)	<u>Blast Clean</u> "Commercial" SSPC-SP6  Profile: 1-3 mils	<u>Zinc Primer</u> 2.5 - 4.0 mils  Galvosil 1576	<u>None</u>	<u>Mod. Silicone</u> 1.0 - 2.0 mils Silicone Aluminum 5691	3.5 - 6	750
2 Un-insulated: Vessels, Piping, Pipe Supports, Skids, & Painted Steel Structures (750 °F to 1000 °F)	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP10  Profile: 0.5-1mils	<u>Mod. Silicone</u> 2.0 - 3.0 mils Silicone Aluminum 5691	<u>None</u>	<u>Mod. Silicone</u> 1.0 - 2.0 mils Silicone Aluminum 5691	3.0 - 5.0	1000
3 Insulated: Vessels, Piping, etc. (Below Ambient)	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP10 Profile: 2-3 mils	<u>Epoxy</u>  Hempadur 4528	<u>None</u>	<u>Epoxy</u> 3.0 - 5.0 Hempadur 4528	6.0 - 10.0	Ambient
4 Insulated: Vessels, Piping, etc. (Ambient to 350 °F)	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP10 Profile: 2 - 3 mils	<u>Epoxy Primer</u> 5.0 - 7.0 mils Hempadur 85671	<u>None</u>	<u>Epoxy</u> 6.0 - 7.0 mils Hempadur 85671	10.0 - 14.0	350
5 Insulated: Vessels, Piping, etc. (350 to 750 °F)	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP6 Profile: 2 - 3 mils	<u>Zinc Primer</u> 2.5 - 4.0 mils Galvosil 1576	<u>None</u>	<u>Mod. Silicone</u> 1 - 2 mils Silicone Aluminum 5691	3.5 - 6.0	750
6 Potable Water Tanks - Internal (Ambient to 120 °F) See Note No. 5	<u>Blast Clean</u> "White Metal" SSPC-SP5 Profile: 2 - 4 mils	<u>Epoxy Primer</u> 5.0 - 7.0 mils Hempadur 3573	<u>None</u>	<u>Epoxy</u> 5.0 - 7.0 mils Hempadur 3573	10.0 - 14.0	120
7 Crude oil, Firewater Tanks - Internal (Ambient to 140 °F) See Note No. 2	<u>Blast Clean</u> "White Metal" SSPC-SP5 Profile: 2 - 4 mils	<u>Epoxy Primer</u> 5.0 - 7.0 mils Hempadur 1763	<u>None</u>	<u>Epoxy</u> 5.0 - 7.0 mils Hempadur 1763	10.0 - 14.0	140



## SELECTION AND APPLICATION OF PROTECTIVE COATINGS



**PARAGON**  
ENGINEERING SERVICES

Doc. No.: PCAM-0100-ET-X-0002 Rev. 0

CLASSIFICATION OF SURFACE	SURFACE PREPARATION	TOTAL PRIME COAT	MID COAT	TOP COAT	MAX DFT MIL	TEMP LIMIT °F
0 Structural and Misc. Steel on Trestle and Pier Structures (Ambient to 140 °F)	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP10 Profile: 1.5-3 mils	<u>Inorganic Zinc Primer</u> 2.5 - 3.0 mils Glaivosil 1578	<u>None</u>	<u>Epoxy</u> 8.0 - 9.0 mils Hempadur 4588	9.0 - 12.0	140
10 Piles in Seawater (Ambient to 140 °F) See Note No. 3	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP10 Profile: 2 - 3 mils	<u>Coal Tar Epoxy</u> 7.0 - 8.0 mils Hempadur 1513	<u>None</u>	<u>Coal Tar Epoxy</u> 7.0 - 8.0 mils Hempadur 1513	14.0 - 16.0	140
20 Engines, pumps, and machinery already painted by OEM (Ambient to 250 °F) See Note No. 4	<u>Power Tool Clean</u> SSPC-SP3	<u>Universal Primer</u> (See Para. 6.11.13) Uniprimer 1314	<u>Epoxy</u> 5.0 - 6.0 mils Hempadur 4588	<u>Polyurethane</u> 1.5 - 2.0 mils Hempathane 5521	8.0 - 11.0	250
30 Structural Steel grating, stairs, handrails, ladders, open support steel	These items shall be galvanized per ASTM A 123	<u>None</u>	<u>None</u>	<u>None</u>	-	-
40 Galvanized - Repair	<u>Solvent Clean</u> SSPC-SP1	<u>None</u>	<u>None</u>	Cold Galvanizing	2 - 4	180
50 Painted - Repair	<u>Hand or Power Tool Clean</u> SSPC-SP2 or SP3	<u>As Rec'd by Classification</u>	<u>As Rec'd by Classification</u>	<u>As Rec'd by Classification</u>	-	-

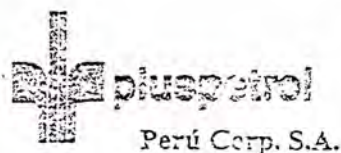
- Notes:**
- No.1 Polyurethane top coat will fade and lose color above 250 °F. System protection is effective to 300 °F and may be safely used to this level if allowed by owner. Two Coat system for new steel. For Maintenance Program with damaged and/or corroded steel, clean per surface classification and apply initial primer of Glaivosil 1578 (3 mils DFT) prior to application of specified two-coat system.
  - No.2 Coated on base and up to 3-meter level only.
  - No.3 Manufacturers offer a solvent free, phenolic epoxy; applied in a single 16 - 20 mil coat is a suitable alternative to coal tar epoxy. Stringent application conditions apply and must be carefully followed if one-coat system is to be used.
  - No.4 Equipment manufacturer's standard coating system should be reviewed and if acceptable, should be used with touch-up at site. This system should be used if manufacturer's standard is not acceptable.
  - No.5 Peru and surrounding countries use Hempadur 1540 rather than Hempadur 3573 (which is used elsewhere).

## SELECTION AND APPLICATION OF PROTECTIVE COATINGS

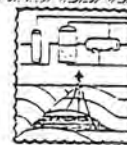
Doc. No.: PCAM-0100-ET-X-0002 Rev. 0

### 7.2.5 INTERNATIONAL COATING SYSTEMS

CLASSIFICATION OF SURFACE	SURFACE PREPARATION	TOTAL PRIME COAT	MID COAT	TOP COAT	MAX DFT MIL	TEMP LIMIT °F
Un-insulated: Vessels, Piping, Pipe Supports, Skids, & Painted Steel Structures (Ambient to 250 °F) See Note No. 1	<u>Blast Clean</u> "Commercial" SSPC-SP6  Profile: 1-2 mils	<u>Epoxy</u> 5.0 - 6.0  Intercur 420 HS	<u>None</u>	<u>Polvurethane</u> 1.5 - 2.0 mils  Interthane 990	6.5 - 8.0	250
Un-insulated: Vessels, Piping, Pipe Supports, Skids, & Painted Steel Structures (250 °F to 750 °F)	<u>Blast Clean</u> "Commercial" SSPC-SP6  Profile: 1-3 mils	<u>Inorganic Zinc Primer</u> 2.5 - 4.0 mils  Interzinc 22	<u>None</u>	<u>Mod. Silicone</u> 1.0 - 2.0 mils  Intertherm 50	3.5 - 6	750
Un-insulated: Vessels, Piping, Pipe Supports, Skids, & Painted Steel Structures (750 °F to 1000 °F)	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP10  Profile: 0.5-1 mils	<u>Mod. Silicone</u> 1.0 - 2.0 mils  Intertherm 50	<u>None</u>	<u>Mod. Silicone</u> 1.0 - 2.0 mils  Intertherm 50	2.0 - 4.0	1000
Insulated: Vessels, Piping, etc. (Below Ambient)	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP10 Profile: 2-3 mils	<u>Epoxy</u> 3.0 - 5.0  Intercur 420 HS	<u>None</u>	<u>Epoxy</u> 3.0 - 5.0  Intercur 420 HS	6.0 - 10.0	Ambient
Insulated: Vessels, Piping, etc. (Ambient to 300 °F)	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP10 Profile: 2 - 3 mils	<u>Epoxy</u> 4.0 - 5.0 mils  Intertherm 228	<u>None</u>	<u>Epoxy</u> 4.0 - 5.0 mils  Intertherm 228	8.0 - 14.0	300
Insulated: Vessels, Piping, etc. (300 to 750 °F)	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP10 Profile: 2 - 3 mils	<u>Zinc Primer</u> 2.5 - 4.0 mils  Interzinc 22	<u>None</u>	<u>Mod. Silicone</u> 1 - 2 mils  Intertherm 50	3.5 - 6.0	750
Potable Water Tanks - Internal (Ambient to 120 °F)	<u>Blast Clean</u> "White Metal" SSPC-SP5 Profile: 2 - 4 mils	<u>Epoxy</u> 5.0 - 7.0 mils  Interline 850	<u>None</u>	<u>Epoxy</u> 5.0 - 7.0 mils  Interline 850	10.0 - 14.0	120
Crude oil, Firewater Tanks - Internal (Ambient to 140 °F) See Note No. 2	<u>Blast Clean</u> "White Metal" SSPC-SP5 Profile: 2 - 4 mils	<u>Epoxy</u> 5.0 - 7.0 mils  Interline 850	<u>None</u>	<u>Epoxy</u> 5.0 - 7.0 mils  Interline 850	10.0 - 14.0	140



## SELECTION AND APPLICATION OF PROTECTIVE COATINGS



**PARAGON**  
ENGINEERING SERVICES

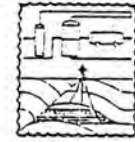
Doc. No.: PCAM-0100-ET-X-0002 Rev. 0

CLASSIFICATION OF SURFACE	SURFACE PREPARATION	TOTAL PRIME COAT	MID COAT	TOP COAT	MAX DFT MIL	TEMP LIMIT °F
0 Structural and Misc. Steel on Trestle and Birt Structures (Ambient to 140 °F)	Blast Clean "Near White" SSPC-SP10 Profile: 1.5-3 mils	Inorganic Zinc Primer 2.5 - 3.0 mils Interzinc 22	None	Epoxy 6.0 - 9.0 mils Interseal 670 HS	9.0 - 12.0	140
0 Piles in Seawater (Ambient to 140 °F) See Note No. 3	Blast Clean "Near White" SSPC-SP10 Profile: 2 - 3 mils	Coal Tar Epoxy 7.0 - 8.0 mils Intertuf 708	None	Coal Tar Epoxy 7.0 - 8.0 mils Intertuf 708	14.0 - 16.0	140
0 Engines, pumps, and machinery already painted by OEM. (Ambient to 250 °F) See Note No. 4	Power Tool Clean SSPC-SP3	Universal Primer (See Para. 6.1.1.13)  Interprime 198	Epoxy 5.0 - 6.0 mils  Interseal 670 HS	Polyurethane 1.5 - 2.0 mils  Interthane 990	8.0 - 11.0	250
0 Structural Steel grating, stairs, handrails, ladders, cages, support steel	These items shall be galvanized per ASTM A 123	None	None	None	-	-
0 Galvanized - Repair	Solvent Clean SSPC-SP1	None	None	Cold Galvanizing	2 - 4	180
0 Painted - Repair	Hand or Power Tool Clean SSPC-SP2 or SP3	As Rec'd by Classification	As Rec'd by classification	As Rec'd by classification	-	-

### Notes:

- No. 1 Polyurethane top coat will fade and lose color above 250 °F. System protection is effective to 300 °F and may be safely used to this level if allowed by owner. Two Coat system for new steel. For Maintenance Program with damaged and/or corroded steel, clean per surface classification and apply initial primer of Interzinc 22 (3 mils DFT) prior to application of specified two-coat system.
- No. 2 Coated on base and up to 3 meter level only.
- No. 3 Manufacturers offer a solvent free, phenolic epoxy, applied in a single 16 - 20 mil coat is a suitable alternative to coal tar epoxy. Stringent application conditions apply and must be carefully followed if one-coat system is to be used.
- No. 4 Equipment manufacturer's standard coating system should be reviewed and if acceptable, should be used with touch-up at site. This system should be used if manufacturer's standard is not acceptable. International paint does not require primer (Interprime 198) if manufacturer's finish coating is intact.

