

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TECNICO-ECONÓMICA Y ANALISIS DE RIESGOS
PARA MEJORAR EL SISTEMA DE MONITOREO DE LA CORROSIÓN EN LAS
PLANTAS DE CRACKING, CRUDO Y VISCORREDUCTORA DE LA REFINERIA
DE CARTAGENA

OSCAR RAFAEL LORA DIAZ

UNIVERSIDAD TECNOLOGICA DE BOLIVAR
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERIA MECÁNICA
CARTAGENA
2009

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TECNICO-ECONÓMICA Y ANALISIS DE RIESGOS
PARA MEJORAR EL SISTEMA DE MONITOREO DE LA CORROSIÓN EN LAS
PLANTAS DE CRACKING, CRUDO Y VISCORREDUCTORA DE LA REFINERIA
DE CARTAGENA

OSCAR RAFAEL LORA DIAZ

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero Mecánico

Director
Justo Rafael Ramos Madrid
Ingeniero Mecánico

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE BOLIVAR
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERIA MECÁNICA
CARTAGENA
2009

Nota de aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

DEDICATORIA

Quiero ofrecer el resultado de varios años de mi vida como estudiante, profesional e hijo a Dios por ser mi mejor amigo y confidente, que siempre me ha llevado de la mano y que ha estado conmigo en los momentos más difíciles de mi vida y me ha hecho sentir cerca su presencia.

A mis padres Oscar Lora Gazabón e Inírida Díaz Angulo por su apoyo incondicional en los momentos alegres y difíciles de mi vida.

A mis queridos hermanos Luis Alfonso y Edy Johana, a mis primos, familiares y amigos quienes siempre me apoyaron en todo momento, y a mi cuñado Oscar Luis de La Peña Gómez por haberme brindado su sabiduría y grandes consejos que me ayudaron a atravesar momentos difíciles, Sin contar el haberme salvado la vida. A todos por estar allí siempre, a mis bellos sobrinos Luis Felipe, María Angélica y Sebastián David porque seres tan lindos y tiernos son el motor de cualquier persona para salir adelante.

OSCAR RAFAEL LORA DIAZ

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Tecnológica de Bolívar por la oportunidad brindada para mi sólida capacitación como ingeniero e íntegra formación espiritual y personal.

A Robin Córdoba Tuta, asesor técnico del proyecto e Ingeniero de confiabilidad en la Refinería de Ecopetrol en Cartagena.

A los Ingenieros Nelcy Álvarez, Franklin Howard y Andrés Carrascal, quienes también aportaron su granito de arena para la culminación satisfactoria de este proyecto, gracias.

A mi director y gran amigo, el ingeniero Justo Ramos Madrid, por sus valiosos consejos durante el desarrollo de este proyecto y su exitosa culminación.

A mis padres, por estar siempre apoyándome en mi desarrollo personal y profesional.

A todas aquellas personas que de una forma u otra me ayudaron a la realización de este proyecto de grado.

CONTENIDO

		PÁG
	INTRODUCCION	1
1	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.1	DESCRIPCION DEL PROBLEMA	3
1.2	FORMULACION DEL PROBLEMA	5
1.3	JUSTIFICACIÓN	5
1.4	OBJETIVOS	5
1.4.1.	Objetivo general	5
1.4.2.	Objetivos específicos	6
2	BASES TEORICAS	7
2.1	GENERALIDADES DE CORROSION	7
2.1.1.	Formas de corrosión	9
2.1.2.	Costos de la corrosión	11
2.1.2.1.	Costos directos	11
2.1.2.2.	Costos indirectos	12
2.1.3.	Corrosión de los metales	12
2.1.4.	Protección contra la corrosión	13
2.1.4.1.	Protección contra la corrosión en tuberías	13
2.1.4.2.	Inhibidores de corrosión	14

2.1.5.	Medición de la velocidad de la corrosión	15
2.1.5.1.	Métodos de evaluación de la velocidad de corrosión	16
2.1.6.	Monitoreo de la corrosión	17
2.1.6.1.	La necesidad del monitoreo de la corrosión	18
2.1.6.2.	Técnicas de monitoreo de la corrosión	18
2.1.6.3.	Tipos de accesos para cambiar probetas	25
2.1.6.4.	Aplicaciones de las técnicas de monitoreo de la corrosión	26
3	SISTEMA ACTUAL DE MONITOREO DE LA CORROSIÓN EN LA REFINERÍA DE CARTAGENA	28
3.1	SELECCIÓN DE EQUIPOS PARA INSTALACIÓN DE PROBETAS DE CORROSIÓN EN LA REFINERÍA DE CARTAGENA	28
3.1.1.	Intercambiadores seleccionados para ubicación de probetas de corrosión	29
3.1.2.	Tipo de probetas instaladas	32
4	MEJORA DEL SISTEMA ACTUAL PARA EL MONITOREO DE LA CORROSIÓN UTILIZADO EN LA REFINERÍA DE CARTAGENA	33
4.1	IMPORTANCIA DE MEJORAR EL SISTEMA ACTUAL PARA EL MONITOREO DE LA CORROSIÓN	33
4.2	ALTERNATIVAS PARA LA MEJORAR EL ACTUAL SISTEMA DE MONITOREO DE CORROSION INSTALADO	34
4.2.1.	Sistema de monitoreo en línea de la corrosión	34
4.2.1.1.	Sistema de monitoreo en línea de la corrosión, a nivel mundial.	36
4.2.1.2.	Costos de instalación	36
4.2.1.3.	Costos de operación	36
4.2.2.	Sistema con dataloggers (Semi automático)	36

4.2.2.1.	Costos de instalación	38
4.2.2.2.	Costos de operación	38
4.3	COSTOS DE MANTENIMIENTO	38
4.4	UBICACIÓN QUE TENDRÁN LAS PROBETAS DE CORROSIÓN EN EL SISTEMA QUE LA REFINERIA DE CARTAGENA DECIDA IMPLEMENTAR	39
5	AHORRO ESTIMADO DE LA REFINERÍA AL MEJORAR EL SISTEMA DE MONITOREO DE LA CORROSIÓN	40
6	SELECCIÓN DEL SISTEMA DE MONITOREO DE LA CORROSIÓN MAS ADECUADO PARA AUMENTAR LA CONFIABILIDAD EN LAS LANTAS DE LA REFINERIA DE CARTAGENA	41
6.1	ANÁLISIS FINANCIERO	41
6.1.1.	Alternativa A: Sistema de monitoreo en línea.	43
6.1.2.	Alternativa B: Sistema semi – automático	43
6.2	ANÁLISIS DE RIESGOS	43
7	SISTEMA ESCOGIDO PARA IMPLEMENTAR	47
8	CONCLUSIONES	48
9	RECOMENDACIONES	49
	BIBLIOGRAFIA	50
	ANEXOS	

LISTA DE ANEXOS

- Anexo A. Glosario de términos
- Anexo B. Espesores de tuberías
- Anexo C. Espesores para retiro de tuberías
- Anexo D. Formato para dosificador del inhibidor
- Anexo E. Formato para selección del inhibidor
- Anexo F. Costo detallado de la instalación del sistema en line para monitoreo de la corrosión
- Anexo G. Costo detallado de la instalación del sistema con dataloggers para monitoreo de la corrosión
- Anexo H. Análisis de riesgos del sistema de mejora del monitoreo de la corrosión en la Refinería de Cartagena

LISTA DE TABLAS

		PÁG.
Tabla 1.	Resistencia de metales a la corrosión	13
Tabla 2.	Tabla de selección de equipos críticos en la Refinería de Cartagena	31
Tabla 3.	Intercambiadores de calor seleccionados para la instalación de probetas de corrosión	31
Tabla 4.	Ubicación de las probetas de corrosión en la Refinería de Cartagena	32

LISTA DE FIGURAS

	PÁG.
Figura 1. Oxidación del metal	7
Figura 2. Corrosión por picadura	10
Figura 3. Cupones de corrosión	22
Figura 4. Probetas de resistencia eléctrica	23
Figura 5. Gráfica para calcular la velocidad de corrosión	24
Figura 6. Probetas de polarización lineal	25
Figura 7. Probetas para monitoreo de la corrosión biológica	26
Figura 8. Equipo portátil de monitoreo de corrosión, Corrdata MATE II	30
Figura 9. Probetas de corrosión instaladas en la Refinería de Cartagena	33
Figura 10. Sistema en línea para el monitoreo de la corrosión	36
Figura 11. Sistema semi automático para monitoreo de la corrosión	38

RESUMEN

En el presente trabajo se hará un estudio técnico y económico del sistema de mejora del sistema de monitoreo de la corrosión de la Refinería de Cartagena. Para hacer estudio se tienen dos alternativas, las cuales fueron escogidas por investigaciones de otras refinerías a nivel mundial que también tienen un monitoreo de la corrosión modernizado.

Para este análisis se empieza mostrando el sistema de monitoreo de la corrosión que actualmente se está utilizando en la Refinería de Cartagena, mostrando sus ventajas y desventajas, las cuales serán comparadas con las dos alternativas escogidas para hacer el estudio técnico-económico, una de ellas se llama sistema de monitoreo en línea (on line), en el cual ninguna persona tiene que desplazarse hasta las plantas a tomar lecturas de corrosión arrojadas por dispositivos específicos para esa acción, mientras que en el otro sistema escogido, el sistema con datalogger, el ingeniero de corrosión debe desplazarse hasta las plantas a tomar las lecturas arrojadas por los mismos dispositivos,, pero que son guardadas en las cajas llamadas dataloggers. La principal diferencia de estas dos alternativas con el sistema actual de monitoreo de corrosión instalado en la Refinería de Cartagena, es que mientras que la frecuencia de ir a leer los datos de corrosión es diaria en el sistema actual, para las alternativas de mejora se disminuye, o se anula, disminuyendo de esta forma el riesgo que trae consigo esta operación para el ingeniero de corrosión.

INTRODUCCIÓN

La corrosión de los metales constituye un problema de grandes proporciones que requiere ser controlado. Los efectos de la corrosión sobre instalaciones y equipos industriales produce anualmente pérdidas que llegan a cifras muy importantes: en los países industrializados se ha valorado en el 3% del PBI¹. Este porcentaje puede tomarse sobre la valoración equivalente de la industria petrolera y del gas para llegar a una cuantificación aproximada de sus efectos económicos.

Los problemas de corrosión que se generan en la industria petrolera, en grandes refinerías como Ecopetrol S.A. se debe en mayor medida a la presencia de sustancias corrosivas como lo son el ácido sulfúrico, el gas carbónico, los compuestos de azufre (Sulfuro de hidrogeno), cianuros, cloruros, amoniaco y otros, que al ponerse en contacto con el agua se convierten en medios agresivos y ayudan a deteriorar las aleaciones metálicas, el hierro, el acero y el deterioro de componentes no metálicos.

La vida útil de las tuberías y estructuras de compuestos metálicos en Ecopetrol S.A. se ve disminuida por el ambiente de altas temperaturas, radiaciones, choques térmicos, presión, velocidad y turbulencia, así también como presencia de partículas sólidas, acción del viento, alta humedad de los fluidos que transportan y ambiente al cual se ven sometidas, y en muchas ocasiones también por la falta de experiencia en el área de corrosión del personal que allí labora.

Los costos para reponer y/o minimizar los daños causados por corrosión en la Refinería de Ecopetrol S. A. en Cartagena fue de alrededor de 10.000'000.000 de pesos en el año 2008².

En la actualidad existen diferentes métodos para el control de la corrosión, que deben iniciarse desde el diseño, con la apropiada selección de los materiales, revestimientos, protección catódica y protección anódica entre otros. Para el caso de tuberías en refinerías e industria del petróleo, se les puede inyectar mientras están en operación los llamados inhibidores de corrosión, que al ser inyectados en una proporción adecuada logran disminuir la corrosión. Sin embargo, antes de escoger el inhibidor adecuado deben tenerse en cuenta algunos factores, como son:

- a) Reacciones químicas del proceso de corrosión
- b) Cinética de las reacciones de corrosión

¹ <http://www.intcover.com/PDFs/ct-Corrosion.pdf>

² Información suministrada por el departamento de paradas de la Refinería de Cartagena

c) Mecanismo de la acción del inhibidor

El personal técnico de la Refinería de Cartagena se ha dedicado a investigar y trabajar en una serie de aspectos que permiten luchar contra la corrosión y reducir así las pérdidas. Estos aspectos han sido:

- Identificar equipos críticos con fallas recurrentes debido a problemas de corrosión.
- Identificar diferentes tipos de corrosión para cada caso.
- Estudiar los mecanismos que inducen la formación de fallas por corrosión.

También es importante conocer la forma como actúan los inhibidores de corrosión sobre la superficie metálica, ya que no se puede ver el efecto causado por éstos dentro de las tuberías por las cuales fluye el fluido al cual se le inyecta el inhibidor de corrosión.

Después de aplicar los diferentes métodos para el control de la corrosión en las tuberías, debe llevarse a cabo un adecuado seguimiento del comportamiento de las variables que influyen en la facilidad con que éstas se corroen, como son, la temperatura, el pH y la velocidad de corrosión. Dicho seguimiento hace parte de un mantenimiento predictivo con el que se llega a determinar cuando debe cambiarse un tramo de tubería antes que ocurra una falla, falla que puede ocasionar lesiones al personal, generar grandes costos para la empresa y/o causar daños ambientales irreparables por el derramamiento de producto sobre el suelo.

En este trabajo de grado se tiene la intención de describir el proceso de mejora del sistema de monitoreo de corrosión en tuberías, que permitirá la recolección de datos y la revisión en tiempo real y continuo de las velocidades de corrosión de las probetas instaladas en las plantas de crudo, cracking y viscorreductora de la Refinería Cartagena, asegurando de esta forma mayor confiabilidad de las mismas. Por lo cual se iniciará con la evaluación del actual sistema de monitoreo de la corrosión y todos aquellos elementos que intervienen en éste, también se describirán las alternativas con que se cuenta para la mejora del sistema de monitoreo, para después hacer un estudio económico y poder determinar la mejor opción para la empresa.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. DESCRIPCION DEL PROBLEMA

La planificación y el control de las labores de mantenimiento están basados en confiabilidad y disponibilidad para asegurar un bien o un servicio determinado. Confiabilidad es la probabilidad de estar funcionando sin fallas durante un determinado tiempo en unas condiciones de operación dadas.³ Esto se logra por medio de la planeación de una actividad productiva a corto, mediano y largo plazo.

La planeación adecuada de los programas de mantenimiento le permitirá a la empresa buscar alternativas de solución relacionadas para lograr la mejor utilización de los recursos, dentro de las restricciones impuestas por las políticas que rigen la contratación, el trabajo en tiempo extra, el manejo de los inventarios y el empleo de capacidad externa. Todo esto con el fin de escoger la mejor de las estrategias basadas en costos, confiabilidad y disponibilidad.

Actualmente el monitoreo de corrosión en la Refinería Cartagena es realizado manualmente por el ingeniero de corrosión. Esto lo hace desplazándose a cada uno de los puntos donde se encuentran ubicadas las diferentes probetas de corrosión (Probetas de resistencia eléctrica - ER), las cuales están localizadas en equipos o circuitos críticos de las plantas de Crudo, Cracking y Viscosreductora.

Las probetas de corrosión instaladas en la Refinería de Cartagena, permiten recolectar datos a través del equipo portátil de adquisición de datos Corrdata MATE II; estos datos corresponden a la pérdida de metal en ese instante (2-3 datos por probeta/diario), ocasionada por el flujo y la corrosividad del producto circulante en los circuitos o equipos. Luego son procesadas, proporcionando las tendencias de velocidades de corrosión. La recolección de estos datos se realiza como mínimo tres veces a la semana. Cuando las condiciones de operación y las medidas de control lo requieran, las lecturas serán diarias para cada una de las plantas monitoreadas, con lo cual se obtiene un promedio de tres lecturas por probeta y se consume un total de 10-15 Horas/Hombre (HH) de la semana laboral del ingeniero de corrosión.

Después de transcurrido un mes de toma de datos, que corresponde a un promedio de 9 datos semanales por probeta, el ingeniero de corrosión por medio del software Corrdata convierte los pérdidas de metal registradas en el equipo, en tendencias de velocidades de corrosión. Estas velocidades de corrosión son

³ <http://www.mantenimientomundial.com/sites/mmnew/her/tip.asp>

comparadas con los valores máximos permisibles para cada tipo de material y con base en esta comparación y el análisis de las variables de proceso durante el período monitoreado se recomiendan las acciones requeridas sobre el proceso para reducir las velocidades de corrosión a valores permisibles. Las velocidades permisibles para cada material son diferentes, en la Refinería de Cartagena las tuberías y equipos están hechos de acero al carbón en su gran mayoría, para el cual se maneja una velocidad de corrosión permisible de 3 mpy⁴, (Mils Per Year – Milésimas de pulgadas por año); para los demás materiales y/o aleaciones se maneja una velocidad de corrosión permisible de 0,3 mpy. El monitoreo continuo y la toma de acciones oportunas sobre el proceso, en los casos en los que se requiere, permiten reducir y/o controlar los riesgos de falla inesperada por corrosión y como consecuencia, los riesgos de paradas de planta y reducciones de carga no programadas.

Las tuberías fueron diseñadas en su construcción mediante la norma ASME B 31.3⁵ para una duración de 20 años, pero los ingenieros de la Refinería de Cartagena notaron que el tiempo de vida útil de éstas era menor que el tiempo para el cual fueron diseñadas. En la Refinería de Cartagena el transporte de productos de los derivados de la refinación del crudo se hace a través de tuberías con diámetros que van desde 2 hasta 36 pulgadas, cuyos espesores van desde 0,218 hasta 0,75 pulgadas respectivamente (Ver ANEXO B). La velocidad de la corrosión causada sobre éstas por el transporte del producto llegaba hasta 100 mpy cuando no se controlaba, por lo que se corroían hasta 0,1 pulgadas cada año, lo que significaba que las tuberías de 2 de pulgadas de diámetro fallaban en poco más de dos años, y las de 36 pulgadas duraban solo un poco más de 7 años, lo cual está muy lejos de los criterios de diseño, además, poniendo con esto en riesgo la integridad del trabajador, disminuyendo los planes de producción y aumentando los costos de mantenimiento por cambio de tuberías.

Es pertinente saber que antes, las tuberías y equipos en la Refinería de Cartagena se corrían a falla, lo que significa que no se hacía un cambio de tubería hasta que ésta no fallara, ocasionando lesiones a los trabajadores y un alto impacto ambiental. Después de un tiempo se establecieron diámetros mínimos a los cuales debía cambiarse un tramo de tubería (Ver ANEXO C) para evitar daños por fallas, esto hizo principalmente que no hubiesen personas lesionadas a causa de derrames y/o explosiones por rotura de las tuberías, y disminuyó así también el derrame de productos y paradas no programadas, pero desafortunadamente disminuyó también el tiempo de servicio de las tuberías.

Después de muchos estudios y con el avance de las ciencias de ingeniería se empezó a aplicar un método para controlar dicha corrosión, lográndose bajar su

⁴ Velocidad calculada para que la vida útil de los equipos y tuberías de la Refinería de Cartagena sea igual al tiempo de diseño según la norma ASME B 31.3 mediante la cual fueron diseñadas

⁵ <http://www.bil-ibs.be/NL/Normen/pdf/ASME.pdf>

velocidad hasta unos 7 mpy; y también se empezó a monitorear dicha velocidad mediante la instalación de unas probetas de resistencia eléctrica de corrosión, lo cual significó un aumento en la confiabilidad de las plantas y evitó de esta forma la mayoría de paradas no programadas y disminución de la tasa de lesiones del trabajador en accidentes laborales.

1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

¿Cuál es la mejor alternativa para la mejora del sistema de monitoreo de la velocidad de corrosión en las plantas de crudo, cracking y viscorreductora de la Refinería de Cartagena que tenga menos costos económicos y menos riesgos para los trabajadores que la operan?

1.3. JUSTIFICACIÓN

Un aspecto importante en el programa de control predictivo de la corrosión para la Refinería de Cartagena es poder conocer las tendencias de velocidades de corrosión presentadas en las cimas de las torres atmosféricas de manera oportuna que permita al ingeniero encargado tomar las acciones correctivas a tiempo evitando así fallas en la planta que traería consigo pérdidas mucho más costosas para la empresa.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo general

Desarrollar un estudio de factibilidad técnico-económico que permita determinar la mejor alternativa de la Refinería de Cartagena para optimizar el sistema de monitoreo de la corrosión de sus plantas de crudo, cracking y viscorreductora, aumentando su confiabilidad, evitando lesiones al personal y disminuyendo el riesgo de pérdidas en el negocio.

1.4.2. Objetivos específicos

- Recopilar información técnica acerca de la corrosión en tuberías de refinerías y petroquímicas.
- Describir la importancia del monitoreo de la corrosión en la Refinería de Cartagena.
- Explicar el funcionamiento del sistema actual para monitorear la corrosión en la Refinería de Cartagena.
- Hacer una descripción de cada una de las alternativas con las que la Refinería de Cartagena cuenta para mejorar su sistema actual de monitoreo de la corrosión.
- Hacer un estudio económico que me permita comparar el sistema de monitoreo de corrosión instalado en la Refinería de Cartagena contra las distintas alternativas con las que se cuenta para mejorarlo.
- Asegurar la confiabilidad operacional de las tuberías de las plantas de crudo, cracking y viscorreductora mediante la mejora del sistema de monitoreo de la corrosión actualmente instalado.

2. BASES TEÓRICAS

La corrosión constituye un problema mundial de grandes proporciones que requiere ser controlado, por ello es objeto de estudio en universidades y centros de investigación para tratar de cuantificar y minimizar sus costos.

2.1. GENERALIDADES DE CORROSIÓN

Se entiende por corrosión la interacción de un metal con el medio que lo rodea, produciendo el consiguiente deterioro en sus propiedades tanto físicas como químicas.⁶ La característica fundamental de este fenómeno, es que sólo ocurre en presencia de un electrolito, ocasionando regiones plenamente identificadas, llamadas éstas 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 su inmunidad.⁷



Figura 1. Oxidación del metal

⁶ <http://www.monografias.com/trabajos3/corrosion/corrosion.shtml>

⁷ <http://www1.universia.net/CatalogaXXI/C10010PPPTII2/S167544/P10394NN1/INDEX.HTML>

El ingeniero que trabaja en problemas de corrosión necesita saber y tener un conocimiento básico para reconocer la corrosión, cómo se produce, cómo impedir su severidad, que herramientas son necesarias, técnica de inspección, variable de diseño que afectan a la corrosión y selección de materiales, así como saber donde obtener ayuda.

Es pertinente saber que todos los metales son susceptibles a corroerse, por lo que no hay un material útil para todas las aplicaciones, pero cada material es preferible para una aplicación específica más que otros. Por lo tanto el ingeniero que se encargará de diseñar un sistema, debe conocer cuáles son las condiciones de operación a la que va a estar sometida la tubería, para así escoger el material más adecuado para ésta.

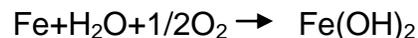
La corrosión es algo que desafortunadamente no puede evitarse, pero sí se puede controlar para mitigar sus efectos. Realmente, algo puede y debe hacerse para prolongar la vida de muchos metales expuestos a ambientes corrosivos, ya que cuesta dinero reemplazar el material deteriorado, por lo tanto el control de la corrosión se convierte en un factor muy importante.

También es importante saber qué hace que la corrosión ocurra. Actualmente no hay controversia acerca de los factores causantes de la mayor parte de las formas de corrosión.

La corrosión electroquímica requiere tres factores primarios:

- Ánodo
- Cátodo
- Electrolito

Por ejemplo, puede expresarse una representación común de la reacción de corrosión con respecto al hierro, agua y oxígeno, que se muestra en la siguiente reacción química:



Esto indica que en la reacción del hierro con oxígeno y agua pura forma hidróxido ferroso, $\text{Fe}(\text{OH})_2$, en este caso el Fe se comporta como cátodo, el oxígeno como ánodo y el agua es el electrolito, si alguno de éstos estuviera ausente, la corrosión (Herrumbre) no ocurriría.

Pero también hay factores que influyen sustancialmente en las reacciones de corrosión. A continuación se listarán algunos de ellos:

- Efecto de la temperatura: Las altas temperaturas incrementan la velocidad de corrosión.
- Diferencia de potencial (FEM): Cuando existe una diferencia de potencial entre dos metales expuestos al mismo ambiente, por ejemplo el zinc y el acero, el metal más alto de la serie (Zinc en este caso) se corroerá primero y protegerá al que se encuentra más abajo en la serie (Acero). Este es el principio en el que se basa la protección catódica.
- Efecto de las tensiones: Un material bajo tensión se corroerá antes y más rápido que el mismo material bajo esfuerzos de compresión. Generalmente, los materiales bajo esfuerzos se corroen más rápido que los materiales libres de esfuerzos, especialmente si están cargados cerca o por encima de sus límites elásticos. Un metal a tensión se corroerá primero que el mismo metal a compresión.

2.1.1. Formas de corrosión

Algunas formas de corrosión son:

- Corrosión por erosión: La corrosión por erosión está causada o acelerada por el movimiento relativo de la superficie del metal y el medio. Se caracteriza por rasgadas en las superficies paralelas al movimiento. La importancia relativa del desgaste mecánico y de la corrosión es a menudo difícil de determinar y varía considerablemente a partir de una situación a otra. El papel de la erosión se atribuye generalmente al retiro de películas superficiales protectoras, por ejemplo, las películas protectoras formadas por el óxido generado por el aire o los productos adherentes de la corrosión. La corrosión por erosión tiene generalmente el aspecto de hoyos pequeños lisos. El ataque puede también exhibir un patrón direccional relacionado con la trayectoria tomada por el corroyente al igual que movimientos sobre la superficie del metal. La corrosión por erosión prospera en condiciones de alta velocidad, turbulencia, choque, etc. De manera frecuente, se ve en bombas, mezcladores y tuberías particularmente en curvas y codos. Las partículas en suspensión móviles duras son también probables causantes de problemas. Éstos son evitados por cambios en el diseño o por la selección de un material más resistente. En el sistema de tuberías de una refinería la corrosión por erosión es causada por alto contenido de sólidos disueltos que lleva el producto que se está transportando por dentro de las tuberías.
- Corrosión por picadura: La corrosión por picadura es un tipo de corrosión altamente localizada que frecuentemente se observa en superficies con poca o ninguna corrosión general. Las picaduras ocurren como un proceso de disolución local anódica donde la pérdida de metal es aumentada por la presencia de un ánodo pequeño y un cátodo grande. Las picaduras suelen ser de pequeño diámetro (décimas de milímetro).



Figura 2. Corrosión por picadura⁸

- Corrosión bajo fricción: Deterioro en la interfase entre dos superficies en contacto acelerada por un movimiento relativo entre ellas de una amplitud suficiente como para producir deslizamiento.
- Corrosión filiforme: Es un tipo de corrosión que ataca al aluminio lacado, y se presenta en forma de hilos generalmente comienza alrededor de los agujeros y en las soldaduras . Se da principalmente en zonas cercanas al mar.⁹
- Corrosión galvánica: Ocurre cuando metales diferentes se encuentran en contacto, ambos metales poseen potenciales eléctricos diferentes lo cual favorece la aparición de un metal como ánodo y otro como cátodo, a mayor diferencia de potencial el material más activo será el ánodo.¹⁰ El ataque galvánico puede ser uniforme o localizado en la unión entre aleaciones, dependiendo de las condiciones. La corrosión galvánica puede ser particularmente severa cuando las películas protectoras de corrosión no se forman o son eliminadas por erosión
- Corrosión uniforme: Donde la corrosión química o electroquímica actúa uniformemente sobre toda la superficie del metal.
- Corrosión intergranular: Es la que se encuentra localizada en los límites de grano, esto origina pérdidas en la resistencia que desintegran los bordes de los granos. Se da en los aceros inoxidable austeníticos.