## SELECTION AND APPLICATION OF PROTECTIVE COATINGS

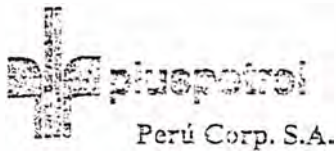


**PARAGON**  
ENGINEERING SERVICES

Doc. No.: PCAM-0100-ET-X-0002 Rev. 0

### 7.2.6 SIGMA COATING SYSTEMS

CLASSIFICATION OF SURFACE	SURFACE PREPARATION	TOTAL PRIME COAT	MED COAT	TOP COAT	MAX DFT MIL	TEMP LIMIT °F
Un-insulated: Vessels, Piping, Pipe Supports, Skids, & Painted Steel Structures (Ambient to 250 °F) See Note No. 1	<u>Blast Clean</u> "Commercial" SSPC-SP6  Profile: 1-2 mils	<u>Epoxy</u> 5.0 - 6.0  Sigmacover CM 7427 US	<u>None</u>	<u>Polurethane</u> 1.5 - 2.0 mils  SigmaDur 5522	6.5 - 7.5	250
Un-insulated: Vessels, Piping, Pipe Supports, Skids, & Painted Steel Structures (250 °F to 750 °F)	<u>Blast Clean</u> "Commercial" SSPC-SP6  Profile: 1-3 mils	<u>Zinc Primer</u> 2.5 - 4.0 mils  Tornusil MC II 7558US	<u>None</u>	<u>Mod. Silicone</u> 1.0 - 2.0 mils  Sigmatherm 5267	3.5 - 6	750
Un-insulated: Vessels, Piping, Pipe Supports, Skids, & Painted Steel Structures (750 °F to 1000 °F)	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP10  Profile: 0.5-1 mils	<u>Mod. Silicone</u> 2.0 - 3.0 mils  Sigmatherm 5267	<u>None</u>	<u>Mod. Silicone</u> 1.0 - 2.0 mils  Sigmatherm 5267	3.0 - 5.0	1000
Insulated: Vessels, Piping, etc. (Below Ambient)	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP10 Profile: 2-3 mils	<u>Epoxy</u> 3.0 - 5.0 Sigmacover CM 7427 US	<u>None</u>	<u>Epoxy</u> 3.0 - 5.0 Sigmacover CM 7427 US	6.0 - 10.0	Ambient
Insulated: Vessels, Piping, etc. (Ambient to 300 °F)	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP10 Profile: 2 - 3 mils	<u>Epoxy Primer</u> 5.0 - 7.0 mils Phenguard 7409	<u>None</u>	<u>Epoxy</u> 5.0 - 7.0 mils Phenguard 7436	10.0 - 14.0	300
Insulated: Vessels, Piping, etc. (300 to 750 °F)	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP10 Profile: 2 - 3 mils	<u>Zinc Primer</u> 3.0 - 4.0 mils Tornusil MC II 7558US	<u>None</u>	<u>Mod. Silicone</u> 1.0 - 1.5 mils Sigmatherm 5555	4.5 - 5.5	750
Potable Water Tanks - Internal (Ambient to 120 °F)	<u>Blast Clean</u> "White Metal" SSPC-SP5 Profile: 2 - 4 mils	<u>Epoxy Primer</u> 5.0 - 7.0 mils Simaguard 5476	<u>None</u>	<u>Epoxy</u> 5.0 - 7.0 mils Simaguard 5476	10.0 - 14.0	120
Crude oil, Firewater Tanks - Internal (Ambient to 140 °F) See Note No. 2	<u>Blast Clean</u> "White Metal" SSPC-SP5 Profile: 2 - 4 mils	<u>Epoxy Primer</u> 5.0 - 7.0 mils Simaguard 7433	<u>None</u>	<u>Epoxy</u> 5.0 - 7.0 mils Simaguard 7433	10.0 - 14.0	140



## SELECTION AND APPLICATION OF PROTECTIVE COATINGS



**PARAGON**  
ENGINEERING SERVICES

Doc. No.: PCAM-0100-ET-X-0002 Rev. 0

CLASSIFICATION OF SURFACE	SURFACE PREPARATION	TOTAL PRIME COAT	MID COAT	TOP COAT	MAX DFT MIL	TEMP LIMIT °F
0 Structural and Misc. Steel on Trestle and Bitch Structures (Ambient to 140 °F)	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP10 Profile: 1.5-3 mils	<u>Inorganic Zinc Primer</u> 2.5 - 3.0 mils Tornu silMC II 7558US	<u>None</u>	<u>Epoxy</u> 5.0 - 9.0 mils  Sigmacover CM 7456US	9.0 - 12.0	140
1.0 Piles in Seawater (Ambient to 140 °F) See Note No. 3	<u>Blast Clean</u> "Near White" SSPC-SP10 Profile: 1 - 3 mils	<u>Coal Tar Epoxy</u> 7.0 - 8.0 mils Sigma C-200a 3307	<u>None</u>	<u>Coal Tar Epoxy</u> 6.0 - 8.0 mils Sigma C-200a 3307	14.0 - 16.0	140
1.0 Engines, pumps, and machinery already painted by OEM (Ambient to 250 °F) See Note No. 4	<u>Power Tool Clean</u> SSPC-SP3	<u>Universal Primer</u> (See Para. 6.11.1.3) Sigmacover CM 7427US	<u>Epoxy</u> 5.0 - 6.0 mils Sigmacover CM 7427US	<u>Polyurethane</u> 1.5 - 2.0 mils  Sigmadur 5522	8.0 - 11.0	250
1.0 Structural Steel grating, stairs, handrails, ladders, cages, support steel	These items shall be galvanized per ASTM A 123	<u>None</u>	<u>None</u>	<u>None</u>	-	-
2 Galvanized - Repair	<u>Solvent Clean</u> SSPC-SP1	<u>None</u>	<u>None</u>	Cold Galvanizing	2 - 4	180
1.0 Painted - Repair	<u>Hand or Power Tool Clean</u> SSPC-SP2 or SP3	<u>As Rec'd by Classification</u>	<u>As Rec'd by classification</u>	<u>As Rec'd by classification</u>	-	-

**Notes:**

- No.1 Polyurethane top coat will fade and lose color above 250 °F. System protection is effective to 300 °F and may be safely used to this level if allowed by owner. Two Coat system for new steel. For Maintenance Program with damaged and/or corroded steel, clean per surface classification and apply initial primer of Tornusil MC II 7558US (3 mils DFT) prior to application of specified two-coat system.
- No.2 Coated on base and up to 3-meter level only.
- No.3 Manufacturers offer a solvent free, phenolic epoxy, applied in a single 16 - 20 mil coat is a suitable alternative to coal tar epoxy. Stringent application conditions apply and must be carefully followed if one-coat system is to be used.
- No.4 Equipment manufacturer's standard coating system should be reviewed and if acceptable, should be used with touch-up at site. This system should be used if manufacturer's standard is not acceptable.



### 7.3 FINAL (TOP COAT) COLOR CHART

#### 1.- RELATED DOCUMENTS

RAL-K1 Classic: Letter of colors for paintings.

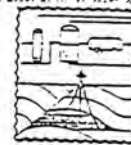
#### 2.- COLOR AND LEGENDS

##### • Colors

Pipes color safety identification are defined in Table I:

The width of the stripes with is dependent on external pipe and are defined in Table II.

## SELECTION AND APPLICATION OF PROTECTIVE COATINGS



**PARAGON**  
ENGINEERING SERVICES

Doc. No.: PCAM-0100-ET-X-0002 Rev. 0

Table I

SERVICE	DESCRIPTION	BASIC COLOR (RAL)
PG	PROCESS GAS	Traffic Yellow 1023
FL	WARM FLARE	Traffic Yellow 1023 / with Orange Strip 2009
FL	COLD FLARE	Inox. Pipe / with Traffic Yellow 1023 and Orange 2009 Stripes
CD	COLD DRAIN	Inox. Pipe / with Traffic Yellow 1023 and Orange 2009 Stripes
FG	FUEL GAS	Traffic Yellow 1023
DP	PRESSURIZED PROCESS DRAIN	Grass Green 6010 / with Traffic Grey Strip 7042
DN	NON-PRESSURIZED PROCESS DRAIN	Grass Green 6010 / with Black Strip 9005
UG	UTILITY GAS	Traffic Yellow 1023 / with White Strip 9010
IG	INSTRUMENT GAS	Traffic Yellow 1023 / with Black Strip 9005
PL	PROCESS LIQUID	Traffic Yellow 1023
PW	PROCESS WATER	Grass Green 6010 / with Traffic Yellow Strip 1023
HO	HOT-OIL	Aluminum Jacket / with Nut Brown Strip 8011
IA	INSTRUMENT AIR	Capri Blue 5019 / with Black Strip 9005
UP	UTILITY WATER	Grass Green 6010 / with White Strip 9010
UA	UTILITY AIR	Capri Blue 5019 / with White Strip 9010
VG	GAS VENTS	Traffic Yellow 1023 / with Orange Strip 2009
LO	LUBE OIL	Nut Brown 8011
N	NITROGEN	Pastel Green 6019
RW	RAIN WATER	Grass Green 6010 / with Nut Brown Strip 8011
WP	POTABLE WATER	Grass Green 6010 / with Light Blue Strip 5015
NN	NON-PRESSURIZED / NON-PROCESS DRAIN	Grass Green 6010 / with Orange Strip 2009
XX	SPECIAL LINES	White 9010
CI	CHEMICAL INJECTION	Inox. Pipe / with White Strip 9010
GS	GLYCOL	Beige 1001
DF	DIESEL FUEL	Nut Brown 8011 / with Signal Red Strip 3001



**SELECTION AND APPLICATION OF  
 PROTECTIVE COATINGS**

Doc. No.: PCAM-0100-ET-X-0002 Rev. 0

SERVICE	DESCRIPTION	BASIC COLOR (RAL)
FW	FIREWATER	Signal Red 3001
AF	AVIATION FUEL	Nut Brown 8011 / with Capri Blue Strip 5019
AV	ATMOSPHERIC VENT	Similar to VG
CD	COLD CLOSED DRAIN	Similar to CD
LO	HYDRAULIC OIL	Similar to LO
PL	PLANT HYDROCARBON LIQUIDS	Similar to PL
	PROPANE	Traffic Yellow 1023 / with Sky-blue Strip 5024
	BUTANE	Traffic Yellow 1023 / with Glass Green Strip 6010
	NAPHTHA	Traffic Yellow 1023

The galvanized pipes, the isolated pipes (with aluminum jacket), and the stainless steel pipes of won't be colored. These will only be painted with a wide fringe with the main color and a narrow fringe with the secondary color.

Table II

EXTERNAL PIPE DIAMETER D (mm)	COLOR STRIPES WIDTH A (mm) min.
D < 50	200
50 < D < 150	300
150 < D < 250	500
D > 250	800

**SELECTION AND APPLICATION OF  
 PROTECTIVE COATINGS**



Doc. No.: PCAM-0100-ET-X-0002 Rev. 0

Colors for equipments and facilities

**Table III**

EQUIPMENT	BASIC COLOR (RAL)
Pumps, compressors	Capri Blue 5019
LPG cylindrical and spherical tanks, Separators, decanters Process towers Odorizers Bases for H <sub>2</sub> A towers or columns, masts.	Pure White 9010
Equipment bases and cradles, instruments in general and various grids, doors, skid bases, piping support frames.	Jet Black 9005
Elements for fighting fires, alarm mechanisms, safety controls, etc.	Signal Red 3001
Ventilators, extractors, air inlets.	Capri Blue 5019
Tanks A.P.	Pure White 9010 / with the stripe corresponding to the product it contains.

The letters height shall be proportional to the pipe O.D. and are defined in table iv.

Table IV

EXTERNAL PIPE DIAMETER D (mm)	LETTERS HEIGHT S (mm) mín.
20 < D < 30	13
30 < D < 50	20
50 < D < 80	25
80 < D < 100	30
100 < D < 130	40
130 < D < 150	45
150 < D < 180	50
180 < D < 230	65
230 < D < 280	75
D > 280	80

Notes:

- 1º) The direction of flow inside the conduit will be indicated by means of an arrow placed in the basic color. The color of the arrow will be black or white, choosing the one that corresponds to achieve the best contrast.
- 2º) All the equipment should have the Tag number painted in a visible place.
- 3º) RAL reference numbers listed in Table I and Table III are from Catalogue RAL - K1 as supplied by Pluspetrol Facilities Coatings Vendor: RAL - Siegburger StraÙe 39 - D-53757 Sankt Augustine - Germany - Telephone: 0 22 41 -16 05 - 0 - Fax: 0 22 41 -16 05 -16.

**E. NORMA SSPC-PA2.**

# **SSPC-PA 2**

## **Measurement of Dry Coating Thickness with Magnetic Gages**



**The Society for Protective Coatings**

**SSPC Publication No. 97-02  
ISBN 1-889060-07-0**

# SSPC

## PAINT APPLICATION STANDARD NO. 2

### Measurement of Dry Coating Thickness with Magnetic Gages

#### 1. Scope

**1.1 GENERAL:** This standard describes the procedures to measure the thickness of a dry film of a nonmagnetic coating applied on a magnetic substrate using commercially available magnetic gages. These procedures are intended to supplement manufacturers' instructions for the manual operation of the gages and are not intended to replace them.

**1.2** The procedures for calibration and measurement are described for two types of gages: pull-off gages (Type 1) and constant pressure probe gages (Type 2).