⁸<http://www.nstcenter.com/writeup.aspx?title=What%20is%20Corrosion&page=TechResourcesACorrosionPrimer.html>

⁹ <http://ar.answers.yahoo.com/question/index?qid=20061102203446AAE0mHw>

¹⁰ <http://es.wikipedia.org/wiki/Corrosi%C3%B3n>

- Corrosión por actividad salina diferenciada: Este tipo de corrosión se verifica principalmente en calderas de vapor, en donde la superficie metálica expuesta a diferentes concentraciones salinas forman a ratos una pila galvánica en donde la superficie expuesta a la menor concentración salina se comporta como un ánodo.
- Corrosión por altas temperaturas: Algunos metales expuestos a gases oxidantes en condiciones de muy altas temperaturas, pueden reaccionar directamente con ellos sin la necesaria presencia de un electrolito. Este tipo de corrosión es conocida como empañamiento, escamamiento o corrosión por altas temperaturas. Generalmente esta clase de corrosión depende directamente de la temperatura. Actúa de la siguiente manera: Al estar expuesto el metal al gas oxidante, se forma una pequeña capa sobre el metal, producto de la combinación entre el metal y el gas en esas condiciones de temperatura. Esta capa o “empañamiento” actúa como un electrolito “sólido”, el que permite que se produzca la corrosión de la pieza metálica mediante el movimiento iónico en la superficie.
- Corrosión bajo esfuerzo (Stress corrosión cracking): se combina un esfuerzo mecánico un medio corrosivo.

2.1.2. Costos de la corrosión

2.1.2.1. Costos directos

En un reciente estudio realizado en los Estados Unidos, los costos directos de la corrosión en tuberías de gas y transporte de líquidos fueron estimados en U\$ 7.000 millones al año, y para el transporte y distribución de agua potable y alcantarillado en U\$ 5.000 millones.¹¹

Es importante entender que el costo de la corrosión no puede ser eliminado completamente, ya que sí se lograra controlar la corrosión totalmente, esto significaría una gran inversión en los mecanismos utilizados para poder controlarla.

El no considerar la corrosión desde el diseño del sistema, puede causar paradas y la necesidad de un mantenimiento excesivo, reparación y/o reemplazos para mantener el sistema en operación.

En muchas industrias la contaminación del producto se debe a problemas con la corrosión, y en industrias de procesamiento de alimentos o industria farmacéutica este daño puede ser fatal, pero esto aplica a muchas mas porque la contaminación del producto hace que éste valga menos cuando salga al mercado.

¹¹ <http://redalyc.uaemex.mx/redalyc/pdf/430/43003402.pdf>

2.1.2.2. Costos indirectos

La corrosión desafortunadamente ha causado muchos accidentes, los cuales se hubieran podido evitar de haberse usado un apropiado método para controlar la corrosión.

También puede ocurrir que haya un colapso de la estructura completa debido a la corrosión, aunque es muy raro que esto se presente, a este tipo de corrosión se le conoce como corrosión por esfuerzo (Stress corrosion cracking). La corrosión también puede reducir la resistencia de estructura, quedando estas más sensibles y más propensas a romperse debido a fuerzas naturales, como terremotos y/o tormentas.¹²

2.1.3. Corrosión de los metales

La fuerza impulsora que hace que los metales se corroan es una consecuencia natural de su inestabilidad en la forma metálica. Para que puedan alcanzar el estado metálico a partir de su estado en la naturaleza, o sea bajo la forma de diversos productos químicos, llamados minerales, les es necesario absorber y almacenar para un consumo posterior por la corrosión la energía requerida para liberar los metales de sus componentes originales. La cantidad de energía requerida y almacenada varía de metal en metal. Es relativamente alta para metales como el potasio y magnesio, y relativamente baja para tales metales como plata y oro. La tabla 1 muestra algunos metales de uso común ordenados según las cantidades de energía requeridas para convertirlos de sus minerales a metal en orden decreciente.

Mayor energía requerida	K
	Mg
	Be
	Al
	Zn
	Cr
	Fe
	Ni
	Sn
	Cu
	Ag
Menor energía requerida	Au

Tabla 1. Resistencia de metales a la corrosión

Como se ve en la tabla 1, el potasio es el metal que más rápido se corroe y el oro es el que menos se corroe.

¹² Textos técnicos de Ecopetrol: Dirección de gestión de proyectos, Documento soporte de decisión

2.1.4. Protección contra la corrosión

Todo material metálico sin la debida protección y en un medio que propicie el intercambio de electrones es susceptible a corroerse.

Dentro de las medidas utilizadas industrialmente para combatir la corrosión están las siguientes:

- ★ Uso de materiales de gran pureza.
- ★ Presencia de elementos de adición en aleaciones, ejemplo aceros inoxidable.
- ★ Inhibidores que se adicionan a soluciones corrosivas para disminuir sus efectos, ejemplo los anticongelantes usados en radiadores de los automóviles.
- ★ Recubrimiento superficial: pinturas, capas de oxido, recubrimientos metálicos
- ★ Protección catódica.

2.1.4.1 Protección contra la corrosión en tuberías

La corrosión es la principal causa de fallas en tuberías alrededor del mundo. Cuando una tubería falla no solamente ocasiona grandes impactos en términos de pérdidas de producción sino que también causa riesgo a vidas humanas, daños a la propiedad y contaminación.

Las tuberías que se encuentren desprotegidas, enterradas bajo tierra, expuestas a la atmósfera o que estén sumergidas en agua, son susceptibles a la corrosión. Sin el apropiado sistema de control de la corrosión, cualquier sistema de tuberías eventualmente puede deteriorarse. La corrosión debilita la tubería y la convierte en un medio inseguro de transporte de fluidos. Sin embargo, existen unas técnicas para extender indefinidamente la vida de las líneas de tuberías. Existen cuatro métodos comúnmente utilizados para controlar la corrosión en tuberías, estos son:

1. Recubrimientos protectores y revestimientos
2. Protección catódica
3. Selección de materiales
4. Inhibidores de corrosión.¹³

A continuación se describirán cada uno de ellos:

- 1) Recubrimientos y revestimientos: Estas son las principales herramientas contra la corrosión, a menudo son aplicados en conjunción con sistemas de protección catódica para optimar el costo de la protección de tuberías.

¹³ <http://www.gas-training.com/files/protc-corrosion.pdf>

- 2) **Protección Catódica:** Es una tecnología que utiliza corriente eléctrica directa para contrarrestar la normal corrosión externa del metal del que está constituido la tubería. La protección catódica es utilizada en los casos donde toda la tubería o parte de ella se encuentra enterrada o sumergida bajo el agua. En tuberías nuevas, la protección catódica ayuda a prevenir la corrosión desde el principio; en tuberías con un período de operación considerable puede ayudar a detener el proceso de corrosión existente y evitar un deterioro mayor.
- 3) **Selección de Materiales:** Se refiere a la selección y empleo de materiales resistentes a la corrosión, tales como: acero inoxidable, plásticos y aleaciones especiales que alarguen la vida útil de una estructura, por ejemplo de la tubería. Sin embargo, en la selección de materiales resistentes a la corrosión el criterio fundamental no es, en esencia, la protección de una estructura, sino la protección o conservación del medio donde esta existe.
- 4) **Inhibidores de Corrosión:** Son sustancias que aplicadas a un medio particular, reducen el ataque del ambiente sobre el material, bien sea metal o acero de refuerzo en concreto. Los inhibidores de corrosión extienden la vida de las tuberías, previniendo fallas y evitando escapes involuntarios.

2.1.4.2. Inhibidores de corrosión

El uso de inhibidores de corrosión es un método que actualmente se está empleando en la Refinería de Cartagena, por lo que se va a ampliar este tema.

Los inhibidores de corrosión son compuestos químicos, ya sean orgánicos o inorgánicos, que se adicionan al fluido transportado en concentraciones adecuadas para controlar o reducir la corrosión.

- Clasificación de los inhibidores.

Existen varias formas de clasificar los inhibidores de corrosión, de las cuales la más aceptada es debida a su mecanismo de acción¹⁴. Esta clasificación comprende:

- Inhibidores pasivos
- Inhibidores convertidores de película
- Inhibidores de adsorción ó filmicos
- Inhibidores neutralizantes
- Inhibidores secuestrantes
- Inhibidores neutralizadores (misceláneos)

¹⁴ <http://www.pemex.com/files/standards/definitivas/nrf-005-pemex-2000d.pdf>

El mayor número de inhibidores se encuentran en los tres primeros grupos. La característica principal de estos inhibidores es que forman una barrera entre el metal y el medio agresivo, mientras que los secuestradores y neutralizadores actúan sobre el medio, eliminando agentes agresivos, tales como el ión hidrógeno o el oxígeno disuelto, entre otros.

Para la protección interior de ductos, la familia de inhibidores más utilizada es la de los inhibidores que actúan por adsorción o filmicos. Este tipo de compuestos se adsorben sobre la superficie del metal formando películas delgadas que resultan de la atracción física o química entre el compuesto y la superficie del metal. Su nivel de protección depende tanto de su concentración, que conduzca a una cobertura de la superficie, como de la fuerza de atracción entre el metal y el compuesto.¹⁵

Por otro lado, dentro de los inhibidores misceláneos se encuentran los biocidas, los cuales son compuestos químicos que se utilizan para disminuir y controlar la población de bacterias. Pueden ser considerados como inhibidores de la corrosión, ya que al disminuir la población bacteriana, la corrosión ocasionada por la presencia de esta clase de microorganismos, también disminuye.¹⁶

Los inhibidores que se seleccionen para el control de la corrosión interior en ductos que transportan hidrocarburos dulces o amargos pueden ser:¹⁷

- ✓ Formadores de película
- ✓ Solubles en aceite y dispersables en agua
- ✓ Solubles en agua y dispersables en aceite
- ✓ Parcialmente solubles en agua y en aceite
- ✓ Parcialmente dispersables en agua y aceite

2.1.5. Medición de la velocidad de la corrosión.

Para determinar la velocidad de la corrosión de una estructura específica, se hacen ensayos en el laboratorio, simulando las condiciones ambientales a la cual se encuentra sometido, para así estudiar cómo se comporta el material de esta estructura.

La realización de estos ensayos en el laboratorio puede ser fácil o difícil, según la naturaleza del medio estudiado. Por ejemplo, si se necesita evaluar el comportamiento o la resistencia a la corrosión del acero AISI 1045 respecto a un ácido mineral, por ejemplo, ácido clorhídrico, bastará con preparar soluciones de

¹⁵ Ibid

¹⁶ Ibid

¹⁷ Ibid

diferente concentración de este ácido y sumergir en cada una de ellas, una muestra del acero que se piensa ensayar. La resistencia a la corrosión de tal acero se puede evaluar, por ejemplo, por la pérdida de peso experimentada antes y después del ensayo. Obtendremos para cada solución ensayada un valor de la velocidad de corrosión que nos permitirá prever el comportamiento de este acero en unas condiciones muy cercanas a las de su utilización. La realización de estos ensayos, en este caso, no representa excesivas dificultades; por otro lado, sí se quiere medir la velocidad de corrosión de un acero que se va a emplear para la construcción del casco de un barco, resulta muy difícil, o imposible simular en el laboratorio las condiciones a las cuales va a estar sometido el barco. Pensemos en la misma naturaleza del agua de mar, mezclas de sales en diferentes composiciones que dependen del mar que va a surcar el barco, diferencia de temperaturas y un muy largo tiempo de navegación.

2.1.5.1. Métodos de evaluación de la velocidad de corrosión

El método que se ha utilizado tradicionalmente y que aún se usa la medida de la pérdida de peso. Este método consiste en determinar la pérdida de peso que ha experimentado un determinado metal o aleación en contacto con un medio corrosivo.

Las unidades más frecuentemente utilizadas para expresar esa pérdida de peso son: miligramos decímetro cuadrado día (mdd), milímetros por año (mm/año), pulgadas por año o milipulgadas por año (mpy, abreviatura en inglés). Así por ejemplo, si para una determinada aplicación podemos evaluar, mediante una serie de ensayos previos, la pérdida de peso de dos aceros en el mismo medio agresivo, podemos tener una idea de qué material se podrá emplear con mayores garantías desde un punto de vista de resistencia a la corrosión, sin tener en cuenta otros muchos requerimientos y propiedades que para nuestro ejemplo, vamos a suponer iguales.

Supongamos que el resultado de los ensayos efectuados sea el siguiente:

	Pérdida de peso
Acero AISI 4140	4.1 mg/año
Acero AISI 1045.....	4.2 mg/año

Evidente, la selección en este caso favorecerá al acero con una menor velocidad de corrosión, o sea el acero AISI 4140.

2.1.6. Monitoreo de la corrosión

El Monitoreo de Corrosión es la práctica de la medición del potencial corrosivo de las condiciones de un proceso, a través del uso de probetas, las cuales son insertadas en el proceso y expuestas continuamente a las condiciones ambientales del mismo.¹⁸

La medición, control y prevención de la corrosión en campo abarca un amplio espectro de actividades técnicas. Dentro de la esfera del control de la corrosión y su prevención, existen diferentes opciones técnicas como lo son la protección anódica y catódica, la selección de materiales, la inyección de químicos y la aplicación de recubrimientos internos y externos. La medición de la corrosión, por su parte, emplea otra variedad de técnicas destinadas a determinar que tan corrosivo es el ambiente del sistema y a que tasa o rapidez se experimenta la pérdida de metal. La medición de la corrosión es un método cuantitativo por medio del cual la efectividad de las técnicas de control y prevención de la corrosión, pueden ser evaluadas y proveer la retroalimentación necesaria para optimizarlas.

Existe una amplia variedad de técnicas para la medición de la corrosión, incluyendo:

Pruebas No Destructivas

- Ultrasonido
- Radiografía
- Termografía

Análisis Químico

- Gas Disuelto (O_2 , CO_2 , H_2S)
- Conteo de Iones Metálicos (Fe_{2+} , Fe_{3+})
- Análisis Microbiológico

Datos Operacionales

- pH
- Tasa de Flujo
- Presión
- Temperatura

Fluido Electroquímico

- Medición de Potencial
- Medición Potencio-estática.
- Medición Potencio-dinámica.

Monitoreo de Corrosión

¹⁸ [http://www.alspi.com/Spanish/corrosion%20monitoring%20\(spanish\).pdf](http://www.alspi.com/Spanish/corrosion%20monitoring%20(spanish).pdf)

- Cupones de Pérdida de Peso
- Resistencia Eléctrica
- Polarización Lineal
- Penetración de Hidrógeno
- Corriente Galvánica

Algunas técnicas para la medición de la corrosión pueden ser utilizadas en línea, a través de un monitoreo constante del proceso, mientras que otras mediciones deben ser determinadas a través de un análisis de laboratorio. Algunas técnicas proveen una medición directa de la pérdida de metal o de la tasa de corrosión, mientras que otras son indirectas, pues son utilizadas para inferir el ambiente corrosivo que pueda existir.