**1.3** The standard defines a procedure to determine if the film thickness over an extended area conforms to the minimum and the maximum levels specified.

#### 2. Description and Use

##### 2.1 DEFINITIONS:

**2.1.1 Gage Reading:** A single reading at one point.

**2.1.2 Spot Measurement:** The average of at least three gage readings made within a 1.5 inch (4 cm) diameter circle.

##### 2.2 DESCRIPTION OF GAGES:

**2.2.1 Gage Types:** The gage type is determined by the specific magnetic properties employed in measuring the thickness and is not determined by the mode of data readout, i.e. digital or analog. This standard does not cover gages that measure the effect of eddy currents produced in the substrate.

**2.2.2 Type 1—Pull-Off Gages:** In pull-off gages, a permanent magnet is brought into direct contact with the coated surface and a calibrated scale measures the force necessary to pull the magnet from the surface. Less force is required to remove the magnet from a thick coating. The scale is nonlinear.

- **Type 1A** - A magnet is attached to one end of a pivoting balance arm. This assembly is connected to a calibrated helical spring. By rotating a dial, the spring increases the force on the magnet and pulls it from the surface. The Type 1A gages are commonly called "banana" gages.

- **Type 1B** - A magnet is mounted directly or indirectly to a coil spring. The spring acts perpendicularly to the surface to pull off the magnet. The Type 1B gages are commonly called "pencil" gages.

**2.2.3 Type 2—Constant Pressure Probe Gages:** A constant pressure probe gage uses a probe which exerts a constant

pressure on the coated surface during the entire measuring operation. Electronic circuitry is used to convert a reference signal into coating thickness. (See 8.1.)

**2.3 USE OF STANDARD:** This document contains the following:

- Calibration, verification and measurement procedures (Section 4).
- Required number of measurements for conformance to a thickness specification (Section 5).
- Notes on gage principles and various factors affecting thickness measurement (Section 8).
- A numerical example of thickness measurement over an extended area (Appendix 1).
- A numerical example of verification of the calibration of Type 2 gages using plastic shims (Appendix 2).

#### 3. Reference Standards

**3.1** The documents and standards referenced in this standard are listed in Section 3.4 and form a part of this standard.

**3.2** The latest issue, revision or amendment of the referenced documents in effect on the date of invitation to bid shall govern unless otherwise specified.

**3.3** If there is a conflict between the requirements of any of the cited documents and this standard, the requirements of this standard shall prevail.

**3.4 NATIONAL INSTITUTE OF STANDARDS AND TECHNOLOGY (NIST) STANDARD REFERENCE MATERIALS.** (See Section 8.15.)

#### 4. Calibration, Verification and Measurement Procedures

##### 4.1 GENERAL

**4.1.1 Access to Bare Substrate:** All gages are affected to some degree by substrate conditions such as roughness, shape, thickness and composition. To correct for this effect, access to the uncoated substrate is recommended. Another option is to use separate uncoated reference panels with similar roughness, shape, thickness and composition. (See Sections 8.3 to 8.9.) These would be used as the bare substrate in the procedures of Sections 4.2 and 4.3. Reference panels shall be of sufficient size to preclude edge effects. (See Section 8.7.)

Measurements on the bare substrate can be taken before

Coating is applied or by masking off small representative areas during painting. If the coating has already been applied to the entire surface, small areas of coating may be removed and patched. Do not allow the removal process to alter the condition of the substrate. Paint strippers should be used in order to retain the profile.

4.1.2 Spot Measurement: Repeated gage readings, even at points close together, may differ due to small surface irregularities of the coating and the substrate. Therefore, a minimum of three (3) gage readings shall be made for each spot measurement of either the substrate or the coating. For each new gage reading, move the probe to a new location within the 1.5 inch (4 cm) diameter circle defining the spot. Discard any unusually high or low gage reading that cannot be repeated consistently. Take the average of the acceptable gage readings as the spot measurement.

## 4.2 CALIBRATION, VERIFICATION AND MEASUREMENT: TYPE 1—PULL-OFF GAGES

4.2.1 For Type 1 gages, use test blocks bearing calibrated non-magnetic coatings that are traceable to a suitable national standard. (See Section 8.15.) The standards must be large enough to exceed the critical mass of steel needed to satisfy the magnetic field of the Type 1 (pull-off) magnets. Shims of plastic or non-magnetic metals which are acceptable for calibration of Type 2 (constant pressure probe) gages should not be used for calibration of the Type 1 gages. (See Section 8.1.1.) If the manufacturer's instructions are in conflict with this standard by allowing the use of plastic or other non-magnetic shims for the calibration of a Type 1 gage, the contracting parties must both be notified of this fact and agree on a method of calibration.

Proprietary thickness standards are to be used, agreement between contracting parties should be reached prior to starting the job.

4.2.2 Using the Type 1 (pull-off) gage, measure the thickness of a series of calibration standards covering the expected range of coating thickness. To guard against measuring with an inaccurate gage, recheck the gage at the beginning and the end of each work shift with one or more of the standards. During the work shift, if the gage is dropped or suspected of giving erroneous readings, its calibration should be rechecked. If deemed appropriate by the contracting parties, initial agreement can be reached on the details and frequency of verification or calibration. Record the calibration data and the method used to verify the calibration. If the gage is found to be out of calibration at the end of the work shift, all measurements made since the last calibration are suspect.

4.2.3 When the gage no longer agrees with the standard, check the probe for cleanliness. If dirty, clean as described in Section 8.5.1. If the gage still does not agree with the standard, the gage is in need of repair or replacement. Some gages can be adjusted to read accurately in a given range. Adjust the gage to read correctly on a given standard. Then check the gage on standards of higher and lower thicknesses to establish the range

over which the gage is accurate. All Type 1 gages have nonlinear scales and any adjusting feature is linear in nature. Therefore, only a given segment of the scale can be accurate after adjustment.

4.2.4 Measure the bare substrate at a number of spots to obtain a representative average value. This average value is the base metal reading (BMR). Note the gage is not to be calibrated on the bare substrate.

4.2.5 Measure the dry coating at the number of spots specified in Section 5.

4.2.6 Subtract the base metal reading from the gage reading to obtain the thickness of the coating.

## 4.3 CALIBRATION, VERIFICATION AND MEASUREMENT: TYPE 2—CONSTANT PRESSURE PROBE GAGES

4.3.1 Different manufacturers of Type 2 (constant pressure probe) gages follow different methods of calibration or adjustment. Calibrate the gage according to manufacturer's instructions.

4.3.2 With a properly calibrated gage, measure the dry coating as specified. (See Section 4.1.2.)

4.3.3 Verify the calibration of the gage at the beginning and the end of each work shift with one or more of the standards. (See Appendix 2). During the work shift, if the gage is dropped or suspected of giving erroneous readings, its calibration should be rechecked. If deemed appropriate by the contracting parties, initial agreement can be reached on the details and frequency of verification or calibration. Record the calibration data and the method used to verify the calibration. If the gage is found to be out of calibration at the end of the work shift, all measurements made since the last calibration are suspect.

## 5. Required Number of Measurements for Conformance to a Thickness Specification

5.1 NUMBER OF MEASUREMENTS: Make five (5) separate spot measurements (average of the gage readings, see Section 4.1.2) spaced randomly over each 10 m<sup>2</sup> (100 ft<sup>2</sup>) area to be measured. If the contracting parties agree, more than five (5) spot measurements may be taken in a given area. (See Section 5.3.) The five spot measurements shall be made for each 10 m<sup>2</sup> (100 ft<sup>2</sup>) of area as follows:

5.1.1 For structures not exceeding 30 m<sup>2</sup> (300 ft<sup>2</sup>) in area, each 10 m<sup>2</sup> (100 ft<sup>2</sup>) area shall be measured.

5.1.2 For structures not exceeding 100 m<sup>2</sup> (1,000 ft<sup>2</sup>) in area, three 10 m<sup>2</sup> (100 ft<sup>2</sup>) areas shall be randomly selected and measured.

5.1.3 For structures exceeding 100 m<sup>2</sup> (1,000 ft<sup>2</sup>) in area, the first 100 m<sup>2</sup> (1,000 ft<sup>2</sup>) shall be measured as stated in Section 5.1.2 and for each additional 100 m<sup>2</sup> (1,000 ft<sup>2</sup>) of area or increment thereof, one 10 m<sup>2</sup> (100 ft<sup>2</sup>) area shall be randomly selected and measured.

5.4 If the dry film thickness for any 10 m<sup>2</sup> (100 ft<sup>2</sup>) area (see Sections 5.1.2 and 5.1.3) is not in compliance with the requirements of Sections 5.2.1 and 5.2.2, then additional measurements must be made to isolate the non-conforming area.

**5. SPECIFYING THICKNESS:** Both a maximum and a minimum thickness should be specified for the coating. If a maximum thickness value is not explicitly specified, the specified thickness shall be the minimum.

**5.1 Minimum Thickness:** The average of the spot measurements for each 10 m<sup>2</sup> (100 ft<sup>2</sup>) area shall not be less than the specified minimum thickness. No single spot measurement in any 10 m<sup>2</sup> (100 ft<sup>2</sup>) area shall be less than 80% of the specified minimum thickness. Any gage reading may under-run a greater amount. If the average of the spot measurements for a given 10 m<sup>2</sup> (100 ft<sup>2</sup>) area meets or exceeds the specified minimum thickness, but one or more spot measurements is less than 80% of the specified minimum thickness, additional measurements may be made to define the non-conforming area. (See Appendix 1.)

**5.2 Maximum Thickness:** The average of the spot measurements for each 10 m<sup>2</sup> (100 ft<sup>2</sup>) area shall not be more than the specified maximum thickness. No single spot measurement in any 10 m<sup>2</sup> (100 ft<sup>2</sup>) area shall be more than 120% of the specified maximum thickness. Any gage reading may over-run a greater amount. If the average of the spot measurements for a given 10 m<sup>2</sup> (100 ft<sup>2</sup>) area meets or falls below the specified maximum thickness, but one or more spot measurements is more than 120% of the specified maximum thickness, additional measurements may be made to define the non-conforming area. Manufacturers' literature may be consulted to determine which maximum thickness readings are allowable under specific circumstances.

5.3 Other size areas or number of spot measurements may be specified in the procurement documents as appropriate for size and shape of the structure to be measured.

## Accuracy

6. To qualify under this standard, a gage must have an accuracy at least within  $\pm 10\%$ . For thicknesses less than 25  $\mu\text{m}$  (1 mil), the gage must have an accuracy at least within  $\pm 2.5 \mu\text{m}$  (0.1 mil).

## Disclaimer

7. While every precaution is taken to ensure that all information furnished in SSPC standards and specifications is accurate, complete and useful as possible, SSPC cannot assume responsibility nor incur any obligation resulting from the use of any materials, coatings or methods specified therein, or from any specification or standard itself.

## 8. Notes

Notes are not requirements of this standard.

**8.1 PRINCIPLES OF THE MAGNETIC GAGE:** Each of these gages can sense and indicate only the distance between the magnetic surface of the steel and the small rounded tip of the magnet or probe that rests on the top surface of the coating. This measured distance, from the top surface of the coating, must be corrected for the thickness of any extraneous films or other interfering conditions on the surface of the steel. Such correction is described in Section 4.2 for Type 1 gages and manufacturer's instructions for Type 2 gages.

**8.1.1 Type 1 (pull-off) gages** use a calibrated spring mechanism to measure the force needed to pull a small permanent magnet from the surface of the coated steel. The magnetic force holding the magnet to the surface varies inversely as a non-linear function of the distance between magnet and steel, i.e., the thickness of the dry coating (plus any other films present).

The Type 1A "banana" gages use a helical spring to pull a small permanent magnet from the surface. Internal balancing mechanisms in most banana gages compensate for horizontal, vertical and overhead positions so that there is no need to recalibrate when changing orientation.

In a Type 1B "pencil" gage, a calibrated coil spring measures the force necessary to pull the permanent magnet from the surface. Because of gravitational effects, these gages must be recalibrated when the orientation of the surface changes; e.g., a gage calibrated on a horizontal surface will not be accurate when measuring a vertical surface. Some gages have three separate indicators which compensate for horizontal, vertical and overhead positions. Type 1B gages are generally not as precise as Type 1A gages.

Normally, Type 1 gages are not adjusted or reset for each new series of measurements.

Shims of sheet plastic or of non-magnetic metals, which are permissible for calibrating Type 2 (constant pressure probe) gages, should not be used for calibration of Type 1 gages. Such shims are usually fairly rigid and curved and do not lie perfectly flat, even on a smooth steel test surface. Near the pull-off point of the calibration measurements with any Type 1 gage, the shim frequently springs back from the steel surface, raising the magnet too soon and causing erroneous calibration readings.