Las probetas de monitoreo de corrosión pueden ser dispositivos mecánicos, eléctricos o electroquímicos.

Las técnicas de monitoreo de corrosión proveen una medición directa de la pérdida de metal y/o tasa de corrosión en el sistema de un proceso industrial. Típicamente, un programa de medición de la corrosión, inspección y mantenimiento utilizada en cualquier industria, utilizaría una combinación de técnicas de medición en línea, directa e indirecta.

- Monitoreo de Corrosión: Directa y en línea
- Pruebas No Destructivas: Directas
- Análisis Químicos: Indirecta y desconectada
- Datos Operacionales: Indirectas y en línea

En un programa bien coordinado y controlado, los datos de cada fuente serán utilizados para llegar a una conclusión confiable sobre las tasas de corrosión del sistema del proceso y cómo pueden ser minimizadas de forma más efectiva.

2.1.6.1. La necesidad del monitoreo de la corrosión

La tasa de corrosión determina que tan duradera puede ser la vida útil de una planta y su seguridad operacional. La medición de la corrosión y las acciones para remediar las tasas de corrosión elevadas, permiten incrementar la efectividad costo-operativa de la planta para alcanzar la reducción de los costos asociados a la renovación de las instalaciones de un proceso.

Con las técnicas para el monitoreo de la corrosión se podría:

- a. Proveer una alarma anticipada de los daños potenciales que ocurrirían en las estructuras de producción, de mantenerse las condiciones corrosivas existentes.

- b. Estudiar la correlación de los cambios en los parámetros del proceso y sus efectos en la corrosividad del sistema.
- c. Diagnosticar un problema de corrosión particular, identificar sus causas y los parámetros de control de la corrosión, como la presión, temperatura, pH y caudal.
- d. Evaluar la efectividad de una técnica de prevención/control de la corrosión que se haya aplicado al sistema, tales como la inhibición química.
- e. Proveer información relacionada con los requerimientos de mantenimiento y condiciones de la planta.

2.1.6.2. Técnicas de monitoreo de la corrosión

Existe un gran número de técnicas para el monitoreo de la corrosión. La lista siguiente detalla las más comunes usadas en las aplicaciones industriales:

- A. Cupones de Corrosión (Medición de pérdida de peso)
- B. Resistencia Eléctrica (Probetas ER)
- C. Resistencia de Polarización Lineal (Probetas LPR)
- D. Galvánica (ZRA)/ Potencial
- E. Penetración de Hidrógeno
- F. Microbiológica
- G. Erosión por arena

Existen otras técnicas, pero muchas requieren la operación de expertos y otras no son adaptables a aplicaciones industriales.

De las técnicas mencionadas, la de los cupones de corrosión, el método E/R, el método LPR y una recientemente agregada al portafolio de monitoreo de la corrosión¹⁹, las probetas microcor, constituyen los más importantes en el monitoreo de la corrosión industrial.

Estas técnicas de monitoreo de corrosión han sido exitosamente aplicadas, y han sido usadas ampliamente debido a que:

- ✓ Las técnicas son fácilmente comprendidas e implementadas.
- ✓ La efectividad de los equipos ha sido corroborada en el campo por muchos años de aplicaciones operacionales.
- ✓ Los resultados son fáciles de interpretar.
- ✓ La medición de los equipos puede ser hecha de forma segura en áreas peligrosas.
- ✓ Los usuarios han experimentado significativos beneficios económicos, reduciendo las paradas de planta y extendiendo la vida útil de los equipos.

¹⁹ www.Cosasco.com

A continuación se van a explicar cada una de las técnicas usadas en el monitoreo de la corrosión:

A. Cupones de corrosión de pérdida de peso

La técnica de pérdida de peso es la más simple y la más conocida de todos los métodos de monitoreo de corrosión. Esta técnica se basa en la exposición por un tiempo determinado de una muestra (cupón) del mismo material de la estructura supervisada, en el mismo ambiente corrosivo al que la estructura está expuesta.

La medición obtenida de los cupones al analizarse es la pérdida de peso que ocurre en la muestra durante el período de tiempo al que ha sido expuesto, expresada como tasa de corrosión.

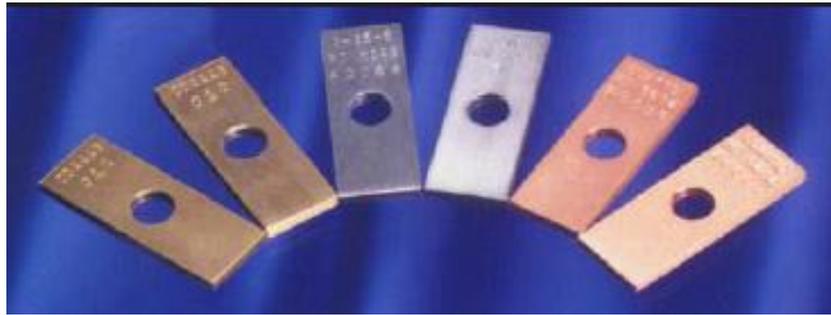


Figura 3. Cupones de corrosión

La simplicidad de esta medición es tal, que la técnica de monitoreo con cupones es el método básico utilizado en muchos programas de inspección de la corrosión. Esta técnica es extremadamente versátil, debido a que los cupones de pérdida de peso pueden ser fabricados en cualquier aleación comercial disponible. Además, utilizando el diseño geométrico apropiado, una amplia variedad de fenómenos corrosivos pueden ser estudiados:

- ✓ Estrés causado por la corrosión
- ✓ Ataque galvánico / bimetálico
- ✓ Diferencias en la exposición al aire
- ✓ Zonas afectadas por el calor

Las ventajas de los cupones de pérdida de espesor son:

- ✓ La técnica es aplicable a todos los ambientes (gases, líquidos y flujos con partículas sólidas)
- ✓ Puede realizarse inspección visual
- ✓ Los depósitos de incrustación pueden ser observados y analizados
- ✓ La pérdida de peso puede ser fácilmente determinada y la tasa de corrosión puede ser fácilmente calculada

- ✓ La corrosión localizada puede ser identificada y medida
- ✓ La eficiencia de los inhibidores pueden ser fácilmente determinada

En un típico programa de monitoreo, los cupones son expuestos entre unos 45 a 90 días antes de ser removidos para análisis de laboratorio. La frecuencia de extracción de los cupones para la toma de datos sería de un mínimo de 4 veces por año. Las pérdidas de peso resultantes de cualquier cupón expuesto por un período de tiempo, será el valor promedio de la corrosión que ha ocurrido en ese intervalo temporal. La desventaja de la técnica de cupones es que si la tasa de corrosión varía durante el período de exposición, es decir, si se incrementa o disminuye por alguna causa, dicho evento pico no sería evidenciado en el cupón, sin poderse determinar su duración y magnitud.

Es por ello que el monitoreo con cupones es mas útil en ambientes donde la tasa de corrosión no presenta cambios significativos en largos períodos de tiempo. Sin embargo, los cupones pueden proveer una útil correlación cuando se utilizan con otras técnicas como las mediciones ER y LPR.

B. Monitoreo por resistencia eléctrica (ER)

Las probetas de resistencia eléctrica (ER) pueden ser consideradas como cupones de corrosión electrónicos. Al igual que los cupones, las probetas ER proveen una medición de la pérdida de metal de un elemento expuesto a un ambiente corrosivo, pero a diferencia de los cupones, la magnitud de la pérdida de metal puede ser medido en cualquier momento, a la frecuencia que sea requerida, mientras la probeta se encuentre in-situ y permanentemente expuesto a las condiciones del proceso.

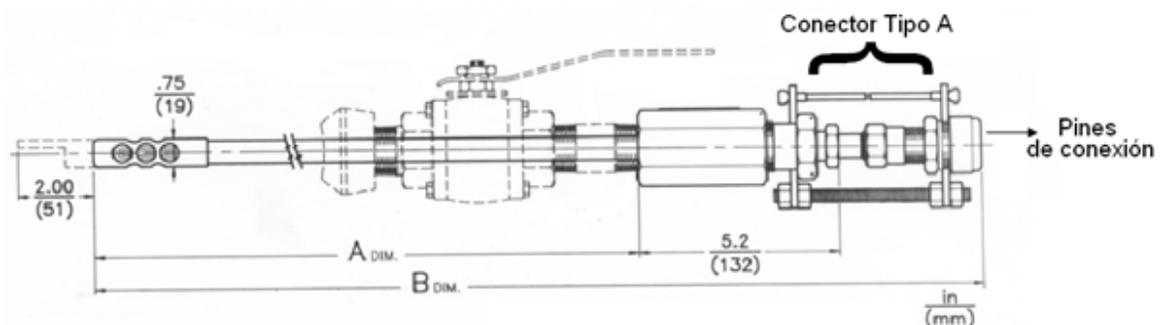


Figura 4. Probeta de resistencia eléctrica

La técnica E/R mide el cambio en la resistencia eléctrica (Ohms) de un elemento metálico corroído expuesto al medio ambiente del proceso. La acción de la corrosión en la superficie del elemento produce un decrecimiento en el área de la sección transversal de dicho sensor, lo cual representa un incremento en la resistencia eléctrica.

$$R = \rho L / A$$

Donde; ρ Constante de resistencia del material
L: Longitud
A: Área transversal

El aumento en esta resistencia puede ser relacionada directamente con la pérdida de metal, y la pérdida de metal en función del tiempo es la definición de la tasa de corrosión. Aunque es una técnica que promedia la corrosión en el tiempo, los intervalos entre cada medición pueden ser mucho más cortos que los de los cupones de pérdida de peso. La gráfica 5 a continuación, presenta la típica respuesta en el tiempo de las probetas E/R.

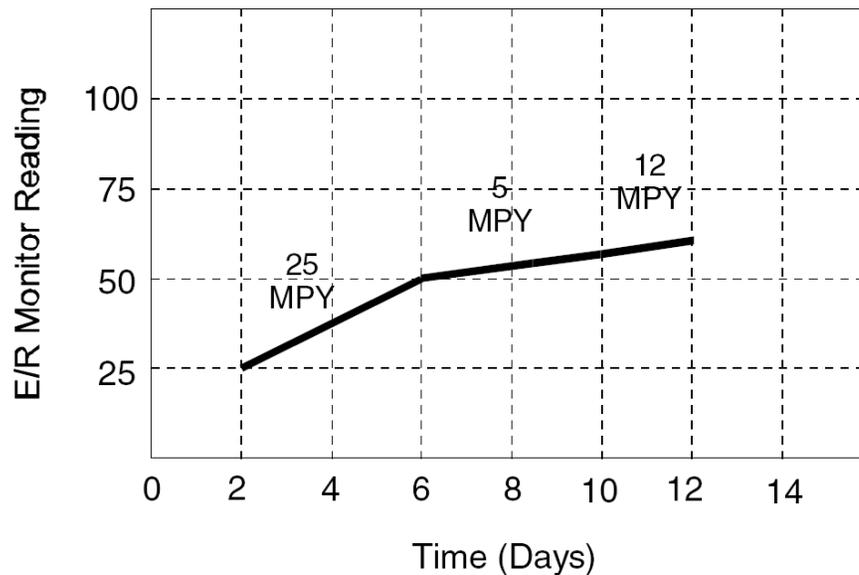


Figura 5. Gráfica para calcular la velocidad de corrosión²⁰

Las probetas ER tienen todas las ventajas de los cupones de pérdida de peso, pero adicionalmente:

- ✓ La tasa de corrosión puede ser obtenida de forma directa.
- ✓ La probeta se puede mantener instalada y conectada en línea hasta que su vida operacional haya sido agotada.
- ✓ Responde de forma rápida a los cambios en las condiciones corrosivas, y puede ser utilizado como disparador de alarmas.

El rango de sensibilidad permite que el operador seleccione la mejor respuesta dinámica, que sea consistente con los requerimientos del proceso.

²⁰ [http://www.alspi.com/Spanish/corrosion%20monitoring%20\(spanish\).pdf](http://www.alspi.com/Spanish/corrosion%20monitoring%20(spanish).pdf)

C. Monitoreo por resistencia de polarización lineal (LPR)

La técnica LPR está basada en una teoría electroquímica compleja. Para su aplicación en mediciones industriales, ha sido simplificada a un concepto básico. En términos fundamentales, un pequeño voltaje (o potencial de polarización) es aplicado a un electrodo en solución. La corriente necesitada para mantener una tensión (típicamente 10 mV) es directamente proporcional a la corrosión en la superficie del electrodo sumergido en la solución.



Figura 6. Probeta de polarización lineal

La ventaja de la técnica LPR es que la medición de la tasa de corrosión es hecha instantáneamente. Esta es una herramienta más poderosa que las probetas ER o los cupones de pérdida de peso cuando la medición fundamental no es la pérdida de metal si no la tasa de corrosión, y cuando no se desea esperar por un período de exposición para determinarla. La desventaja de la técnica LPR es que esta sólo puede ser ejecutada exitosamente en medios acuosos electrolíticos. Las probetas LPR no funcionan en gases o emulsiones de agua/crudo, en donde en los electrodos puedan asentarse depósitos o impurezas que les impidan actuar debidamente.²¹

D. Monitoreo galvánico

La técnica de monitoreo galvánico, también conocida como la técnica de “Amperímetro de Resistencia Cero” o ZRA es otra técnica electroquímica de medición. Con las probetas ZRA, dos electrodos de diferentes aleaciones o metales son expuestos al fluido del proceso.

Cuando son inmersas en la solución, un voltaje natural o diferencial de potencial se presentará entre los electrodos. La corriente generada por este diferencial de potencial refleja la tasa de corrosión que está ocurriendo en el electrodo más activo del par.

²¹ Ibid

El monitoreo galvánico es aplicable a los siguientes casos:

- ✓ Agrietaduras y picaduras.
- ✓ Corrosión asistida por resquebrajamientos.
- ✓ Corrosión por especies altamente oxigenadas.
- ✓ Daños de soldadura.

La medición de la corriente galvánica ha conseguido una amplia gama de aplicaciones en sistemas de inyección de agua, donde las concentraciones de oxígeno disuelto son de consideración. La presencia de oxígeno dentro de dichos sistemas incrementa en gran medida la corriente galvánica y por lo tanto, la tasa de corrosión de los componentes de acero del proceso. Los sistemas de monitoreo galvánico son usados para proveer una indicación del oxígeno que puede estar invadiendo las inyecciones de agua.

Los métodos de monitoreo de corrosión por penetración de hidrógeno, microbiológico o erosión por arena son métodos de monitoreo especializados para casos particulares

E. Monitoreo de la Penetración de Hidrógeno:

En procesos de ambiente ácido, el hidrógeno es un producto de la reacción corrosiva. El hidrógeno generado en dichas reacciones puede ser absorbido por el acero de forma particular cuando existen trazas de sulfuro o cianuro. La penetración de hidrógeno puede inducir la falla de muchas maneras en la estructura afectada. El concepto de las probetas de hidrógeno es la de detectar la magnitud de la permeabilidad ante el hidrógeno a través del acero por medio de mediciones mecánicas o electroquímicas, y utilizar esta información como un indicativo de la tasa de corrosión existente.

F. Monitoreo microbiológico:

A través de esta técnica, se puede identificar la presencia de Bacterias Sulfato Reductoras (SRB's), este tipo de bacteria anaeróbica consume el sulfato presente en los procesos y genera ácido sulfúrico, un agente corrosivo que ataca los materiales de las plantas de producción.²²

²² [http://www.alspi.com/Spanish/corrosion%20monitoring%20\(spanish\).pdf](http://www.alspi.com/Spanish/corrosion%20monitoring%20(spanish).pdf)



Figura 7. Probeta para monitoreo de la corrosión biológica

G. Monitoreo de Erosión por Arena:

Estos dispositivos son diseñados para medir la erosión causada en el flujo de un sistema.

Son ampliamente aplicados en sistemas de producción donde la presencia de arena u otros elementos erosivos existan.

2.1.6.3. Tipos de accesos para cambiar probetas

Existen dos tipos de sistemas de acceso fundamentales para las probetas y portacupones: Las removibles y las no removibles sin despresurización.

Las probetas de longitud fija o variable, son enroscadas o bridadas a las instalaciones de la planta. Si la probeta es del tipo Pipe Plug, rosca NPT, para removerlas debe suspenderse el proceso en la línea o planta, o en su defecto, aislarla y despresurizar la locación de la probeta.

Cada cierto tiempo, los cupones de corrosión y las probetas requieren ser removidos y reemplazados. A veces es más conveniente disponer de una probeta que pueda ser removida e insertada sin hacer una parada operacional, es decir, sin despresurizar. Para facilitar esta maniobra, existen dos sistemas que permiten remover e instalar probetas y portacupones bajo presión.

En plantas donde la presión es normalmente inferior a los 1500 psi, un Sistema Retractable puede ser utilizado. En el caso de que las presiones superen los 1500 psi, se debe utilizar los Sistemas de Acceso de Alta Presión, que constan de un cuello o niple especial, con un tapón adecuado para ajustar el elemento a insertar. Este sistema permite instalar y retirar de forma segura dispositivos de monitoreo

de corrosión de líneas que trabajan a presiones de 3.600 psi hasta 6.000 psi, haciendo uso de una herramienta especial de remoción / inserción y una válvula de servicio.

2.1.6.4. Aplicaciones de las técnicas de monitoreo de la corrosión

El monitoreo de corrosión es típicamente implementado en las siguientes situaciones:

- ✓ Donde existe procesos con unos muy riesgosos niveles de presión, temperatura, toxicidad, inflamabilidad y peligros de explosión.
- ✓ Donde los procesos sean altamente corrosivos.
- ✓ Donde los cambios en las condiciones operacionales pueden causar cambios significativos en las tasas de corrosión.
- ✓ Donde se desee auditar la efectividad de un inhibidor de corrosión.
- ✓ En procesos con bacheos, donde la corrosión se presenta debido a ciclos repetitivos.
- ✓ En proceso con cambios en la alimentación.
- ✓ Para evaluación de la corrosión de diferentes aleaciones.
- ✓ Donde es de gran importancia supervisar los productos derivados del fenómeno corrosivo.

El monitoreo de corrosión puede ser implementado en cualquier industria donde la prevención de la corrosión es prioritaria. Algunos ejemplos de las industrias y áreas donde es de interés la implementación de estas tecnologías son:

Producción de Gas y Petróleo

- ✓ Líneas de Flujo
- ✓ Tuberías de Transporte
- ✓ Tanques
- ✓ Instalaciones de Procesamiento
- ✓ Sistemas de Agua.
- ✓ Sistemas de Inyección de Química
- ✓ Sistemas de Agua de Limpieza

Refinería

- ✓ Pasos de crudo
- ✓ Torres de vacío
- ✓ Fuentes de agua
- ✓ Sistemas de Amina
- ✓ Sistemas de Enfriamiento
- ✓ Calderas

Industria Papelera y de Fruta

- ✓ Digestores
- ✓ Calderas
- ✓ Sistemas de Enfriamiento

Servicios

- ✓ Sistemas de Enfriamiento
- ✓ Sistemas Efluentes
- ✓ Sistemas de Agua
- ✓ Calderas de Agua

Industria Petroquímica y Química

- ✓ Sistemas de Proceso
- ✓ Sistemas de Enfriamiento

En cualquier Sistema de Monitoreo de Corrosión, es una práctica común encontrar dos o más técnicas combinadas para proveer una amplia base para la obtención de datos confiables. Las técnicas ideales que pueden ser utilizadas en cada caso dependen del fluido del proceso, la aleación del sistema y los parámetros de operación. El Monitoreo de Corrosión ofrece una respuesta a la interrogante de si hoy existe una mayor corrosión en el sistema que ayer. Utilizando esta información, es posible determinar la causa de la corrosión y sus efectos. El monitoreo de corrosión se mantiene como un arma indispensable en la lucha contra la corrosión, y así, garantizar un beneficio económico al usuario.

En la Refinería de Cartagena se utiliza en los sitios más críticos la combinación de dos técnicas, el uso de probetas de resistencia eléctrica junto con cupones de pérdida de peso, para obtener una información más precisa acerca de la corrosión que está ocurriendo en estos puntos, y así poder tomar las mejores alternativas para controlarla.

3. SISTEMA ACTUAL DE MONITOREO DE LA CORROSIÓN EN LA REFINERÍA DE CARTAGENA

En la actualidad la corrosión en la Refinería de Cartagena se monitorea mediante la toma de datos (2-3 datos por probeta/diario) de unas probetas de ER instaladas en puntos críticos en la plantas de crudo, cracking y viscorreductora, las cuales son leídas por el equipo portátil de adquisición de datos Corrdata Mate II.



Figura 8. Equipo portátil de monitoreo de corrosión Corrdata MATE II

3.1. SELECCIÓN DE EQUIPOS PARA INSTALACIÓN DE PROBETAS DE CORROSIÓN EN LA REFINERÍA DE CARTAGENA

Partiendo de la base de datos suministrada por el departamento de ingeniería de mantenimiento y confiabilidad, se tomaron cerca de 5000 registros de costos de mantenimiento de equipos de toda la refinería por año y de los últimos 5 años para analizar el efecto en costos que la corrosión tiene sobre éstos, con el objeto de identificar los equipos que le acarrearán más costos a la empresa, además, se

realizó una encuesta de opinión entre expertos de la Refinería y el ICP con el objetivo de validar la incidencia de la corrosión sobre los costos de mantenimiento.

En la tabla 2 se muestran los resultados de dicha investigación:

FAMILIA DE EQUIPOS	% dentro de los costos de mantenimiento
Reactor	13
Tanque	15
Intercambiador	39
Caldera	5
Horno	6
Compresores	4
Bombas	2
Motores / Turbinas	2
Torres	14

Tabla 2. Tabla de selección de equipos críticos en la Refinería de Cartagena

Finalmente se pudo determinar que la mayor incidencia de daños por corrosión asociados al mantenimiento corresponde a los intercambiadores de calor, con un 39% del costo total por mantenimiento de equipos con daños asociados con corrosión.

3.1.1. Intercambiadores seleccionados para ubicación de probetas de corrosión

Siendo los intercambiadores de calor los equipos con mayor incidencia en los costos de mantenimiento por daños asociados con corrosión en la Refinería de Cartagena, fueron seleccionados los que se muestran en la tabla 3 por ser los que más sufrían daños por corrosión.

PLANTA	INTERCAMBIADOR DE CALOR
CRUDO	PS-T-307
	PS-E-112E
	PS-E-112F
	PS-E-112D
	PS-E-402A
	PS-E-112B
	PS-E-112D
	PS-T-201
VISCO REDUCTORA	VR-E-1
URC	FF-D-555
	FF-D-556A
	FL-E-617
	FL-E-2601
	T2 CA-P AD
	NP-E-3002
	NP-D-3001
	SU-D-2

Tabla 3. Intercambiadores de calor seleccionados para instalación de probetas de corrosión

Después de haber seleccionado los intercambiadores de calor, las probetas de corrosión fueron instaladas en los puntos (TAG) que se muestran en la tabla 4.

PROBETAS DE CORROSION INSTALADAS EN LA REFINERÍA DE CARTAGENA			
PLANTA	# PROBETA	TAG	MATERIAL DE LA PROBETA
CRUDO	2	PS-T-307 Línea cima	ASTM C1010 Carbon steel
	3	PS-E-112E Entrada	ASTM C1010 Carbon steel
	4	PS-E-112E Salida	ASTM C1010 Carbon steel
	5	PS-E-112F Entrada	MONEL 400
	6	PS-E-112D Entrada	CDA 443 Arsenical Admiralty
	7	PS-E-402A Entrada	ASTM C1010 Carbon steel
	8	PS-E-112B Salida	ASTM C1010 Carbon steel
	9	PS-E-112D Salida	CDA 443 Arsenical Admiralty
	10	PS-T-201 Línea de cima	ASTM C1010 Carbon steel
	VISCO REDUCTORA	11	VR-E-1 Superior
12		VR-E-1 Inferior	CDA 443 Arsenical Admiralty
URC	13	FF-D-555 Salida	ASTM C1010 Carbon steel
	30	FF-D-556A Salida	3000-W-40-C-44300-36"
	27	FL-E-617 Salida	C 44300 Arsenical Admiralty
	28	FL-E-2601 Entrada	K03005 Carbon Steel
	19	T2 CA-P AD Posterior	CDA 443 Arsenical Admiralty
	20	NP-E-3002 Salida	ASTM C1010 Carbon steel
	22	NP-D-3001	ASTM C1010 Carbon steel
	23	SU-D-2	ASTM C1010 Carbon steel

Tabla 4. Ubicación de las probetas de corrosión en la Refinería de Cartagena

3.1.2. Tipo de probetas instaladas

Todas las probetas instaladas en la Refinería de Cartagena para el monitoreo de la corrosión son de resistencia eléctrica, por lo que se va a ampliar la explicación del funcionamiento de estas probetas, ya descritas en el ítem 2.1.6.2, subcapítulo B.

Las Probetas de Resistencia Eléctrica (ER) son sensores eléctricos que permiten lecturas permanentes de las pérdidas de metal en un periodo de tiempo, para luego ser procesadas y determinar las velocidades de corrosión. Éstas pueden ser usadas en ambientes conductivos y no conductivos como aceites, gas y atmósferas.

Para la toma de las lecturas de las probetas de corrosión en el sistema actualmente implementado en la Refinería de Cartagena, el ingeniero de corrosión tiene que desplazarse hasta cada uno de los puntos donde se encuentran las probetas un promedio de tres lecturas por probeta y utiliza de 10 a 15 horas de su semana laboral.



Figura 9. Probetas de corrosión instaladas en la Refinería de Cartagena

Dentro del programa para controlar la corrosión en las plantas de crudo, cracking y viscorreductora de la Refinería de Cartagena, se inyectan aminas suministradas por la empresa multinacional NALCO, dedicada al control de la corrosión en 130 países²³, las cuales son: amina filmica y amina neutralizante, así como inyección de amoniaco.

²³ <http://www.nalco.com/ASP/es/index.asp>

4. MEJORA DEL SISTEMA ACTUAL PARA EL MONITOREO DE LA CORROSIÓN UTILIZADO EN LA REFINERÍA DE CARTAGENA

Basados en la cultura del mejoramiento continuo del control de la corrosión, en la filosofía de optimizar el mantenimiento mediante la práctica de predecir fallas, y en la obtención de herramientas que permitan disminuir costos de corrosión, la Refinería de Ecopetrol en Cartagena implementará un sistema mejorado para el monitoreo de la corrosión en sus plantas, aumentando así la confiabilidad de éstas, evitando de esta forma las lesiones a los trabajadores, disminuyendo los impactos ambientales que se causan mediante su operación y evitando las paradas no programadas que tantas pérdidas económicas traen a la empresa en costos de reparación y lucro cesante.

Para mejorar el sistema de monitoreo de la corrosión que actualmente se está utilizando en la Refinería de Cartagena, se tienen dos alternativas, las cuales serán explicadas en el ítem 4.2.

La vida útil del sistema mejorado se asumirá de 20 años, porque es el tiempo estimado de duración de los equipos que se utilizarán para monitorear la corrosión en el sistema mejorado.

4.1. IMPORTANCIA DE MEJORAR EL SISTEMA ACTUAL PARA EL MONITOREO DE LA CORROSIÓN

A la Refinería de Cartagena llegan crudos procedentes de varios campos de producción, algunos de ellos pesados, otros intermedios y otros livianos, y en todos los casos pueden ser crudos que traen consigo sustancias corrosivas como azufres, cloruros y sales, por lo cual el transporte de los derivados de su refinación resultan muy corrosivos para las tuberías por los cuales son transportados, y para los equipos donde son procesados, por lo tanto, es muy importante monitorear cómo se comporta la corrosión para así poder tomar las acciones requeridas para controlar la velocidad con la que éstos productos pueden corroer las tuberías de cada planta a donde llegan.