**8.1.2 Type 2 (constant pressure probe) gages** operate on two different magnetic principles. Some Type 2 gages use a permanent magnet. When the magnet is brought near steel, the magnetic flux density within the magnet is increased. By measuring this change in flux density, which varies inversely to the distance between the magnet and the steel substrate, the coating thickness can be determined. Hall elements and magnet resistance elements are the most common ways to measure magnetic flux density. However, the response of these elements is temperature dependent, so temperature compensation is required.

Other Type 2 gages operate on the principle of electromagnetic



A coil containing a soft iron rod is energized with an alternating current, thereby producing a changing magnetic field at the probe tip. With a permanent magnet, the magnetic flux density at the probe tip increases when the probe is brought near the steel surface. This change is easy to detect by using a second coil. The change in the resistance of the second coil is related to coating thickness and the relationship can be determined experimentally.

**8.2 REPEATABILITY:** Magnetic gages are necessarily sensitive to very small irregularities of the coating surface or of the steel surface directly below the probe center. Repeated readings on a rough surface, even at points very close together, frequently differ considerably, particularly for thin films on a rough surface with a high profile.

**8.3 ZERO SETTING:** Type 1 magnetic gages should not be adjusted or set at the scale zero (0) with the gage applied to either a rough or a smooth uncoated steel surface.

**8.4 ROUGHNESS OF THE STEEL SURFACE:** If the steel surface is smooth and even, its surface plane is the effective magnetic surface. If the steel is roughened, as by blast cleaning, the "apparent" or effective magnetic surface that the gage measures is an imaginary plane located between the peaks and valleys of the surface profile. With a correctly calibrated and tested Type 2 gage, the reading obtained indicates the coating thickness above this imaginary plane. (See Section 4.3.) If a Type 1 gage is used, the coating thickness is obtained by subtracting the base metal reading. (See Section 4.2.)

**8.5 DIRTY, TACKY OR SOFT FILMS:** The surface of the coating and the probe of the gage must be free from dust, grease and other foreign matter in order to obtain close contact of the probe with the coating and also to avoid adhesion of the magnet. The accuracy of the measurement will be affected if the coating is sticky or excessively soft. Tacky coating films also cause partial adhesion of the magnet. Unusually soft films may be deformed by the pressure of the probe. Soft or tacky films can sometimes be measured satisfactorily by putting a shim on the probe. The measuring total thickness of coating plus shim and subtracting shim thickness.

**8.5.1** Ordinary dirt and grease can be removed from a probe by wiping with a soft cloth. Magnetic particles adhering to the probe can be removed using an adhesive backed tape. Any adhesive residue left on the probe must then be removed.

**8.6 ALLOY STEEL SUBSTRATES:** Differences among mild low-carbon steels will not significantly effect magnetic readings. For higher alloy steels, the gage response should be checked. In any event, the gage should be recalibrated on the same steel over which the coating has been applied.

**8.7 PROXIMITY TO EDGES:** Magnetic gages are sensitive to geometrical discontinuities of the steel, such as holes, corners or edges. The sensitivity to edge effects and the accuracy varies from gage to gage. Measurements closer than 2.5 cm (1 in) from the discontinuity may not be valid unless the gage is calibrated specifically for that location.

**8.8 PROXIMITY TO OTHER MASS OF STEEL:** The older two-pole Type 2 gages with permanent magnets are sensitive to the presence of another mass of steel close to the body of the gage. This effect may extend as much as three inches (7.6 cm) from an inside angle.

**8.9 CURVATURE OF STEEL SURFACE:** Magnetic gage readings may be affected by surface curvature. If the curvature is appreciable, valid measurements may still be obtained by calibrating or adjusting the gage on a similarly curved surface.

**8.10 TILT OF PROBE:** All of the magnets or probes must be held perpendicular to the coated surface to produce valid measurements.

**8.11 OTHER MAGNETIC FIELDS:** Strong magnetic fields, such as those from welding equipment or nearby power lines, may interfere with operation of the gages. Also, residual magnetism in the steel substrate may affect gage readings. With fixed probe two-pole gages in such cases, it is recommended that the readings before and after reversing the pole positions be averaged. Other gages may require demagnetization of the steel.

**8.12 EXTREMES OF TEMPERATURE:** Most of the magnetic gages operate satisfactorily at 4°C and 49°C (40°F and 120°F). Some gages function well at much higher temperatures. However, if such temperature extremes are met in the field, the gage might well be checked with at least one reference standard after both the standard and the gage are brought to the same ambient temperature. Most electronic gages compensate for temperature differences among the gage, probe and surface.

**8.13 VIBRATION:** The accuracy of the Type 1 (pull-off) gages is affected by traffic, machinery, concussions, etc. When these gages are set up for calibration or measurement of coating thickness, there should be no apparent vibration.

**8.14 VARIATION IN THICKNESS - 80% OF MINIMUM/120% OF MAXIMUM:** In any measurement there is a certain level of uncertainty. Two inspectors using the same gage will not necessarily record the exact same number for a given spot measurement using the same 4 cm (1.5 in) diameter circle. To allow for this natural fluctuation, an individual spot measurement is permitted to be below the specified minimum thickness as long as other spots in the 10 m<sup>2</sup> (100 ft<sup>2</sup>) area are high enough to make the average thickness meet or exceed the specified minimum thickness. Similar reasoning applies to maximum thickness. The 80% of specified minimum and 120% of specified maximum allow for the tolerance of the gage and calibration standards and for variations in the substrate.

**8.15** Polished metal calibration standards are manufactured by the National Institute of Standards and Technology (NIST). The chrome plated panels are flat smooth steel 2.96 x 2.96 cm (1.125 x 1.125 in) in size. Examples of some NIST standards are:

**Certified Coating Thickness Calibration Standards**  
Nonmagnetic Coating on Steel

- SFM 1358** Set of 3 80, 225, 1000  $\mu\text{m}$  (3, 9, 40 mil)
- SFM 1359** Set of 4 48, 140, 505, 800  $\mu\text{m}$  (2, 5.5, 20, 31 mil)
- SFM 1362a** Set of 4 40, 80, 140, 205  $\mu\text{m}$  (1.6, 3, 5.5, 8 mil)
- SFM 1331a to 1339a** Single standards from 3  $\mu\text{m}$  (0.1 mil) to 62  $\mu\text{m}$  (2.4 mil)

**8.16 CORRECTING LOW OR HIGH THICKNESS:** The contracting parties should agree upon the method of correcting thicknesses that are above the maximum or below the minimum specification. This method may be specified in the procurement documents, may follow manufacturer's instructions or may be a compromise reached after the non-conforming area is discovered.

**Appendix 1—Numerical Example of Average Thickness Measurement**

The following numerical example is presented as an illustration of Section 5. (See JPCL, Vol. 4, No. 5, May 1987.)

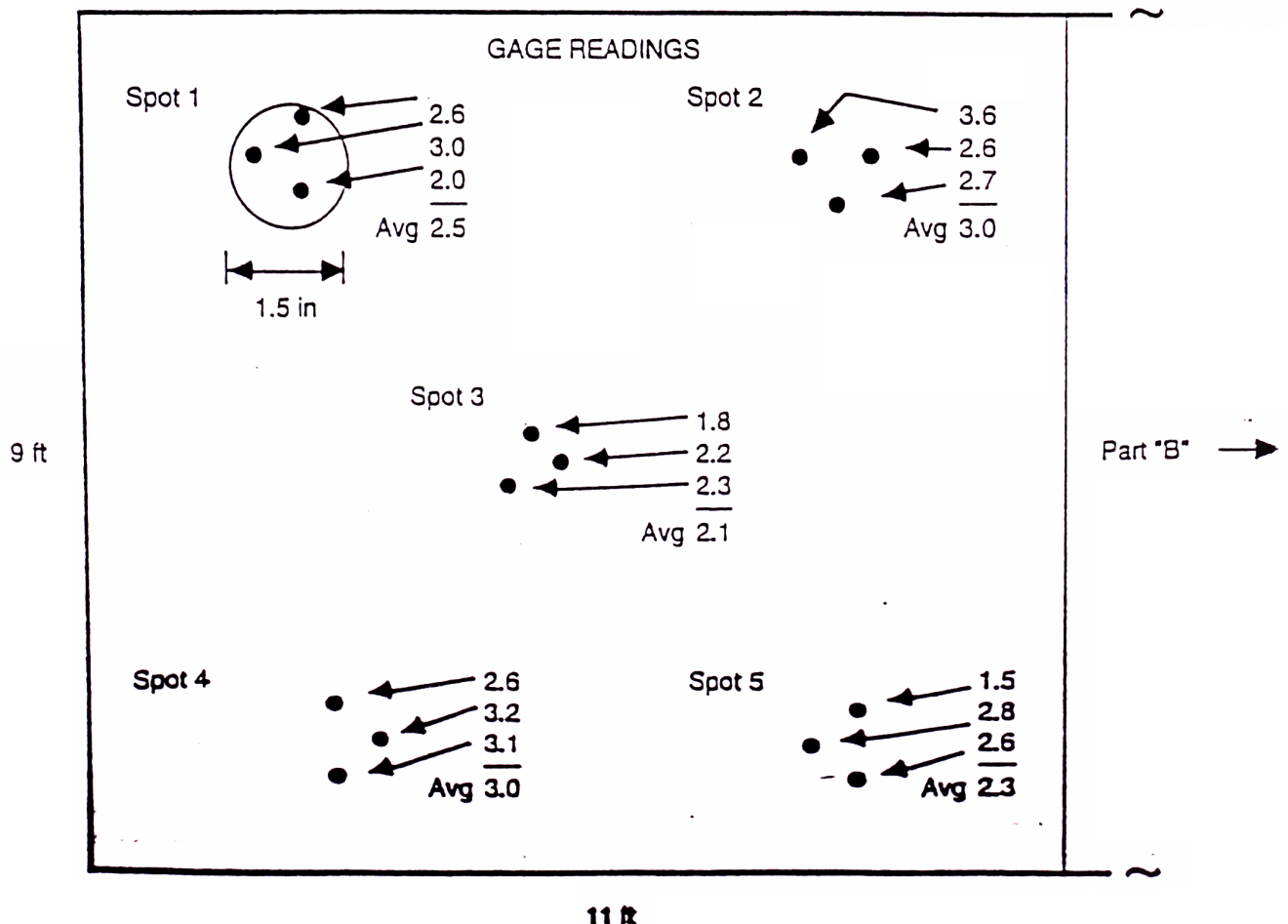
- Suppose this structure is 30 m<sup>2</sup> (300 ft<sup>2</sup>) in area. Mentally divide the surface into three equal parts, each being about 10 m<sup>2</sup> (100 ft<sup>2</sup>).

- Part A - 10 m<sup>2</sup> (100 ft<sup>2</sup>)
- Part B - 10 m<sup>2</sup> (100 ft<sup>2</sup>)
- Part C - 10 m<sup>2</sup> (100 ft<sup>2</sup>)

First, measure the coating thickness on Part A. This involves at least 15 readings of the thickness gage (See Figure A1.). Assume the specification calls for 64  $\mu\text{m}$  (2.5 mils) minimum thickness. The average thickness for area A is then the average of the five spot measurements made on area A, namely 66  $\mu\text{m}$  (2.6 mils).

Spot 1	64 $\mu\text{m}$	2.5 mils
Spot 2	76	3.0
Spot 3	53	2.1
Spot 4	76	3.0
Spot 5	<u>58</u>	<u>2.3</u>
Avg.	66 $\mu\text{m}$	2.6 mils

FIGURE A1  
Part "A" of Structure (Area Approx. 10 m<sup>2</sup> [100 ft<sup>2</sup>])



The average, 66  $\mu\text{m}$ , exceeds the specified minimum of 64  $\mu\text{m}$  and thus satisfies the specification. However it must be decided if the lowest spot measurement, 53  $\mu\text{m}$ , is within 80% of the specified minimum thickness. Eighty percent of 64  $\mu\text{m}$  is 51.2  $\mu\text{m}$  ( $0.80 \times 64 = 51.2$ ). Although 53  $\mu\text{m}$  is below the specified minimum, it is still within 80 percent of it, so the specification is satisfied. [The average, 2.6 mils, exceeds the specified minimum of 2.5 mils and thus satisfies the specification. However it must be decided if the lowest spot measurement, 2.1 mils, is within 80% of the specified minimum thickness. Eighty percent of 2.5 mils is 2.0 mils ( $0.80 \times 2.5 = 2.0$ ). Although 2.1 mils is above the specified minimum, it is still within 80 percent of it, so the specification is satisfied.]

There are individual gage readings of 38  $\mu\text{m}$  at spot 5 and 46  $\mu\text{m}$  at spot 3, both of which are clearly less than 51  $\mu\text{m}$ . This is allowed because only the average of the three readings (i.e., spot measurement) must be greater than or equal to 51  $\mu\text{m}$ . There are individual gage readings of 1.5 mils at spot 5 and 1.8 mils at spot 3, both of which are clearly less than 2.0 mils. This is allowed because only the average of the three readings (i.e., spot measurement) must be greater than or equal to 2.0 mils.