Es pertinente conocer que cualquier modificación, alteración o cambio en las condiciones operativas consideradas originalmente, puede ocasionar un abatimiento en la eficiencia de los inhibidores de corrosión que son inyectados en cada planta, por lo que se deben vigilar continuamente las condiciones operativas imperantes. Los productos inhibidores se fabrican para dar solución a problemáticas específicas, pero no para solucionar problemas de corrosión interior

bajo cualquier circunstancia. No existe un producto inhibidor universal para la corrosión interior de ductos, por lo que se deben conocer con precisión las características que presenta cada sistema, a fin de contar con los productos idóneos para cada caso.

La unidad de la velocidad de corrosión en la refinería de Cartagena es medida en mpy (Unidad inglesa que significa milésimas de pulgadas por año - mpy por sus siglas en inglés), ya que es la unidad que arroja el software Corrdatab. Es pertinente saber que las tuberías se diseñan mediante el código de construcción ASME B31.3, pero a través de los años los ingenieros de confiabilidad de la Refinería de Cartagena se dieron cuenta que éstas tuberías fallaban mucho antes del tiempo para el cual fueron diseñadas, y después de investigaciones concluyeron que el motivo de falla era la corrosión que éstas presentaban al momento de ser cambiadas, entonces se inició un proceso de control de la corrosión mediante inyección de amoníaco y soda, pero también fallaban las tuberías y equipos antes del tiempo esperado, entonces se inició un proceso para el control de la corrosión con la empresa multinacional NALCO²⁴, que se dedica al control de la corrosión, proceso que consiste en el suministro de dos tipos de amina, una amina fórmica y otra amina neutralizante, cuyo mecanismo fue descrito en el ítem 2.1.4.2.

4.2. ALTERNATIVAS PARA LA MEJORAR EL ACTUAL SISTEMA DE MONITOREO DE CORROSION INSTALADO

Haciendo un estudio de los sistemas utilizados por las Refinerías alrededor del mundo, se escogieron dos alternativas para el monitoreo de la corrosión en la Refinería de Cartagena, las cuales se les hará un análisis técnico-económico para determinar la mejor opción para ser implementada. A continuación se describirán cada una de ellas.

4.2.1. Sistema de monitoreo en línea de la corrosión

El sistema en línea (On - line) permite obtener datos cada cinco (5) minutos sobre las velocidades de corrosión que ocurren en un material sometido a ciertas condiciones de proceso. Este sistema permitirá tomar acciones correctivas en un corto tiempo, antes de que un daño significativo ocurra en el material o se presente una falla grave. Este sistema se ha diseñado para 19 probetas, de las cuales 18 son probetas ER y una probeta microcor.

El sistema en línea se diseñó teniendo en cuenta los siguientes criterios:

²⁴ http://www.nalco.com/ASP/about_us/about_us.asp

- ✓ Utilización de una tecnología que permita entregar en tiempo real las velocidades de corrosión.
- ✓ Facilidad de entendimiento por parte de ingenieros, técnicos, supervisores y operadores de planta.
- ✓ Toma de señales electroquímicas o de corriente eléctrica en cada planta para llevarlas a un cuarto de control.
- ✓ Facilidad de instalación de alarmas que permitan dar señales de valores no permisibles de corrosión.
- ✓ Facilidad de análisis de datos de corrosión a través de programas de computador.
- ✓ Reportes oportunos para la toma de decisiones.
- ✓ Elaboración de curvas estadísticas de la tendencia de las velocidades de corrosión para cada uno de los equipos involucrados.

El sistema de monitoreo en línea se encarga de supervisar y controlar variables a través de señales digitales y análogas, las cuales son transmitidas a un modem y de éste a un medio transmisor para que llegue a otro modem conectado al computador de un centro de gestión.²⁵

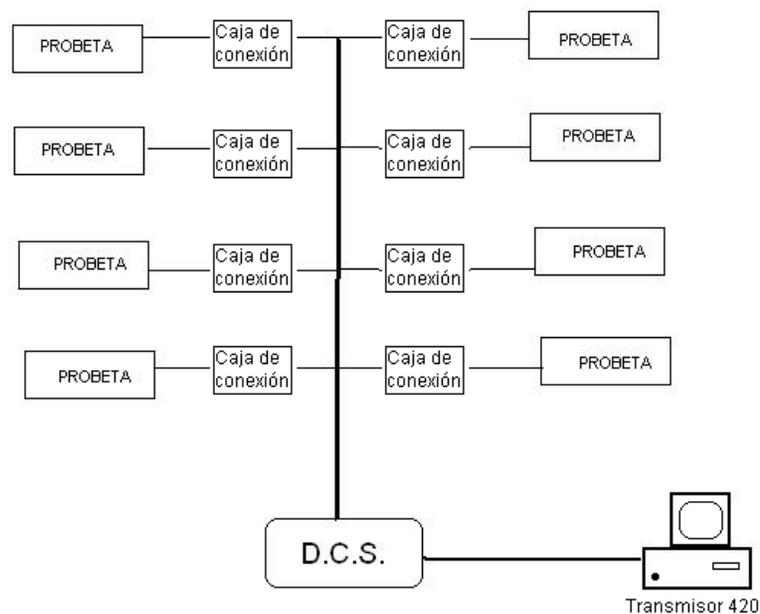


Figura 10. Sistema en línea para el monitoreo de la corrosión²⁶

4.2.1.1. Sistema de monitoreo en línea de la corrosión, a nivel mundial

²⁵ Documentos técnicos de Ecopetrol. Sistema integral de control de corrosión.

²⁶ Ibid

En diversas refinerías del mundo como PETROBRAS en argentina, PDVSA en Venezuela, entre otras, demostraron una notable disminución en el capital invertido en la lucha contra la corrosión después de haber implementado este sistema.²⁷

4.2.1.2. Costos de instalación

El costo de los equipos necesarios para poner en funcionamiento el sistema on-line para el monitoreo de la corrosión, fue suministrado por la empresa Rohrback Cosasco Systems (RCS)²⁸. El costo de la instalación del sistema de monitoreo en línea es de 644,62 KUSD. El anexo D muestra el costo del sistema detallado.

4.2.1.3. Costos de operación

El costo de operación de este sistema se calcula basado en el salario del ingeniero de corrosión encargado de analizar los datos arrojados por el software y tomar las decisiones respectivas de acuerdo al comportamiento de éstas. En la Refinería de Cartagena una hora laboral del ingeniero es de 34.000 pesos; y analizando las lecturas arrojadas por las probetas de corrosión, el ingeniero de corrosión se gasta 1 hora diaria; por lo tanto, el costo estimado de operación de este sistema durante 52 semanas de 5 días laborales, es de \$ 8'840.000 (4,1 KUSD) anualmente.

4.2.2. Sistema con dataloggers (Semi automático)

El sistema de monitoreo de la corrosión con dataloggers para la Refinería de Cartagena también fue diseñado con 18 probetas de resistencia eléctrica (ER), y una probeta microcor, y al igual que el sistema online, este sistema puede utilizar probetas ER, LPR ó Microcor. En este sistema, la lectura de las probetas de corrosión no llega a un servidor donde se encuentra el ingeniero de corrosión, sino que son guardadas en unas cajas "datalogger" que se encuentran ubicadas cerca de cada una de las probetas y a las cuales el ingeniero de corrosión tiene que desplazarse para descargar las lecturas. La diferencia de este sistema con el sistema actual para el monitoreo de la corrosión, es que los datalogger guardan la información, y el ingeniero de corrosión sólo iría a descargarlas una vez a la semana o cada quince días, dependiendo de la criticidad del punto donde fue instalada la probeta.

²⁷ Ibid

²⁸ <http://www.cosasco.com/>

Ambas alternativas utilizan una probeta microcor, la cual presenta las siguientes características:

- *Medición de la corrosión de alta resolución*
- *Respuesta rápida*
- *Configuraciones en línea o de registro de datos*
- *Calificado para ambientes agresivos*
- *Aprobado para ubicaciones riesgosas*

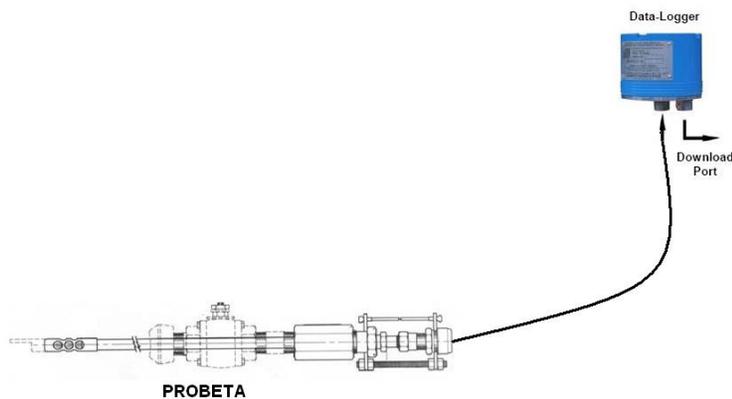


FIGURA 11. Sistema para monitoreo de la corrosión semi-automático

La tecnología para el monitoreo de la corrosión de Microcor ha sido desarrollada para aumentar considerablemente la velocidad de respuesta a diferencia de las técnicas de monitoreo convencionales, y puede usarse en todos los entornos. Este diseño posee la ventaja de un costo de instalación en campo más económico.

El sistema tiene las siguientes especificaciones,

- Resolución: 18 bits (1 parte en 262.144)
- Rango de resistencia de la sonda: 1 a 50 miliohmios
- Suministro de energía: 10-32 VCC en el transmisor
- Consumo de corriente: a 24 VCC, consumo típico de 17 mA
- Comunicación: RS 485 con dos cables, 2400 baudios, 8 bits de datos, 1 bit de parada, sin paridad (300 baudios con conexión mediante conversor RS232/485 MA-1000)
- RS 485 de 0 a 31
- Rango de temperatura ambiente: -40 °C a +70 °C (-40°F a +158 °F)
- Cubierta de protección: NEMA 7 e IP 66/ NEMA 4X
- Peso: 3,5 lb (1,6 Kg)

4.2.2.1. Costos de instalación

El costo de los equipos necesarios para poner en funcionamiento el sistema semiautomático para el monitoreo de la corrosión también fue suministrado por la empresa Rohrback Cosasco Systems (RCS). El costo de la instalación del sistema semi - automático es de 218,81 KUSD. El anexo E muestra el costo del sistema detallado.

4.2.2.2. Costos de operación

Al igual que para el sistema de monitoreo en línea de la corrosión, el costo de operación de este sistema se calcula basado en el salario del ingeniero de corrosión que se encarga de analizar los datos arrojados por las probetas mediante el software de corrosión, cuyo valor anual es de \$8'400.000 (4,1 KUSD). El costo operacional de este sistema también incluye el pago de las horas por ir a descargar los datos de los Data-logger ubicados en cada una de las probetas que están ubicadas en las plantas de crudo, cracking y viscorreductorta de la Refinería de Cartagena, en lo cual el ingeniero de corrosión se gasta 3 horas semanales. Sabiendo que la hora laboral del ingeniero de corrosión cuesta 34.000 pesos y que se gasta 3 horas semanales, podemos calcular su salario anual por concepto de lectura de probetas, así, 3 horas semanales x 52 semanas al año x \$ 34.000 = \$ 5'304.000, lo que equivale a 2.41 KUSD anuales; en conclusión, el costo operacional del sistema de monitoreo con Data – Logger es de 4.1 KUSD por análisis de datos arrojados por el software de corrosión, más 2.41 KUSD por lectura de los Data – Loggers, lo que equivale a 6.51 KUSD anualmente

4.3. COSTOS DE MANTENIMIENTO

Los costos de mantenimiento de ambos sistemas incluyen una revisión periódica de los accesorios del sistema, más una actualización del software de corrosión Corrdata y el cambio de probetas desgastadas, lo que equivale a cerca de \$27.480.000 (12,5 KUSD) anualmente.

Para el sistema con data-logger se añade el costo por cambio de baterías del equipo para la lectura de los data-logger, las cuales tienen un tiempo de vida aproximado de seis meses, por lo que hay que cambiarla dos veces al año. Estas baterías tienen un costo de 0,4 KUSD cada una, lo que significa que el mantenimiento de este sistema es anualmente 0,8 KUSD más costoso que el sistema de monitoreo online, por lo tanto, el costo de mantenimiento del sistema con data-logger es de 13,3 KUSD anuales.

4.4. UBICACIÓN QUE TENDRÁN LAS PROBETAS DE CORROSIÓN EN EL SISTEMA QUE LA REFINERIA DE CARTAGENA DECIDA IMPLEMENTAR

La ubicación de las probetas para ambos sistemas de monitoreo de la corrosión descritos en los ítems 4.2.1 y 4.2.2 será la misma que para el sistema actual, ya que para haber instalado esas probetas se hizo con anticipación un estudio que determinó cuáles eran los equipos críticos dentro de la refinería, donde se seleccionaron los intercambiadores de calor que tuvieron un 39% de incidencia en los costos de mantenimiento y/o reparación de daños causados por corrosión.⁸

⁸ Estudio hecho en el ítem 3.1

5. AHORRO ESTIMADO DE LA REFINERÍA AL MEJORAR EL SISTEMA DE MONITOREO DE LA CORROSIÓN

La experiencia de cambio tecnológico en el monitoreo de la corrosión en refinerías similares a la Refinería de Cartagena, como PDVSA en Venezuela y PETROBRAS en Argentina, han establecido que se obtiene un ahorro aproximado del 15% en los costos de mantenimiento por corrosión, tomando esa tendencia, en la Refinería de Cartagena se tendría un ahorro constante de 1.500 millones de pesos anuales (680 KUSD), los cuales son los salarios del personal que trabaja en la reparación de los equipos y tuberías, más el cambio de los equipos dañados por corrosión.

6. SELECCIÓN DEL SISTEMA DE MONITOREO DE CORROSIÓN MAS ADECUADO PARA AUMENTAR LA CONFIABILIDAD DE LAS PLANTAS EN LA REFINERÍA DE CARTAGENA

Se realizará un estudio de factibilidad que incluye un análisis financiero y un análisis de riesgos para escoger la mejor alternativa de monitoreo de la corrosión en la Refinería de Cartagena, aumentando la confiabilidad operativa de sus plantas, y principalmente disminuyendo el riesgo de los trabajadores que operan estas plantas.

El estudio consta de dos alternativas definidas,

1. Alternativa A: Implementar un sistema de monitoreo en línea de la corrosión.
2. Alternativa B: Implementar un sistema semi – automático de monitoreo de la corrosión.

El estudio de factibilidad se va a realizar para un tiempo de 20 años, porque es el tiempo estimado de duración de los equipos que se utilizarán para monitorear la corrosión en el sistema mejorado.

6.1. ANÁLISIS FINANCIERO

En el análisis financiero se va a calcular el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR), para al final hacer una matriz de riesgos y decidir de esta forma el sistema que mejor ayude a cumplir los objetivos definidos por la Refinería de Cartagena.

1) Valor presente neto (VPN): El Valor Presente Neto (VPN) es el método más conocido a la hora de evaluar proyectos de inversión a largo plazo. Permite determinar si una inversión cumple con el objetivo básico financiero, que es maximizar la inversión. Por medio del valor presente neto se puede saber a que equivale en pesos de hoy, todos los ingresos y egresos que constituyen el proyecto.

Ese cambio en el valor estimado puede ser positivo, negativo o continuar igual, lo que se interpreta así:

- Cuando el valor presente neto es mayor que cero ($VPN > 0$), significa que los ingresos exceden a los egresos, por lo tanto, el proyecto generará ingresos y se puede aceptar.
- Cuando el valor presente neto es igual a cero ($VPN = 0$), significa esto que durante el tiempo de vida del proyecto los ingresos son iguales a los egresos, lo que significa que no generará ingresos ni pérdidas. Bajo esta circunstancia se deja en manos del inversionista llevar a cabo el proyecto o no.
- Cuando el valor presente neto es menor a cero ($VPN < 0$), habrá pérdidas económicas durante la vida del proyecto, ya que los egresos son mayores que los ingresos, y lógicamente el proyecto debe ser rechazado.

2) Tasa interna de retorno (TIR): La tasa interna de retorno - TIR -, es la tasa que iguala el valor presente neto a cero. La tasa interna de retorno también es conocida como la tasa de rentabilidad producto de la reinversión de los flujos netos de efectivo dentro de la operación propia del negocio y se expresa en porcentaje. También es conocida como Tasa crítica de rentabilidad cuando se compara con la tasa mínima de rendimiento requerida (tasa de descuento) para un proyecto de inversión específico. La evaluación de los proyectos de inversión cuando se hace con base en la Tasa Interna de Retorno, toman como referencia la tasa de descuento. Si la Tasa Interna de Retorno es mayor que la tasa de descuento, el proyecto se debe aceptar pues estima un rendimiento mayor al mínimo requerido, siempre y cuando se reinviertan los flujos netos de efectivo. Por el contrario, si la Tasa Interna de Retorno es menor que la tasa de descuento, el proyecto se debe rechazar pues estima un rendimiento menor al mínimo requerido.²⁹

El cálculo de la TIR se efectúa mediante ensayos de prueba y error.

Para calcular la TIR se deben seguir los siguientes pasos:

Intuitivamente, se escoge una tasa de interés y se calcula el valor presente neto. Si el resultado es mayor que cero, se escogen tasas de interés mayores hasta que el resultado del valor presente neto de menor que cero, de esta forma se establecen los límites superior e inferior del ensayo de prueba y error.

Se continúa probando con otras tasas de interés para ir reduciendo el margen entre $VPN > 0$ y el $VPN < 0$, hasta que se halle una tasa de interés que haga el valor presente neto = 0. De esta forma encontraremos entonces la tasa de interés que hace el valor presente neto igual a cero, y por definición sabemos que esa es la TIR del proyecto.

6.1.1. Alternativa A: Implementar un sistema de monitoreo en línea

²⁹ <http://pymesfuturo.com/tiretorno.htm>

Después de aplicar el valor presente neto y la tasa interna de retorno para esta alternativa (Anexo F y Anexo G respectivamente), se obtuvo el siguiente resultado:

VPN = 4.288,32 KUSD
TIR = 120 %

6.1.2. Alternativa B: Implementar un sistema semi – automático de monitoreo de la corrosión.

Después de aplicar el valor presente neto y la tasa interna de retorno para esta alternativa (Anexo H y Anexo I respectivamente), se obtuvo el siguiente resultado:

VPN = 4.132,35 KUSD
TIR = 326 %

6.2. ANALISIS DE RIESGOS

El factor de riesgo se define como la medida del riesgo a nivel económico, ambiental, personal y para la imagen de la empresa, en donde se definen las probabilidades y consecuencias que se dan en caso de que un determinado equipo falle. El factor de riesgo se determina a partir de la matriz RAM o matriz de evaluación de riesgos; donde se obtiene valiosa información acerca de la criticidad de los equipos, lo que permite a la persona encargada del mantenimiento de los equipos, evaluar la frecuencia de ocurrencia de las fallas con las consecuencias que traen las mismas en todos los niveles para la compañía (ambiental, personal, económico e imagen).

El análisis de riesgos, o evaluación de riesgo PHA (Por sus siglas en inglés: Process Hazards Analysis), es una metodología que sirve para identificar y evaluar probables daños y pérdidas a consecuencia del impacto de una amenaza sobre grupos de personas, comunidades y municipios.³⁰

Importancia y beneficios del análisis de riesgos:

- Especifica características de las amenazas en cuanto a duración, intensidad y probabilidad de ocurrencia y pone un valor numérico a la amenaza.
- Hace el estudio sobre la capacidad de sistema o de un elemento expuesto (donde la persona es el centro de atención) para hacer enfrentar, eludir o neutralizar los efectos de determinados eventos naturales o generados por los humanos.

³⁰ <http://www.gtz.de/en/weltweit/lateinamerika-karibik/el-salvador/18863.htm>

- Identifica elementos expuestos dentro del territorio (personas o elementos potencialmente vulnerables (viviendas, centros escolares, producción agrícola, el bosque, otros)
- Cuantificar la vulnerabilidad y darle un valor para lo cual se obtiene un promedio de los valores de exposición, fragilidad y resiliencia
- Elabora y coordina con la población recomendaciones realistas para reducir las situaciones de riesgo.
- Hace evidente el carácter de interrelación interinstitucional y comunitaria para el desarrollo y los aportes entre los diferentes niveles de actores
- Da seguridad a la población y sostenibilidad a las inversiones en actividades socioeconómicas
- Sensibiliza a los actores sobre los riesgos existentes
- Determina las capacidades del estado para enfrentar tareas de reconstrucción y definir requerimientos de cooperación internacional
- Es una herramienta que permite diseñar y evaluar alternativas de acción con la finalidad de mejorar la toma de decisiones para priorizar las inversiones en el nivel local y nacional.

El análisis de riesgos ayudará a decidir cuál será la mejor alternativa para optimizar el sistema de monitoreo de corrosión en la Refinería de Cartagena, comparando los resultados de los resultados de este análisis con el análisis financiero ya realizado.

Para hacer el análisis de riesgo a las alternativas de mejora del sistema de monitoreo de la corrosión en la Refinería de Cartagena, se utilizó la matriz de evaluación de riesgos (RAM por sus siglas en inglés "Risk Assessment Matriz")³¹, que se muestra en el anexo J.

Los resultados de aplicar la matriz RAM a las alternativas del proyecto de mejora del sistema de monitoreo de la corrosión en la Refinería de Cartagena, son los siguientes:

1). Alternativa A: Instalar el sistema de monitoreo en línea

Personas: Incapacidad temporal (> 1 día) ((3)
 Probabilidad: Ha ocurrido en la industria (B)
 Riesgo: 3B = L

Económica: Importante (10 K a 100 K) (2)
 Probabilidad: Ha ocurrido en la industria (B)
 Riesgo: 2B = N
 Ambiental: Leve (1)
 Probabilidad: Ha ocurrido en la industria (C)

³¹ <http://sidoe1.ecopetrol.com.co/MotroV2/consulta?accion=verDocs&id=80237>

Riesgo: 1C = N

Clientes: Quejas y/o reclamos (2)
Probabilidad: Ha ocurrido en la industria (N)
Riesgo: 2B = N

Imagen de la empresa: Interna (1)
Probabilidad: Ha ocurrido en la empresa (C)
Riesgo: 1C = N

2). Alternativa B: Instalar sistema semi-automático

Personas: Incapacidad permanente (Parcial o total) (4)
Probabilidad: Ha ocurrido en la industria (B)
Riesgo: 4B = M

Económica: Severo (100 K a 1 M) (3)
Probabilidad: ocurrido en la industria (L)
Riesgo: 3L

Ambiental: Menor (2)
Probabilidad: Ha ocurrido en la industria (C)
Riesgo: 2C = L

Clientes: Quejas y/o reclamos (2)
Probabilidad: Ha ocurrido en la industria (C)
Riesgo: 2C = L

Imagen de la empresa: Local (2)
Probabilidad: Ha ocurrido en la empresa (C)
Riesgo: 2C = N

3). Alternativa C: No hacer nada

Personas: Una o más fatalidades (5)
Probabilidad: Ha ocurrido en la empresa (H)
Riesgo: 5C = H

Económica: Grave (1 M a 10 M) (4)
Probabilidad: Ha ocurrido en la empresa (M)
Riesgo: 4C = M
Ambiental: Mayor (4)
Probabilidad: Ha ocurrido en la empresa (M)

Riesgo: $4C = M$

Clientes: Quejas y/o reclamos (2)

Probabilidad: Ha ocurrido en la empresa (L)

Riesgo: $2C = L$

Imagen de la empresa: Nacional (4)

Probabilidad: Ha ocurrido en la empresa (H)

Riesgo: $4C = H$

7. SISTEMA ESCOGIDO PARA SER IMPLEMENTADO

Después de realizar un técnico-económico, este trabajo recomienda a la Refinería de Cartagena implementar el sistema de monitoreo en línea de la corrosión, ya que es la opción que mejores resultados le brinda, tanto económicamente como operacionalmente, y sobretodo es la que menos riesgo presenta a la integridad del trabajador y al medio ambiente.

La matriz de evaluación de riesgos ó matriz RAM, cuya descripción se encuentra en el anexo L, arrojó los siguientes resultados:

- ✓ Mientras que para el sistema semi automático, el riesgo económico y ambiental es bajo al instalar el sistema en línea este riesgo se convierte en nulo.
- ✓ El riesgo que corren los trabajadores operando el sistema de monitoreo semi automático es catalogado como medio por la matriz de evaluación de riesgos, mientras que para el sistema de monitoreo en línea, es bajo.

8. CONCLUSIONES

Con la terminación del presente trabajo se concluye:

- El resultado del estudio técnico-económico para el mejoramiento del sistema de monitoreo de la corrosión en la Refinería de Cartagena, dio como resultado que el sistema en línea es la mejor alternativa para ser implementada, por tener menos riesgos de operación y tener mayor rentabilidad al final del tiempo de vida útil del proyecto.
- El sistema escogido después de hacer el análisis técnico-económico es una herramienta que permitirá implementar mejoras en el diagnóstico, predicción, prevención y corrección de daños en los equipos y de esta forma contribuirá hacia los cambios de cultura que el mantenimiento de hoy nos exige.
- La implementación de este nuevo sistema para el control de la corrosión en la refinería de Cartagena dará inicio a una capacitación a los operadores de planta y técnicos en la prevención de la corrosión.

9. RECOMENDACIONES

Para completar los resultados obtenidos en este trabajo, se recomienda lo siguiente:

- Hacer extensivo el diagnóstico e identificación de los equipos críticos de la planta de servicios industriales.
- Implementar a través de los programas del desarrollo organizacional de la refinería de Cartagena la capacitación y el entrenamiento adecuado del personal que se encargará del manejo de éste sistema en la Refinería de Cartagena una vez se instale para un correcto desempeño del mismo.

BIBLIOGRAFIA

- ✓ ALCANCE Y ÉXITO DE LA CORROSIÓN. Anton De S. Brasunas. Empresa colombiana de petróleos Ecopetrol.
- ✓ [http://www.alspi.com/Spanish/corrosion%20monitoring%20\(spanish\).pdf](http://www.alspi.com/Spanish/corrosion%20monitoring%20(spanish).pdf)
- ✓ <http://www.gas-training.com/files/protc-corrosion.pdf>
- ✓ <http://www.pemex.com/files/standards/definitivas/nrf-005-pemex-2000d.pdf>
- ✓ http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen1/ciencia2/09/htm/sec_9.html
- ✓ [http://www.alspi.com/Spanish/corrosion%20monitoring%20\(spanish\).pdf](http://www.alspi.com/Spanish/corrosion%20monitoring%20(spanish).pdf)
- ✓ http://www.fisicanet.com.ar/quimica/corrosion/ap03_corrosion.php
- ✓ <http://es.wikipedia.org/wiki/Corrosi%C3%B3n>

ANEXOS

ANEXO A GLOSARIO DE TÉRMINOS

ACERO AUSTENITICO: El acero austenítico es el acero inoxidable que se obtiene agregando níquel a la aleación, transformando el material en austenita. Los más utilizados son los denominados AISI 304, 310, 316 y 317. Tienen una excelente resistencia a la corrosión, no se endurecen por tratamiento térmico y se pueden utilizar tanto a temperaturas criogénicas como a temperaturas elevadas dependiendo del tipo de acero elegido. El 310 puede utilizarse hasta 1150 °C.

ANODO: Un electrodo en el que se produce la oxidación de la superficie del ánodo o de algún componente de la solución

CASCARILLA: La capa pesada de óxido formada durante la fabricación en caliente o tratamiento térmico de metales y aleaciones.

CÁTODO: El electrodo de una celda en el cual se produce la reducción

INFLACIÓN: Aumento continuo, sustancial y general del nivel de precios de la economía, que trae consigo aumento en el costo de vida y pérdida del poder adquisitivo de la moneda. En la práctica, la inflación se estima como el cambio porcentual del Índice de Precios al Consumidor.

LUCRO CESANTE: El lucro cesante es una forma de daño patrimonial que consiste en la pérdida de una ganancia legítima o de una utilidad económica por parte de la víctima o sus familiares como consecuencia del daño, y que ésta se habría producido si el evento dañoso no se hubiera verificado. Es, por tanto, lo que se ha dejado de ganar y que se habría ganado de no haber sucedido un daño.