Since the structure used in this example is about 30  $\text{m}^2$  (300  $\text{ft}^2$ ) the procedure used to measure the film thickness of part A must be applied to both part B and part C. The measured thickness of part B must exceed the 64  $\mu\text{m}$  (2.5 mils) specified minimum as must the thickness of part C.

To monitor the thickness of this entire 30  $\text{m}^2$  (300  $\text{ft}^2$ ) structure, at least 45 individual gage readings must be taken, of which 15 spot measurements are calculated. The five spot measurements from each 10  $\text{m}^2$  (100  $\text{ft}^2$ ) part of the structure are used to calculate the thickness of that part.

## Appendix 2—Example of Verification of the Calibration of Type 2 Gages Using Plastic Shims

This example describes a method to check if a Type 2 gage is properly calibrated.

Suppose the coating thickness is specified at 100  $\mu\text{m}$  (4.0 mils). The Type 2 constant pressure probe gage being used has been calibrated according to the manufacturer's recommendation. However its calibration over blast cleaned steel must be verified. A test coupon which had been blast cleaned during the construction of the structure was blasted and has a profile representative of the structure and under the coating is available. After selecting a 50  $\mu\text{m}$  (2.0 mil) and a 250  $\mu\text{m}$  (10.0 mil) plastic shim, proceed to take pressure readings of the shims lying on the bare blasted steel.

Because of the randomized nature of a blast cleaned surface, repeated readings may exhibit significant variation. Take at least 10 measurements on each shim and record the averages. There is no need to keep track of each individual reading. Many gages will compute the average for you.

The thickness of a plastic shim is typically accurate to within  $\pm 5\%$ . After calibration according to manufacturer's instructions, the gage is probably accurate to within  $\pm 5\%$  also. Therefore, for the gage to be in agreement with the shim, the average thickness measured by the gage should be within  $\pm 10\%$  of the shim's thickness. If the average thickness measured on the 51  $\mu\text{m}$  (2.0 mil) shim is 56  $\mu\text{m}$  (2.2 mils), the gage is in agreement with the shim because 56 is within  $\pm 10\%$  of 51 (2.2 is within 10% of 2.0).

Similarly, if the average thickness of the 254  $\mu\text{m}$  (10.0 mil) shim is measured to be 279  $\mu\text{m}$  (11.0 mils), the gage calibration is verified because 279 is within  $\pm 10\%$  of 254 (11.0 is within  $\pm 10\%$  of 10.0).

In summary, if the average measurement of the 51  $\mu\text{m}$  (2.0 mil) shim is between 46 and 56  $\mu\text{m}$  (1.8 and 2.2 mils), and if the average measurement of the 254  $\mu\text{m}$  (10.0 mil) shim is between 229 and 279  $\mu\text{m}$  (9.0 and 11.0 mils), the calibration is verified.

Check that another shim of intermediate thickness, for example 127  $\mu\text{m}$  (5.0 mils), is also within  $\pm 10\%$ . If the calibration is verified on both the high and the low shims, it is almost always verified on the intermediate value shim.

NOTE: With some gages it may be more practical to adjust the gage at the intermediate thickness (e.g., 127  $\mu\text{m}$  shim) first and then verify that the gage also reads the high and the low shims correctly.

**F. PROBLEMAS DE PINTADO.(CAUSAS Y  
SOLUCIONES)**



# PROBLEMAS DE PINTADO (CAUSAS Y SOLUCIONES)

1420

Octubre 1999  
revisión de 5-1997

## Posibles causas

## Modo de evitarlo

### 1. CUANDO LA PINTURA SE CORTA EN EL ENVASE --

(Precipitación parcial de los sólidos que formarán la película).

- |  |  |
|--|--|
| a) Empleo equivocado del disolvente  | a) Si el corte es ligero, la adición del disolvente adecuado, incorporándolo lentamente y agitándolo continuamente, puede dar resultados satisfactorios.   |
| b) La pintura ha estado sometida a unas condiciones anormales de frío o calor.         | b) Guárdese el material a la temperatura indicada en la ficha. Si el corte se produce debido a un calor o frío riguroso, el sistema a emplear es similar al de la corrección E.  |
| c) Demasiada dilución.   | c) Hay que seguir las instrucciones precisas para una adecuada dilución. Si el material tiene demasiada dilución, muchas veces la adición de pintura hace que el lote recobre su estado normal.  |
| d) Se ha añadido el diluyente demasiado rápidamente sin agitarlo suficiente.           | d) Añadir el diluyente lentamente, agitando constantemente.  |
| e) Oxidación natural de la pintura si se deja el envase abierto durante cierto tiempo. | e) Si la oxidación no es muy grande, la pintura recuperará sus condiciones normales al añadirle la cantidad necesaria de disolvente y de pintura nueva. Normalmente es mejor escoger un diluyente más fuerte que aquel recomendado primeramente. |

**Nota:** Si la pintura está muy cortada, puede que no sea posible acondicionarla de nuevo para su empleo.

### 2. FORMACIÓN DE PIEL EN EL ENVASE

**Nota:** Para evitar la formación de piel durante el almacenamiento de envases abiertos o durante un largo período de uso en el tanque de pintado:

- a) Pinturas de aceite:  
Recubran el remanente del contenido del envase, antes de cerrarlo, con una pequeña cantidad de aguarrás.
- b) Pinturas sintéticas:  
Recubra el remanente del contenido del envase, antes de cerrarlo, con una pequeña cantidad de diluyente sintético.
- c) Masillas:  
Recubran el remanente del contenido del envase, antes de cerrarlo, con una pequeña cantidad de agua.

Posibles causas	Modo de evitarlo
<b>3. DESCUELGUE DE LA PINTURA</b>	
a) Un descuelgue es debido a un exceso de dilución o al empleo de un disolvente demasiado lento.	a) Utilícese el diluyente adecuado, de acuerdo con el tipo y temperatura de la superficie a pintar (según ficha técnica).
b) Aplicación de una capa demasiado cargada.	b) No debe aplicarse tanta pintura a la superficie.
c) La pintura tira.	c) Aumentar la brochabilidad con disolvente y agitación.
d) El sol intenso directo provoca un secado superficial y un consecuente escurrimiento posterior de la pintura sobre superficies verticales.	d) Evitar la aplicación a la luz fuerte del sol, o dar capas más finas.
e) Desigual distribución del acabado mediante pistola.	e) Efectuar la aplicación desplazando la pistola con movimientos regulares y paralelos.
f) El uso de una boquilla de paso no apropiado, proyectando exceso de película.	f) Use el paso indicado en la ficha técnica
<b>4. LA PINTURA NO SECA O SECA MUY LENTAMENTE</b>	
a) Tiempo húmedo	a) No sobrepasar las temperaturas recomendadas
b) Tiempo frío.	b) Ver ficha técnica. Como norma general: – Convencionales: – Clorocauchos: – Epoxys:
c) Absorción del secante por la pintura	c) Mientras es un problema de formulación el evitar la posibilidad de absorción del secante, hay ocasiones en que los productos mejor formulados pueden presentar esta dificultad. El remedio es añadir un 3% aproximadamente de un secante apropiado.
d) Superficie grasienta, encerada o sucia.	d) Limpiar la superficie cuidadosamente con disolventes volátiles, desengrasando previamente.

Posibles causas	Modo de evitarlo
e) El no agitar adecuadamente desequilibra la fórmula del material aplicado y a menudo retrasa el secado, al no conseguirse la suspensión adecuada de los pigmentos.	e) Agitar completamente la pintura con el fin de que los pigmentos y líquidos se dispersen en la debida forma.
f) Ventilación inadecuada.	f) Proporcionar una adecuada ventilación.
<b>5. PODER POCO CUBRIENTE</b>	
a) Dilución excesiva	a) Añadir pintura del envase, sin diluir, a la que está ya diluida.
b) Aplicación realizada sobre una superficie muy caliente y lisa, lo que tiende a aumentar la fluidez.	b) Utilizar un disolvente de evaporación más rápida.
c) Pigmento que no ha sido debidamente agitado dentro de la suspensión.	c) Agitar por completo para distribuir adecuadamente el pigmento.
d) Una inadecuada atomización.	d) Corregir el equipo a pistola.
<b>6. FALTA DE ADHERENCIA</b>	
a) Ciertos tipos de metal, tal como hierro galvanizado, cadmio y zinc, son superficies difíciles.	a) Si los métodos normales de preparación del metal no superan las dificultades de adherencia, entonces envíen amplia información con muestras de metal.
b) Superficie sucia.	b) Limpiar cuidadosamente la superficie con disolvente volátil o si es una superficie de metal, con un limpiador comercial para metal.
c) Falta de consistencia de la película producida por un exceso de secante.	c) Comprobar los resultados con pintura a la que no se haya añadido secante.
d) Grasa o cera en el acabado anterior.	d) Si hay que repintar sobre un acabado viejo o grasiento, limpiar cuidadosamente con disolvente volátil y fuerte o desengrasante.
e) Algunas veces el acabado y la imprimación utilizados no pueden usarse juntos y el disolvente del acabado levanta prácticamente la imprimación de la superficie. Aún cuando la película secará y tendrá buena apariencia, se ha estropeado su principal adherencia.	e) Asegúrese de que se emplea el acabado y la imprimación recomendados.

Posibles causas	Modo de evitarlo
d) Empleo de un disolvente inadecuado.	d) Utilizar el disolvente recomendado en la ficha técnica.
<b>10. AGRIETAMIENTO O CUARTEAMIENTO DE LA PELÍCULA</b>	
a) Aplicación de un material de contenido largo de aceite sobre uno de contenido corto o viceversa.	a) Aplicación de un material de contenido largo de aceite sobre uno de contenido corto o viceversa.
b) Aplicación de capas demasiado cargadas.	b) Aplicar solamente el espesor suficiente para obtener un recubrimiento adecuado.
c) Aplicación sobre capas anteriores no secas.	c) Dejar secar perfectamente las capas anteriores.
<b>11. EXCESIVA SENSIBILIDAD A LOS ROCES</b>	
a) Película que no ha secado completamente.	a) El secado físico o químico deberá ser más completo.
b) Tiempo de secado insuficiente.	b) Permitir un secado más largo.
c) Capa demasiado cargada.	c) Aplicar el espesor indicado en la ficha.
d) En algunos casos la adición de demasiado secante retrasa realmente el secado de la pintura.	d) Eliminar la adición de secante. Comprobar que se está utilizando el secante adecuado.
e) El sistema que se ha escogido no es el adecuado.	e) Ver el sistema adecuado según la zona a pintar.
<b>12. PIEL DE NARANJA</b>	
a) Viscosidad.	a) Ajustar la viscosidad, añadiendo el disolvente necesario e indicado en la ficha técnica.
b) Presión de aire.	b) Ajustar la presión del aire y viscosidad.
c) Pintura demasiado fría.	c) Mantener la pintura preparada en ambiente a unos 15/20°C.
d) Substrato a proteger demasiado caliente.	d) Recomendamos que la temperatura del substrato a proteger no supere los 30°C.
e) Empleo de un disolvente inadecuado para una determinada temperatura ambiente	e) Escoger un disolvente que permita una mayor brochabilidad.



Posibles causas	Modo de evitarlo
<b>7. FALTA DE ADHERENCIA ENTRE LAS CAPAS</b>	
<p>a) La imprimación y el esmalte son los recomendados para usarse juntos.</p> <p>b) La imprimación demasiado seca o seca con brillo, debido a la inherente cualidad de secado o a envejecimiento.</p>	<p>a) Utilizar el sistema recomendado en la ficha del sistema.</p> <p>b) Rascar la imprimación con papel de lija o barrido. Puede incluso ser necesario el utilizar un disolvente más fuerte en el acabado, con el fin de obtener adherencia en la película de imprimación. A veces se recomendará una capa selladora para dar más anclaje.</p>
<b>8. EXCESO DE PULVERIZACIÓN SECA</b>	
<p>a) Error en la mezcla del disolvente.</p> <p>b) Exceso en la presión de la pistola.</p> <p>c) Demasiada dilución del material.</p> <p>d) Se ha mantenido la pistola demasiado lejos de la superficies.</p>	<p>a) El remedio habitual es escoger un diluyente de evaporación más lenta.</p> <p>b) Reducir la presión.</p> <p>c) Emplear una dilución menor. Añadir pintura nueva del envase a la que ha sido ya diluida excesivamente.</p> <p>d) Colocar la pistola a la adecuada distancia y ángulo de la superficie.</p>
<b>9. ESPESAMIENTO</b>	
<p>a) Cualquier material que seque en presencia del aire a temperaturas normales tenderá a espesarse debido a la oxidación que se produce.</p> <p>b) Incluso un esmalte de secado correcto tenderá a espesarse debido a la evaporación de los disolventes.</p> <p>c) En los casos de oxidación más avanzados se produce muy a menudo una acción de espesamiento, que es agravada por una adición demasiado rápida de diluyente adicional. Debe recordarse que el diluyente ha de ser agregado lentamente, removiendo la mezcla al mismo tiempo.</p>	<p>a) Si la densidad del material no ha llegado al punto de espesamiento es posible a menudo disolver las partículas espesadas con la adición de un diluyente más fuerte del mismo tipo.</p> <p>b) Añadir el disolvente adecuado hasta conseguir la viscosidad y densidad requeridas.</p> <p>c) Si se ha producido un espesamiento definitivo, no es fácil hacer posible la utilización del material.</p>

<b>Posibles causas</b>	<b>Modo de evitarlo</b>
f) Manejo inadecuado del equipo de aplicación a pistola, viscosidad y presión del aire.	f) Ajustar la presión del aire y la viscosidad del producto y asegurarse de que la pistola está a una distancia aproximada de 40 cms. y ángulo adecuado de la superficie.
g) Aplicación de una película demasiado fina.	g) Aplicar el recubrimiento con el espesor indicado en la ficha.

### 13. ARRUGAMIENTO DE UNA PELÍCULA LISA DE ESMALTE

a) Sobre exceso de capa.	a) Aplicar capa más fina.
b) Pintado a pleno sol.	b) No es apropiada la aplicación en estas condiciones.
c) Repintado anticipado.	c) Se deben respetar los tiempos de repintado.
d) Incompatibilidad de productos.	d) Aplicar el sistema adecuado según se indica en la ficha técnica del sistema de pintado.

### 14. SANGRADO

a) Los pigmentos rojos orgánicos o los distintos tintes utilizados en el teñido o en las capas de fondo no han sido sellados en la debida forma	a) El mejor remedio es evitar el empleo de los colores que sangran. En los casos en que estos se hayan utilizado, normalmente se debe aplicar una selladora.
b) Pinturas basadas en bitumen.	b) No repintar con colores claros, necesario su sellado con pinturas de aluminio, no sangrantes.

### 15. FORMACIÓN DE AMPOLLAS

a) Pintado con equipos conteniendo agua (muy apropiado rodillos/brochas).	a) Los equipos de aplicación no deben conservar agua.
b) Algunas veces los disolvente fuertes tienden a reaccionar con la capa anterior.	b) Asegurarse de que las capas de fondo están totalmente secas. Emplear la imprimación recomendada. Utilizar un diluyente con bajo poder disolvente, que actuará como extendedor.

Posibles causas	Modo de evitarlo
c) Pintar sobre superficies húmedas.	c) Nunca se debe pintar hasta tanto la superficie a proteger se encuentre totalmente seca.
d) Repintado sin secado suficiente, especialmente películas de capa gruesa (superficies bajo el agua)	d) Respetar los tiempos mínimos de repintado indicados en la ficha técnica y con buena ventilación para evitar la retención de disolvente en la película de pintura.

## 6. POSO EXCESIVO

- |   |   |
|---|---|
| a) Debido a una excesiva dilución o empleo de un disolvente inadecuado. | a) Seguir las instrucciones de dilución de la ficha técnica.  |
| b) Dilución demasiado rápida.   | b) Añadir el diluyente gradualmente, agitando constantemente. |

**Limitación de responsabilidad** – La información de la ficha técnica está basada en los ensayos de laboratorio que creemos son los necesarios y nuestra intención es que sirvan solamente como guía. Toda recomendación o sugerencia relativa al uso de los productos hecha por Sigma Coatings, sea en documentación técnica, o en respuesta a preguntas específicas, o por otro medio, está basada en datos sobre nuestro mejor conocimiento y fiabilidad. Los productos y la información están pensados en condiciones de uso conocidas, según requisitos y nuestra experiencia, pero es responsabilidad del usuario final determinar la conveniencia del producto para el uso final requerido.

Sigma Coatings no tiene control sobre la calidad y condiciones del sustrato, ni de los muchos factores que afectan a la aplicación y uso del producto. Sigma Coatings, por tanto, no acepta ninguna responsabilidad originada, ni perjuicios o daños que resulten tanto del uso como del contenido de esta ficha técnica (al menos que existan acuerdos establecidos y escritos).

Los datos de la ficha son susceptibles de modificación como resultado de la experiencia práctica y el continuo desarrollo del producto.


Esta ficha de datos reemplaza y anula todas las emisiones previas anteriores y es por lo tanto, responsabilidad del usuario comprobar que esta ficha es la última edición antes del uso del producto.

**G. ASIGNACIÓN SEGURA DE TRABAJO. (AST)**

# ASIGNACIÓN SEGURA DE TRABAJO (AST)

## PROYECTO

TAREA: ARENADO PUNTA Y PINTADO FECHA 23/10/03 HORA 6:00  
 EMPRESA SUBCONTRATISTA: ELDACO

CAPATAZ ó SUPERVISOR  
 Nombre y Apellido: Roberto Blas  
 Firma: 

UBICACIÓN DE LA TAREA  
HOT 012

### IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS DE LA TAREA:

- Atrapamiento
- Caída al mismo nivel
- Caída de altura
- Golpes y choques contra objetos
- Choque eléctrico
- Quemaduras
- Incendio / explosión
- Caída de objetos
- Sustancias peligrosas
- Espacio confinado
- Radiaciones
- Ruido excesivo
- Superposición de tareas
- Proyecciones
- Tareas en cercanías de maquinaria pesada
- Otros:
- 

### MEDIDA DE CONTROL A IMPLEMENTAR:

- Demarcar y señalizar el área de trabajo
- Consignar equipos / instalaciones
- Obtener permisos de trabajo
- Disponer de equipos de extinción del fuego
- Disponer pantallas protectoras
- Efectuar conexión a tierra de equipos
- Utilizar herramientas alimentadas por 24 V.
- Realizar detección de gases
- Inspeccionar áreas adyacentes
- Realizar corte de fluidos
- Disponer de sistemas de comunicación
- Dar aviso a todo el personal de obra
- Prevenir y/o contener derrames
- Implantar ventilación mecánica permanente
- Disponer un vigía en el exterior
- Otros:
- 

### EQUIPOS Y ELEMENTOS DE SEGURIDAD REQUERIDOS PARA ESTA TAREA

- |   |   |  |
|---|---|--|
| <input checked="" type="checkbox"/> Casco                 | <input type="checkbox"/> Mantas Ignífugas                   | <input type="checkbox"/> Radio Transmisor / Receptor     |
| <input checked="" type="checkbox"/> Botines de Seguridad  | <input checked="" type="checkbox"/> Arnés de Seguridad      | <input type="checkbox"/> Elementos de Señalización       |
| <input checked="" type="checkbox"/> Anteojos de Seguridad | <input checked="" type="checkbox"/> Protector facial        | <input type="checkbox"/> Detector de Oxígeno             |
| <input type="checkbox"/> Guantes de Algodón               | <input type="checkbox"/> Antiparras                         | <input type="checkbox"/> Explosímetro                    |
| <input checked="" type="checkbox"/> Guantes de Cuero      | <input checked="" type="checkbox"/> Mentonera para Casco    | <input type="checkbox"/> Equipos de Protección de Caídas |
| <input type="checkbox"/> Guantes Dieléctricos             | <input checked="" type="checkbox"/> Protección Auditiva     | Otros:   |
| <input type="checkbox"/> Guantes de PVC                   | <input checked="" type="checkbox"/> Protección Respiratoria | <input type="checkbox"/> .....                           |
| <input checked="" type="checkbox"/> Matafuegos            | <input checked="" type="checkbox"/> Cinta Demarcatoria      | <input type="checkbox"/> .....                           |
| <input checked="" type="checkbox"/> Careta de Soldador    | <input type="checkbox"/> Pértigas                           | <input type="checkbox"/> .....                           |
| <input type="checkbox"/> Chaleco Reflectivo               | <input type="checkbox"/> Salvavidas                         | <input type="checkbox"/> .....                           |

**H. NORMA ASTM D 3359.**



# Standard Test Methods for Measuring Adhesion by Tape Test<sup>1</sup>

This standard is issued under the fixed designation D 3359; the number immediately following the designation indicates the year of original adoption or, in the case of revision, the year of last revision. A number in parentheses indicates the year of last reapproval. A superscript epsilon ( $\epsilon$ ) indicates an editorial change since the last revision or reapproval.

*This standard has been approved for use by agencies of the Department of Defense.*

## 1. Scope

1.1 These test methods cover procedures for assessing the adhesion of coating films to metallic substrates by applying and removing pressure-sensitive tape over cuts made in the film.

1.2 Test Method A is primarily intended for use at job sites while Test Method B is more suitable for use in the laboratory. Also, Test Method B is not considered suitable for films thicker than 5 mils (125 $\mu$ m).

**NOTE 1**—Subject to agreement between the purchaser and the seller, Test Method B can be used for thicker films if wider spaced cuts are employed.

1.3 These test methods are used to establish whether the adhesion of a coating to a substrate is at a generally adequate level. They do not distinguish between higher levels of adhesion for which more sophisticated methods of measurement are required.

**NOTE 2**—It should be recognized that differences in adherability of the coating surface can affect the results obtained with coatings having the same inherent adhesion.

1.4 In multicoat systems adhesion failure may occur between coats so that the adhesion of the coating system to the substrate is not determined.

1.5 The values stated in inch-pound units are to be regarded as the standard. The values given in parentheses are for information only.

1.6 *This standard does not purport to address the safety concerns, if any, associated with its use. It is the responsibility of the user of this standard to establish appropriate safety and health practices and determine the applicability of regulatory limitations prior to use.*

## 2. Referenced Documents

### 2.1 ASTM Standards:

D 609 Practice for Preparation of Cold-Rolled Steel Panels for Testing Paint, Varnish, Conversion Coatings, and Related Coating Products<sup>2</sup>

D 823 Practice for Producing Films of Uniform Thickness

of Paint, Varnish, and Related Products on Test Panels<sup>2</sup>

D 1000 Test Methods For Pressure-Sensitive Adhesive-Coated Tapes Used for Electrical and Electronic Applications<sup>3</sup>

D 1730 Practices for Preparation of Aluminum and Aluminum-Alloy Surfaces for Painting<sup>4</sup>

D 2092 Guide for Preparation of Zinc-Coated (Galvanized) Steel Surfaces for Painting<sup>5</sup>

D 2197 Test Methods for Adhesion of Organic Coatings by Scrape Adhesion<sup>2</sup>

D 2370 Test Method for Tensile Properties of Organic Coatings<sup>2</sup>

D 3330 Test Method for Peel Adhesion of Pressure-Sensitive Tape of 180° Angle<sup>6</sup>

D 3924 Specification for Standard Environment for Conditioning and Testing Paint, Varnish, Lacquers, and Related Materials<sup>2</sup>

D 4060 Test Method for Abrasion Resistance of Organic Coatings by the Taber Abraser<sup>2</sup>

## 3. Summary of Test Methods

3.1 *Test Method A*—An X-cut is made in the film to the substrate, pressure-sensitive tape is applied over the cut and then removed, and adhesion is assessed qualitatively on the 0 to 5 scale.

3.2 *Test Method B*—A lattice pattern with either six or eleven cuts in each direction is made in the film to the substrate, pressure-sensitive tape is applied over the lattice and then removed, and adhesion is evaluated by comparison with descriptions and illustrations.

## 4. Significance and Use

4.1 If a coating is to fulfill its function of protecting or decorating a substrate, it must adhere to it for the expected service life. Because the substrate and its surface preparation (or lack of it) has a drastic effect on the adhesion of coatings, a method of evaluation adhesion of a coating to different substrates or surface treatments, or of different coatings to the same substrate and treatment, is of considerable usefulness in the industry.

<sup>1</sup> These test methods are under the jurisdiction of ASTM Committee D-1 on Paints and Related Coatings, Materials, and Applications and are the direct responsibility of Subcommittee D01.23 on Physical Properties of Applied Paint Films.

Current edition approved Nov. 10, 1997. Published September 1998. Originally published as D 3359 – 74. Last previous edition D 3359 – 95a.

<sup>2</sup> Annual Book of ASTM Standards, Vol. 06.01.

<sup>3</sup> Annual Book of ASTM Standards, Vol. 10.01.

<sup>4</sup> Annual Book of ASTM Standards, Vol. 02.05.

<sup>5</sup> Annual Book of ASTM Standards, Vol. 06.02.

<sup>6</sup> Annual Book of ASTM Standards, Vol. 15.09.

4.2 The limitations of all adhesion methods and the specific limitation of this test method to lower levels of adhesion (see 1.3) should be recognized before using it. The intra- and inter-laboratory precision of this test method is similar to other widely-accepted tests for coated substrates (for example, Test Method D 2370 and Test Method D 4060), but this is partly the result of it being insensitive to all but large differences in adhesion. The limited scale of 0 to 5 was selected deliberately to avoid a false impression of being sensitive.