ANEXO B
ESPEORES DE TUBERIAS

DIAMETRO NOMINAL	ESPEOR (pulgadas)	ESPEOR (pulgadas)
1/8		0,095
1/4		0,119
3/8		0,126
1/2		0,147
3/4		0,154
1		0,179
1 1/4		0,191
1 1/2		0,2
2		0,218
2 1/2	0,203	
3	0,216	
3 1/2	0,226	
4	0,237	
5	0,258	
6	0,28	
8	0,322	
10	0,365	
12	0,406	
14	0,437	
16	0,5	
18	0,562	
20	0,593	
24	0,687	
32	0,688	
36	0,75	

- Tabla suministrada por ingenieros de confiabilidad de la Refinería de Cartagena.

ANEXO C
ESPEORES PARA RETIRO DE TUBERÍAS

ESPEORES MINIMOS DE RETIRO PARA TUBERÍAS DE PROCESO PETROQUÍMICO					
	EXXON	CHEVRON	MOVIL	TEXACO	ECP
½"	0.02	0.07	0.08	-	-
¾"	0.02	0.07	0.09	0.06	-
1"	0.02	0.07	0.09	0.06	-
2"	0.02	0.07	0.10	0.06	0.094
3"	0.06	0.07	0.11	0.08	0.094
4"	0.06	0.09	0.13	0.09	0.094
6"	0.09	0.10	0.15	0.10	0.125
8"	0.09	0.10	0.18	0.10	0.125
10"	0.09	0.10	0.20	0.10	0.156
12"	0.09	0.10	0.20	0.10	0.156
14"	0.12	0.10	0.20	0.12	0.188
16"	0.12	0.10	0.20	0.12	0.188
18"	0.12	0.10	0.20	0.12	0.188
20"	0.13	0.10	0.20	0.12	0.188
22"	0.15	0.10	0.20	0.12	0.188
24"	0.16	0.10	0.20	0.14	0.188
26"	0.17	0.10	0.25	0.14	0.188
28"	0.19	0.10	0.25	0.14	0.188
30"	0.20	0.10	0.25	0.15	0.188
32"	0.21	0.10	0.25	0.15	0.188
36"	0.24	0.10	0.25	0.15	0.188
38"	0.25	0.10	0.25	0.18	0.188

- Tabla suministrada por ingenieros de confiabilidad de la Refinería de Cartagena.

ANEXO D
DETALLE DEL COSTO DE INSTALACION DEL SISTEMA EN LINEA PARA
MONITOREO DE LA CORROSIÓN

• 21 Probetas ER	USD 20.000
• 21 Transmisores 4-20 mA	USD 126.000
• Cable 4-20 mA	USD 0.5 / metro
• 1 Probeta Microcor	USD 1200
• 1 Adaptador Microcor	USD 730
• 1 Transmisor Microcor	USD 6705
• 1 Junction Box (JB) para probeta Microcor	USD 842
• Cable de la JB al ICMS3	USD 15 / pie
• Cable RS485 del transmisor Microcor a la Junction Box (JB)	USD 562 + USD 11 / pie
• Computador ICMS3 con todas las características de hardware y software para implementar el sistema	USD 125.000
• Software interface Modbus, para transmitir datos desde el DCS hasta el ICMS3	USD 13.000
• Costos del servicio de Supervisión por experto de RCS, revisión y pruebas al sistema; tiempo estimado de 7 días	USD 30.000
• Costos operativos aproximados (Tiempo estimado: 8 meses)	USD 200.000

CABLE	LONGITUD	VALOR TOTAL
Cable 4-20 mA	21 m	10,5 USD
Cable de la JB al ICMS3: USD 15 / pie	206 ft	3,90 USD
Cable RS485 del transmisor Microcor a la Junction Box (JB): USD 562 + USD 11 / pie	206 ft	2, 828 USD

- Datos suministrados por la multinacional Rohrback Cosasco Systems

Por lo tanto, el costo de instalación del sistema on line para el monitoreo de la corrosión es de 644,62 KUSD

ANEXO E

DETALLE DEL COSTO DE INSTALACION DEL SISTEMA CON DATALOGGER PARA MONITOREO DE LA CORROSIÓN

• 21 probetas ER	USD 20.000
• 21 Remote Data Collectors (RDC)	USD 130.760
• 21 Adaptadores RDC tipo A a tipo B	USD 4400
• 1 Equipo Corrdata Mate II	USD 13.410
• 21 Baterías de reserva para los RDC	USD 8000
• 1 probeta Microcor	USD 1.200
• 1 Adaptador Microcor	USD 730
• 1 Transmisor Microcor	USD 6705
• 1 Datalogger Microcor	USD 2700
• 1 Cable Transmisor a Datalogger (10 pies de longitud)	USD 905
• Datos suministrados por la multinacional Rohrback Cosasco Systems	

Costos operativos aproximados (Tiempo estimado: 60 días): USD 30.000

A este sistema no hay que comprarle cable porque el único cable que utiliza es el que va desde las probetas hasta cada uno de los Datalogger, y esos cables vienen con la compra de cada uno de ellos.

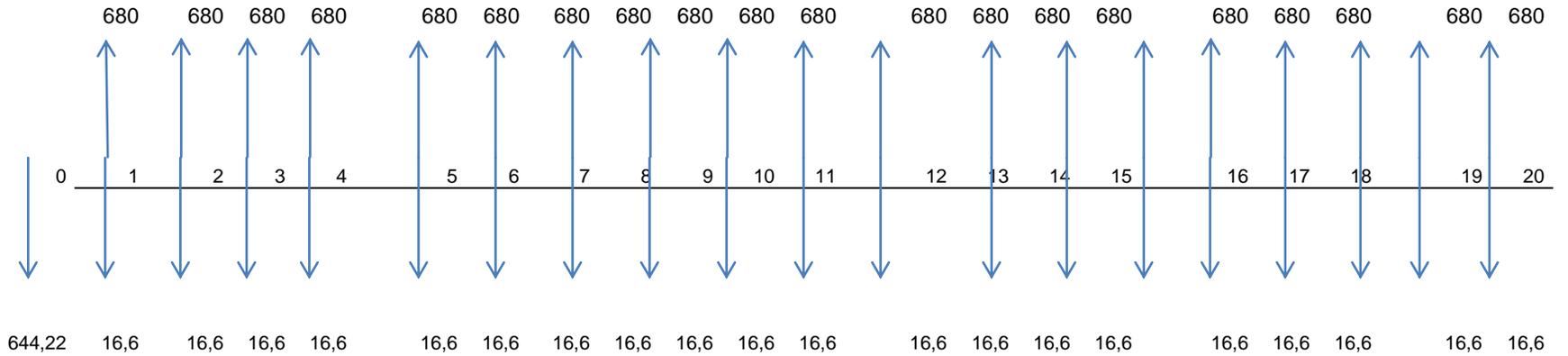
Por lo tanto, el costo de instalación del sistema semi automático para el monitoreo de la corrosión es de 218,81 KUSD.

ANEXO F

CALCULO DEL VALOR PRESENTE NETO DE LA ALTERNATIVA A (SISTEMA DE MONITOREO EN LINEA)

INVERSIÓN INICIAL **644,22** KUSD

ICP **15 %**



AÑO	INGRESOS	EGRESOS	FNE
1,00	680	16,6	663,4
2,00	680	16,6	663,4
3,00	680	16,6	663,4
4,00	680	16,6	663,4
5,00	680	16,6	663,4
6,00	680	16,6	663,4
7,00	680	16,6	663,4
8,00	680	16,6	663,4
9,00	680	16,6	663,4
10,00	680	16,6	663,4

AÑO	INGRESOS	EGRESOS	FNE
11	680	16,6	663,4
12	680	16,6	663,4
13	680	16,6	663,4
14	680	16,6	663,4
15	680	16,6	663,4
16	680	16,6	663,4
17	680	16,6	663,4
18	680	16,6	663,4
19	680	16,6	663,4
20	680	16,6	663,4

VPN = 4.288,32 KUSD

ANEXO G

CALCULO DE LA TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) DE LA ALTERNATIVA A
SISTEMA DE MONITOREO EN LINEA

SISTEMA DE MONITOREO EN LINEA

PERIODO	VALOR
0	-644,62 KUSD
1	680 KUSD
2	680 KUSD
3	680 KUSD
4	680 KUSD
5	680 KUSD
6	680 KUSD
7	680 KUSD
8	680 KUSD
9	680 KUSD
10	680 KUSD
11	680 KUSD
12	680 KUSD
13	680 KUSD
14	680 KUSD
15	680 KUSD
16	680 KUSD
17	680 KUSD
18	680 KUSD
19	680 KUSD
20	680 KUSD

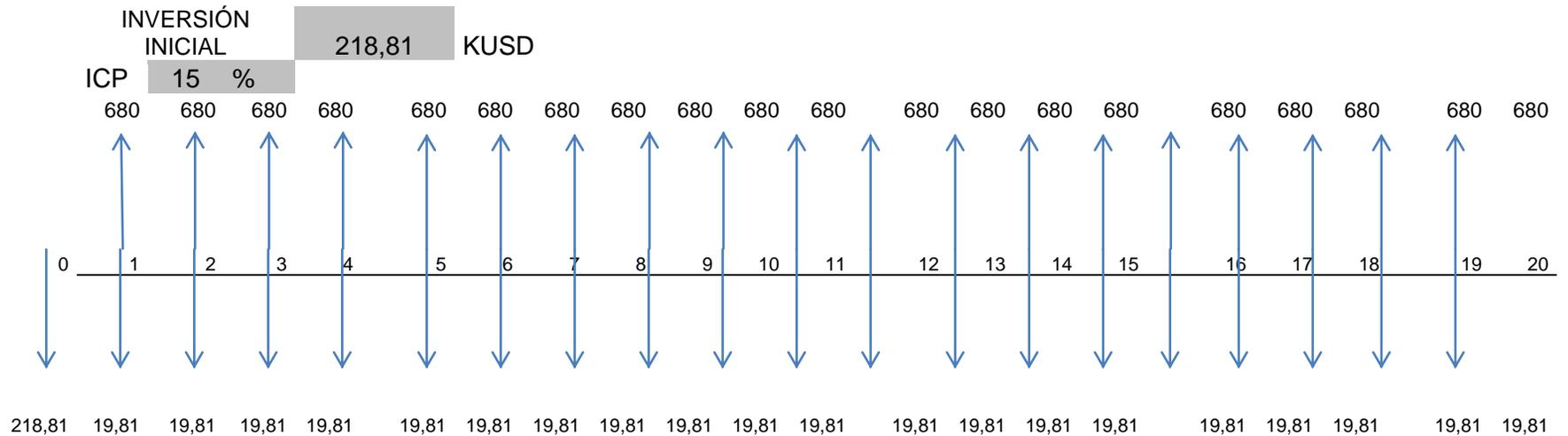
DATOS INICIALES

ICP=	15	%
INGRESOS		
ANUALES	680	KUSD

TIR =	105%
-------	------

ANEXO H

CALCULO DEL VALOR PRESENTE NETO DE LA ALTERNATIVA B (SISTEMA DE MONITOREO SEMI-AUTOMÁTICO)



AÑO	INGRESOS	EGRESOS	FN
1,00	680	19,81	660,2
2,00	680	19,81	660,2
3,00	680	19,81	660,2
4,00	680	19,81	660,2
5,00	680	19,81	660,2
6,00	680	19,81	660,2
7,00	680	19,81	660,2
8,00	680	19,81	660,2
9,00	680	19,81	660,2
10,00	680	19,81	660,2

AÑO	INGRESOS	EGRESOS	FN
11	680	19,81	660,2
12	680	19,81	660,2
13	680	19,81	660,2
14	680	19,81	660,2
15	680	19,81	660,2
16	680	19,81	660,2
17	680	19,81	660,2
18	680	19,81	660,2
19	680	19,81	660,2
20	680	19,81	660,2

VPN = 4.132,35 KUSD

ANEXO I

CALCULO DE LA TASA INTERNA DE RETORNO (TIR) DE LA ALTERNATIVA B
SISTEMA SEMI AUTOMÁTICO

SISTEMA DE MONITOREO EN LINEA

PERIODO	VALOR
0	-218,81 KUSD
1	680 KUSD
2	782 KUSD
3	899,3 KUSD
4	1034,195 KUSD
5	1189,32425 KUSD
6	1367,72289 KUSD
7	1572,88132 KUSD
8	1808,81352 KUSD
9	2080,13555 KUSD
10	2392,15588 KUSD
11	2750,97926 KUSD
12	3163,62615 KUSD
13	3638,17007 KUSD
14	4183,89558 KUSD
15	4811,47992 KUSD
16	5533,20191 KUSD
17	6363,18219 KUSD
18	7317,65952 KUSD
19	8415,30845 KUSD
20	9677,60472 KUSD

DATOS INICIALES

ICP=	15	%
INGRESOS ANUALES	680	

TIR = 326%

ANEXO J
MATRIZ DE VALORACIÓN DE RIESGOS Ó MATRIZ RAM

CONSECUENCIAS					PROBABILIDAD					
					A	B	C	D	E	
Personas	Económica	Ambiental	Clientes	Imagen de la empresa		No ha ocurrido en la industria	Ha ocurrido en la industria	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al año en el área
Una o más fatalidades	Catastrófica (> USD 10 M)	Masivo	Veto como proveedor	Internacional	5	M	M	H	H	VH
Incapacidad permanente (Parcial o total)	Grave (1 M a 10 M USD)	Mayor	Pérdida de participación en el mercado	Nacional	4	L	M	M	H	H
Incapacidad temporal (> 1 día)	Severo 100 K a 1 M USD)	Localizado	Pérdida de clientes y/o desabastecimiento	Regional	3	N	L	M	M	H
Lesión menor (Sin incapacidad)	Importante 10 K a 100 K USD)	Menor	Quejas y/o reclamos	Local	2	N	N	L	L	M
Lesión leve (Primeros auxilios)	Marginal (< 10 K USD)	Leve	Incumplir especificaciones	Internacional	1	N	N	N	L	L
Ninguna lesión	Ninguna	Ningún efecto	Ningún impacto	Ningún impacto	0	N	N	N	N	N

Donde;

L=

H=

Bajo

Alto

M=

VH=

Medio

Muy alto

N=

Nulo