## TEST METHOD A—X-CUT TAPE TEST

### 5. Apparatus and Materials

5.1 *Cutting Tool*—Sharp razor blade, scalpel, knife or other cutting devices. It is of particular importance that the cutting edges be in good condition.

5.2 *Cutting Guide*—Steel or other hard metal straightedge to ensure straight cuts.

5.3 *Tape*—One-inch (25-mm) wide semitransparent pressure-sensitive tape with an adhesion strength agreed upon by the supplier and the user is needed<sup>7</sup>. Because of the variability in adhesion strength from batch-to-batch and with time, it is essential that tape from the same batch be used when tests are to be run in different laboratories. If this is not possible the test method should be used only for ranking a series of test coatings.

5.4 *Rubber Eraser*, on the end of a pencil.

5.5 *Illumination*—A light source is helpful in determining whether the cuts have been made through the film to the substrate.

### 6. Test Specimens

6.1 When this test method is used in the field, the specimen is the coated structure or article on which the adhesion is to be evaluated.

6.2 For laboratory use apply the materials to be tested to panels of the composition and surface conditions on which it is desired to determine the adhesion.

**Note 3**—Applicable test panel description and surface preparation methods are given in Practice D 609 and Practices D 1730 and D 2092.

**Note 4**—Coatings should be applied in accordance with Practice D 823, or as agreed upon between the purchaser and the seller.

**Note 5**—If desired or specified, the coated test panels may be subjected to a preliminary exposure such as water immersion, salt spray, or high humidity before conducting the tape test. The conditions and time of exposure will be governed by ultimate coating use or shall be agreed upon between the purchaser and seller.

### 7. Procedure

7.1 Select an area free of blemishes and minor surface imperfections. For tests in the field, ensure that the surface is clean and dry. Extremes in temperature or relative humidity may affect the adhesion of the tape or the coating.

7.2 Make two cuts in the film each about 1.5 in. (40 mm) long that intersect near their middle with a smaller angle of between 30 and 45°. When making the incisions, use the straightedge and cut through the coating to the substrate in one steady motion.

7.3 Inspect the incisions for reflection of light from the metal substrate to establish that the coating film has been penetrated. If the substrate has not been reached make another X in a different location. Do not attempt to deepen a previous cut as this may affect adhesion along the incision.

7.4 Remove two complete laps of the pressure-sensitive tape from the roll and discard. Remove an additional length at a steady (that is, not jerked) rate and cut a piece about 3 in. (75 mm) long.

7.5 Place the center of the tape at the intersection of the cuts with the tape running in the same direction as the smaller angles. Smooth the tape into place by finger in the area of the incisions and then rub firmly with the eraser on the end of a pencil. The color under the transparent tape is a useful indication of when good contact has been made.

7.6 Within  $90 \pm 30$  s of application, remove the tape by seizing the free end and pulling it off rapidly (not jerked) back upon itself at as close to an angle of 180° as possible.

7.7 Inspect the X-cut area for removal of coating from the substrate or previous coating and rate the adhesion in accordance with the following scale:

5A	No peeling or removal.
4A	Trace peeling or removal along incisions or at their intersection.
3A	Jagged removal along incisions up to $\frac{1}{16}$ in. (1.6 mm) on either side.
2A	Jagged removal along most of incisions up to $\frac{1}{8}$ in. (3.2 mm) on either side.
1A	Removal from most of the area of the X under the tape, and
0A	Removal beyond the area of the X.

7.8 Repeat the test in two other locations on each test panel. For large structures make sufficient tests to ensure that the adhesion evaluation is representative of the whole surface.

7.9 After making several cuts examine the cutting edge and, if necessary, remove any flat spots or wire-edge by abrading lightly on a fine oil stone before using again. Discard cutting tools that develop nicks or other defects that tear the film.

### 8. Report

8.1 Report the number of tests, their mean and range, and for coating systems, where the failure occurred that is, between first coat and substrate, between first and second coat, etc.

8.2 For field tests report the structure or article tested, the location and the environmental conditions at the time of testing.

8.3 For test panels report the substrate employed, the type of coating, the method of cure, and the environmental conditions at the time of testing.

8.4 If the adhesion strength of the tape has been determined in accordance with Test Methods D 1000 or D 3330, report the results with the adhesion rating(s). If the adhesion strength of the tape has not been determined, report the specific tape used and its manufacturer.

<sup>7</sup> Permacel 99, manufactured by Permacel, New Brunswick, NJ 08903, and available from various Permacel tape distributors, is reported to be suitable for this purpose. The manufacturer of this tape and the manufacturer of the tape used in the interlaboratory study (see RR: D91-1008), have advised this subcommittee that the properties of these tapes were changed. Users of it should, therefore, check whether current material gives comparable results to previous supplied material.



### 9. Precision and Bias <sup>8</sup>

9.1 In an interlaboratory study of this test method in which operators in six laboratories made one adhesion measurement on three panels each of three coatings covering a wide range of adhesion, the within-laboratories standard deviation was found to be 0.33 and the between-laboratories 0.44. Based on these standard deviations, the following criteria should be used for judging the acceptability of results at the 95 % confidence level:

9.1.1 *Repeatability*— Provided adhesion is uniform over a large surface, results obtained by the same operator should be considered suspect if they differ by more than 1 rating unit for two measurements.

9.1.2 *Reproducibility*— Two results, each the mean of triplicates, obtained by different operators should be considered suspect if they differ by more than 1.5 rating units.

9.2 Bias cannot be established for these test methods.

## TEST METHOD B—CROSS-CUT TAPE TEST

### 10. Apparatus and Materials

10.1 *Cutting Tool*—Sharp razor blade, scalpel, knife or other cutting device having a cutting edge angle between 15 and 30° that will make either a single cut or several cuts at once<sup>9</sup>. It is of particular importance that the cutting edge or edges be in good condition.

10.2 *Cutting Guide*—If cuts are made manually (as opposed to a mechanical apparatus) a steel or other hard metal straight-edge or template to ensure straight cuts.

10.3 *Rule*—Tempered steel rule graduated in 0.5 mm for measuring individual cuts.

10.4 *Tape*, as described in 5.3.

10.5 *Rubber Eraser*, on the end of a pencil.

10.6 *Illumination*, as described in 5.5.

10.7 *Magnifying Glass*—An illuminated magnifier to be used while making individual cuts and examining the test area.

### 11. Test Specimens

11.1 Test specimens shall be as described in Section 6. It should be noted, however, that multiblade cutters provide good results only on test areas sufficiently plane<sup>10</sup> that all cutting edges contact the substrate to the same degree. Check for flatness with a straight edge such as that of the tempered steel rule (10.3).

### 12. Procedure

12.1 Where required or when agreed upon, subject the specimens to a preliminary test before conducting the tape test (see Note 3). After drying or testing the coating, conduct the

tape test at room temperature as defined in Specification D 3924, unless D 3924 standard temperature is required or agreed.

12.2 Select an area free of blemishes and minor surface imperfections, place on a firm base, and under the illuminated magnifier, make parallel cuts as follows:

12.2.1 For coatings having a dry film thickness up to and including 2.0 mils (50 µm) space the cuts 1 mm apart and make eleven cuts unless otherwise agreed upon.

12.2.2 For coatings having a dry film thickness between 2.0 mils (50 µm) and 5 mils (125 µm), space the cuts 2 mm apart and make six cuts. For films thicker than 5 mils use Test Method A.<sup>11</sup>

12.2.3 Make all cuts about ¼ in. (20 mm) long. Cut through the film to the substrate in one steady motion using just sufficient pressure on the cutting tool to have the cutting edge reach the substrate. When making successive single cuts with the aid of a guide, place the guide on the uncut area.

12.3 After making the required cuts brush the film lightly with a soft brush or tissue to remove any detached flakes or ribbons of coatings.

12.4 Examine the cutting edge and, if necessary, remove any flat spots or wire-edge by abrading lightly on a fine oil stone. Make the additional number of cuts at 90° to and centered on the original cuts.

12.5 Brush the area as before and inspect the incisions for reflection of light from the substrate. If the metal has not been reached make another grid in a different location.

12.6 Remove two complete laps of tape and discard. Remove an additional length at a steady (that is, not jerked) rate and cut a piece about 3 in. (75 mm) long.

12.7 Place the center of the tape over the grid and in the area of the grid smooth into place by a finger. To ensure good contact with the film rub the tape firmly with the eraser on the end of a pencil. The color under the tape is a useful indication of when good contact has been made.

12.8 Within 90 ± 30 s of application, remove the tape by seizing the free end and rapidly (not jerked) back upon itself at as close to an angle of 180° as possible.

12.9 Inspect the grid area for removal of coating from the substrate or from a previous coating using the illuminated magnifier. Rate the adhesion in accordance with the following scale illustrated in Fig. 1:

- 5B The edges of the cuts are completely smooth, none of the squares of the lattice is detached.
- 4B Small flakes of the coating are detached at intersections; less than 5 % of the area is affected.
- 3B Small flakes of the coating are detached along edges and at intersections of cuts. The area affected is 5 to 15 % of the lattice.
- 2B The coating has flaked along the edges and on parts of the squares. The area affected is 15 to 35 % of the lattice.
- 1B The coating has flaked along the edges of cuts in large ribbons and whole squares have detached. The area affected is 35 to 65 % of the lattice.
- 0B Flaking and detachment worse than Grade 1.

<sup>8</sup> Supporting data are available from ASTM Headquarters. Request RR: D01-1008.

<sup>9</sup> Multiblade cutters are available from a few sources that specialize in testing equipment for the paint industry. One supplier that has assisted in the refinement of these methods and of Test Methods D 2197 is given in footnote 10.

<sup>10</sup> The sole source of supply of the multiblade cutter for coated pipe surfaces known to the committee at this time is Paul N. Gardner Co., 316 NE First St., Pompano Beach, FL 33069. If you are aware of alternative suppliers, please provide this information to ASTM Headquarters. Your comments will receive careful consideration at a meeting of the responsible technical committee, which you may attend.

<sup>11</sup> Test Method B has been used successfully by some people on coatings greater than 5 mils (0.13 mm) by spacing the cuts 5 mm apart. However, the preferred values given in 12.2 do not apply as they are based on coatings less than 5 mm (0.13 mm) in thickness.




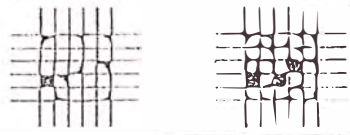
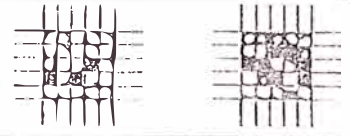
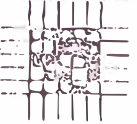
CLASSIFICATION OF ADHESION TEST RESULTS		
CLASSIFICATION	PERCENT AREA REMOVED	SURFACE OF CROSS-CUT AREA FROM WHICH FLAKING HAS OCCURRED FOR SIX PARALLEL CUTS AND ADHESION RANGE BY PERCENT
5B	0% None	
4B	Less than 5%	
3B	5 - 15%	
2B	15 - 35%	
1B	35 - 65%	
0B	Greater than 65%	

FIG. 1 Classification of Adhesion Test Results

12.10 Repeat the test in two other locations on each test panel.

### 13. Report

13.1 Report the number of tests, their mean and range, and for coating systems, where the failure occurred, that is, between first coat and substrate, between first and second coat, etc.

13.2 Report the substrate employed, the type of coating and the method of cure.

13.3 If the adhesion strength has been determined in accordance with Test Methods D 1000 or D 3330, report the results with the adhesion rating(s). If the adhesion strength of the tape has not been determined, report the specific tape used and its manufacturer.

### 14. Precision and Bias <sup>8</sup>

14.1 On the basis of two interlaboratory tests of this test method in one of which operators in six laboratories made one adhesion measurement on three panels each of three coatings covering a wide range of adhesion and in the other operators in six laboratories made three measurements on two panels each of four different coatings applied over two other coatings, the pooled standard deviations for within- and between-laboratories were found to be 0.37 and 0.7. Based on these standard deviations, the following criteria should be used for judging the acceptability of results at the 95 % confidence level:

14.1.1 *Repeatability*— Provided adhesion is uniform over a large surface, results obtained by the same operator should be considered suspect if they differ by more than one rating unit for two measurements.

14.1.2 *Reproducibility*— Two results, each the mean of duplicates or triplicates, obtained by different operators should be considered suspect if they differ by more than two rating units.

14.2 Bias cannot be established for these test methods.

### 15. Keywords

15.1 adhesion; tape; crosscut adhesion test method; tape adhesion test method; X-cut adhesion test method

## APPENDIX

(Nonmandatory Information)

### XI. COMMENTARY

#### XI.1 Introduction

XI.1.1 Given the complexities of the adhesion process, can adhesion be measured? As Mittal (1)<sup>12</sup> has pointed out, the answer is both yes and no. It is reasonable to state that at the present time no test exists that can precisely assess the actual physical strength of an adhesive bond. But it can also be said that it is possible to obtain an indication of relative adhesion performance.

XI.1.2 Practical adhesion test methods are generally of two types: "implied" and "direct". "Implied" tests include inden-

tation or scribe techniques, rub testing, and wear testing. Criticism of these tests arises when they are used to quantify the strength of adhesive bonding. But this, in fact, is not their purpose. An "implied" test should be used to assess coating performance under actual service conditions. "Direct" measurements, on the other hand, are intended expressly to measure adhesion. Meaningful tests of this type are highly sought after, primarily because the results are expressed by a single discrete quantity, the force required to rupture the coating/substrate bond under prescribed conditions. Direct tests include the Hesimeter and the Adherometer (2). Common methods which approach the direct tests are peel, lap-shear, and tensile tests.

<sup>12</sup> The boldface numbers in parentheses refer to the list of references at the end of this test method.

## 1.2 Test Methods

X1.2.1 In practice, numerous types of tests have been used to attempt to evaluate adhesion by inducing bond rupture by different modes. Criteria deemed essential for a test to warrant large-scale acceptance are: use of a straightforward and unambiguous procedure; relevance to its intended application; repeatability and reproducibility; and quantifiability, including a meaningful rating scale for assessing performance.

X1.2.2 Test methods used for coatings on metals are: peel adhesion or "tape testing"; Gardner impact flexibility testing; and adhesive joint testing including shear (lap joint) and direct tensile (butt joint) testing. These tests do not strictly meet all the criteria listed, but an appealing aspect of these tests is that in most cases the equipment/instrumentation is readily available or can be obtained at reasonable cost.

X1.2.3 A wide diversity of tests methods have been developed over the years that measure aspects of adhesion (1-5). There generally is difficulty, however, in relating these tests to the basic adhesion phenomenon.

## 1.3 The Tape Test

X1.3.1 By far the most prevalent test for evaluating coating adhesion is the tape-and-peel test, which has been used since the 1930's. In its simplest version a piece of adhesive tape is pressed against the paint film and the resistance to and degree of film removal observed when the tape is pulled off. Since an intact film with appreciable adhesion is frequently not removed at all, the severity of the test is usually enhanced by cutting into the film a figure *X* or a cross hatched pattern, before applying and removing the tape. Adhesion is then rated by comparing the film removed against an established rating scale. If an intact film is peeled cleanly by the tape, or if it debonds just by cutting into it without applying tape, then the adhesion is rated simply as poor or very poor, a more precise evaluation of such films not being within the capability of this test.

X1.3.2 The current widely-used version was first published in 1974; two test methods are covered in this standard. Both test methods are used to establish whether the adhesion of a coating to a substrate is at an adequate level; however they do not distinguish between higher levels of adhesion for which more sophisticated methods of measurement are required. Major limitations of the tape test are its low sensitivity, applicability only to coatings of relatively low bond strengths, and non-determination of adhesion to the substrate where failure occurs within a single coat, as when testing primers alone, or within or between coats in multicoat systems. For multicoat systems where adhesion failure may occur between or within coats, the adhesion of the coating system to the substrate is not determined.

X1.3.3 Repeatability within one rating unit is generally observed for coatings on metals for both methods, with reproducibility of one to two units. The tape test enjoys widespread popularity and is viewed as "simple" as well as low cost. Applied to metals, it is economical to perform, lends itself to job site application, and most importantly, after decades of use, people feel comfortable with it.

X1.3.4 When a flexible adhesive tape is applied to a coated rigid substrate surface and then removed, the removal process

has been described in terms of the "peel phenomenon," as illustrated in Fig. X1.1.

X1.3.5 Peeling begins at the "toothed" leading edge (at the right) and proceeds along the coating adhesive/interface or the coating/substrate interface, depending on the relative bond strengths. It is assumed that coating removal occurs when the tensile force generated along the latter interface, which is a function of the rheological properties of the backing and adhesive layer materials, is greater than the bond strength at the coating-substrate interface (or cohesive strength of the coating). In actuality, however, this force is distributed over a discrete distance (O-A) in Fig. X1.1, which relates directly to the properties described, not concentrated at a point (O) in Fig. X1.1 as in the theoretical case—though the tensile force is greatest at the origin for both. A significant compressive force arises from the response of the tape backing material to being stretched. Thus both tensile and compressive forces are involved in adhesion tape testing.

X1.3.6 Close scrutiny of the tape test with respect to the nature of the tape employed and certain aspects of the procedure itself reveal several factors, each or any combination of which can dramatically affect the results of the test as discussed (6).

## X1.4 Peel Adhesion Testing on Plastic Substrates

X1.4.1 Tape tests have been criticized when used for substrates other than metal, such as plastics. The central issues are that the test on plastics lacks reproducibility and does not relate to the intended application. Both concerns are well founded: poor precision is a direct result of several factors intrinsic to the materials employed and the procedure itself. More importantly, in this instance the test is being applied beyond its intended scope. These test methods were designed for relatively ductile coatings applied to metal substrates, not for coatings (often brittle) applied to plastic parts (7). The unique functional requirements of coatings on plastic substrates cause the usual tape tests to be unsatisfactory for measuring adhesion performance in practice.

## X1.5 The Tape Controversy

X1.5.1 With the withdrawal from commerce of the tape

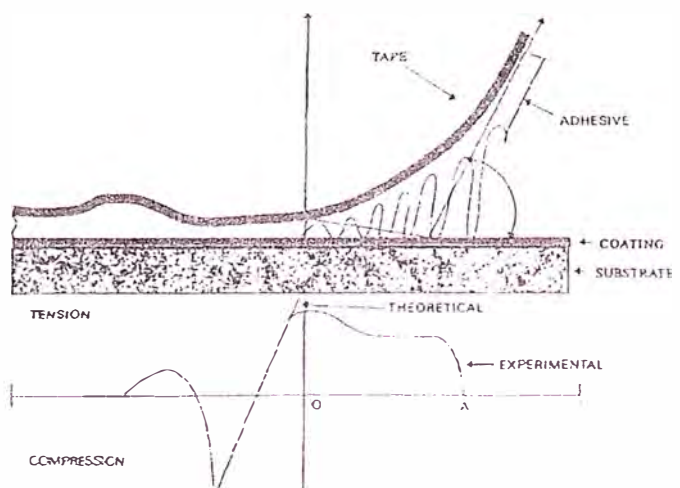


FIG. X1.1 Peel Profile (6)

pecified originally, 3M No. 710, current test methods no longer identify a specific tape. Differences in tapes used can lead to different results as small changes in backing stiffness and adhesive rheology cause large changes in the tension area. Some commercial tapes are manufactured to meet minimum standards. A given lot may surpass these standards and thus be suitable for general market distribution; however, such a lot may be a source of serious and unexpected error in assessing adhesion. One commercially available tape test kit had included a tape with adhesion strength variations of up to 50 % claimed by the manufacturer. Also, because tapes change on storage, bond strengths of the tape may change over time (7, 8).

X1.5.2 While there are tapes available that appear to deliver consistent performance, a given tape does not adhere equally well to all coatings. For example, when the peel removal force of the tape (from the coating) used earlier by Task Group D01.23.10 to establish precision of the method, by 3M No. 710 was examined with seven different electromagnetic interference/radio frequency interference (EMI/RFI) coatings, it was found that, while peel was indeed consistent for a given coating, the value varied by 25 % between the highest and lowest ratings among coatings. Several factors that contribute to these differences include coating composition and topology; as a result, no single tape is likely to be suitable for testing all coatings. Further, the tape test does not give an absolute value for the force required for bond rupture, but serves only as an indicator that some minimum value for bond strength was met or exceeded (7, 8).

## X1.6 Procedural Problems

X1.6.1 The tape test is operator intensive. By design it was made as simple as possible to perform, and requires a minimum of specialized equipment and materials that must meet certain specifications. The accuracy and precision depend largely upon the skill of the operator and the operator's ability to perform the test in a consistent manner. Key steps that directly reflect the importance of operator skill include the angle and rate of tape removal and the visual assessment of the tested sample. It is not unexpected that different operators might obtain different results (7, 8).

### X1.6.2 Peel Angle and Rate:

The standard requires that the free end of the tape be removed rapidly at as close to a 180° angle as possible. If the peel angle and rate vary, the force required to remove the tape can change dramatically. Nearly linear increases were observed in peel force approaching 100 % as peel angle was changed from 135 to 180, and similar large differences can be expected

in peel force as peel rate varies. These effects are related as they reflect certain rheological properties of the backing and adhesive that are molecular in origin. Variation in pull rate and peel angle can effect large differences in test values and must be minimized to assure reproducibility (9).

### X1.6.3 Visual Assessment:

The final step in the test is visual assessment of the coating removed from the specimen, which is subjective in nature, so that the coatings can vary among individuals evaluating the same specimen (9).

X1.6.3.1 Performance in the tape test is based on the amount of coating removed compared to a descriptive scale. The exposure of the substrate can be due to factors other than coating adhesion, including that arising from the requirement that the coating be cut (hence the synonym "cross-hatch adhesion test"). Justification for the cutting step is reasonable as cutting provides a free edge from which peeling can begin without having to overcome the cohesive strength of the coating layer.

X1.6.3.2 Cutting might be suitable for coatings applied to metal substrates, but for coatings applied to plastics or wood, the process can lead to a misleading indication of poor adhesion due to the unique interfacial zone. For coatings on soft substrates, issues include how deep should this cut penetrate, and is it possible to cut only to the interface?

X1.6.3.3 In general, if adhesion test panels are examined microscopically, it is often clearly evident that the coating removal results from substrate failure at or below the interface, and not from the adhesive failure between the coating and the substrate. Cohesive failure within the coating film is also frequently observed. However, with the tape test, failures within the substrate or coating layers are rare because the tape adhesive is not usually strong enough to exceed the cohesive strengths of normal substrates and organic coatings. Although some rather brittle coatings may exhibit cohesive failure, the tape test adhesion method does not make provision for giving failure locality (7, 8).

X1.6.4 Use of the test method in the field can lead to variation in test results due to temperature and humidity changes and their effect upon tape, coating and substrate.

## X1.7 Conclusion

X1.7.1 All the issues aside, if these test methods are used within the Scope Section and are performed carefully, some insight into the approximate, relative level of adhesion can be gained.

REFERENCES

- 1) Mittal, K. L., "Adhesion Measurement: Recent Progress, Unsolved Problems, and Prospects", "Adhesion Measurement of Thin Films, Thick Films, and Bulk Coatings," *ASTM STP 640*, ASTM, 1978, pp. 7-8.
- 2) Corcoran, E. M., "Adhesion," Chapter 5.3, *Paint Testing Manual*, 13th ed., *ASTM STP 500*, ASTM, 1972, pp. 314-332.
- 3) Gardner, H. A., and Sward, G. G., *Paint Testing Manual*, 12th ed., Chapter 7, Gardner Laboratory, Bethesda, MD, 1962, pp. 159-170.
- 4) Mittal, K. L., *Journal of Adhesion Science and Technology*, Vol 1, No. 3, 1987, pp. 247-259.
- 5) Stoller, J. O., and Gadodia, S. K., *American Paint and Coatings Journal*, Vol 70, Nos. 50 and 51, 1991, pp. 36-40 and 36-51, respectively.
- 6) Souheng, Wu, *Polymer Interface and Adhesion*, Marcel Dekker, Inc., New York, NY, 1982, p. 531.
- 7) Nelson, G. L., Gray, K. N., and Buckley, S. E., *Modern Paint and Coatings*, Vol 75, No. 10, 1985, pp. 160-172.
- 8) Nelson, G. L., and Gray, K. N., "Coating Adhesion to Plastics," *Proceedings, Waterborne and Higher Solids Coatings Symposium*, Vol 13, New Orleans, LA, February 5-7, 1986, pp. 114-131.
- 9) K. L. Mittal, ed., "Symposium on Adhesion Aspects of Polymeric Coatings," *Proceedings*, The Electrochemical Society, 1981, pp. 569-582.

*The American Society for Testing and Materials takes no position respecting the validity of any patent rights asserted in connection with any item mentioned in this standard. Users of this standard are expressly advised that determination of the validity of any such patent rights, and the risk of infringement of such rights, are entirely their own responsibility.*

*This standard is subject to revision at any time by the responsible technical committee and must be reviewed every five years and if not revised, either reapproved or withdrawn. Your comments are invited either for revision of this standard or for additional standards and should be addressed to ASTM Headquarters. Your comments will receive careful consideration at a meeting of the responsible technical committee, which you may attend. If you feel that your comments have not received a fair hearing you should make your views known to the ASTM Committee on Standards, 100 Barr Harbor Drive, West Conshohocken, PA 19428.*