

**DISEÑO DE UN MODELO DE GERENCIAMIENTO DE ACTIVOS PARA EL
PROGRAMA DE MONITOREO Y CONTROL DE LA CORROSIÓN DE LA
REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA DE ECOPETROL SA.**

FERNANDO PALOMINO CARRILLO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2012**

**DISEÑO DE UN MODELO DE GERENCIAMIENTO DE ACTIVOS PARA EL
PROGRAMA DE MONITOREO Y CONTROL DE LA CORROSIÓN DE LA
REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA DE ECOPETROL SA.**

FERNANDO PALOMINO CARRILLO

**TRABAJO DE GRADO PRESENTADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE
ESPECIALISTA EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS**

Director

HAYDEE QUIROGA BECERRA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2012

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	15
1 GLOSARIO	17
2 DEFINICION DEL PROBLEMA	19
3 JUSTIFICACION	20
3.1 <i>JUSTIFICACIÓN TEÓRICA</i>	20
3.2 <i>JUSTIFICACIÓN METODOLÓGICA</i>	21
3.3 <i>JUSTIFICACIÓN PRÁCTICA</i>	21
4 OBJETIVOS	22
4.1 <i>OBJETIVO GENERAL</i>	22
4.2 <i>OBJETIVOS ESPECÍFICOS</i>	22
5 MARCO DE REFERENCIA	23
5.1 <i>MARCO TEÓRICO</i>	23
5.1.1 Modelos de Gerenciamiento de Activos.1	23
5.1.2 Macro procesos de un modelo de gestión de activos	28
5.1.3 Modelo de Gestión Británico para el manejo de la Corrosión de plataformas en alta mar (“Off Shore”).	30
5.1.4 Modelo del Programa de Gerenciamiento de la Confiabilidad para tuberías (MORKEN)	35
5.1.5 Modelo Actual de Gestión de Activos de la GRB.	40
5.1.5.1 Corrosión, Monitoreo Y Control.	48
5.1.5.2 Procesos de Corrosión.	48
5.1.5.3 Contaminantes en el Crudo.	49
5.1.5.4 Por qué debemos Gestionar la Corrosión ?.	51
5.1.5.5 Importancia del Monitoreo y Control de la Corrosión	53
5.1.6. Tipos de crudos en Colombia, sus características e impacto sobre la corrosión en las unidades de producción de la GRB.	59
5.1.7 Efecto de la corrosividad de los crudos en las Unidades de Destilación Primaria de la Refinería.	62
5.1.8 Proyecciones de Producción de Crudos en Colombia	73
5.1.9 Nuevas Tecnologías de Monitoreo de la Corrosión	75
5.1.9.1 Introducción.	75
5.1.9.2 Descripción de la Tecnología MOTR.	77
5.2 <i>MARCO CONCEPTUAL</i>	98
5.3 <i>MARCO ESPACIAL</i>	103
6 METODOLOGIA	105
7 DISEÑO	108

7.1	<i>SELECCIÓN DEL MODELO DE GERENCIAMIENTO DE ACTIVOS PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LA CORROSIÓN</i>	109
7.2	<i>DEFINICIÓN DE POLÍTICAS, OBJETIVOS Y PLANES DEL PROGRAMA DE MONITOREO Y CONTROL DE LA CORROSIÓN DE LA GRB.</i>	111
7.2.1	La Gestión General de los Riesgos por Corrosión.	112
7.2.2	La Implementación Eficaz de los Recursos Humanos.	112
7.2.3	El Desarrollo de una Estructura Organizada adecuadamente.	113
7.2.4	Sistemas para satisfacer las cambiantes situaciones.	113
7.3	<i>DEFINICIÓN DE LA ORGANIZACIÓN, RESPONSABILIDADES Y RECURSOS REQUERIDOS PARA EL PROGRAMA</i>	117
7.4	<i>DEFINICIÓN DE LA PLANEACIÓN, LOS ESTÁNDARES, PROCEDIMIENTOS Y MAPAS DE PROCESO PARA EL PROGRAMA.</i>	125
7.4.1	Evaluación del Riesgo por Corrosión.	127
7.5	<i>DEFINICIÓN DE LA ETAPA DE EJECUCIÓN, CONSIDERACIONES PARA UN REDISEÑO DEL PROGRAMA EXISTENTE EN LA GRB.</i>	132
7.6	<i>DEFINICIÓN DE QUÉ TIPO DE ELEMENTOS SERÁN REQUERIDOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN, MONITOREO DEL DESEMPEÑO, DATOS, INDICADORES DE MEDICION DEL PROGRAMA.</i>	134
7.6.1	Monitoreo de la Corrosión.	134
7.6.2	Recolección de Datos.	138
7.6.3	Almacenamiento de Datos.	140
7.6.4	Análisis de Datos.	140
7.6.5	Seguimiento y Medición del Desempeño	141
7.6.6	Responsabilidad.	141
7.6.7	Frecuencia de Medición.	142
7.6.8	Indicadores de Desempeño.	143
7.7	<i>DEFINICION DEL GRADO DE AUDITORÍAS, INDICADORES Y LA FRECUENCIA DE LAS REVISIONES GERENCIALES REQUERIDAS PARA EL PROGRAMA.</i>	148
7.7.1	Revisión del Desempeño.	149
7.7.2	Frecuencias.	150
7.7.3	Procedimientos de Revisión.	151
7.7.4	Presentación de Informes.	152
7.7.5	Auditorías.	152
7.8	<i>DEFINICION DEL PROCESO DE CONTROL, ASEGURAMIENTO Y RETROALIMENTACIÓN PARA EL LOGRO DEL MEJORAMIENTO CONTINUO DEL PROGRAMA.</i>	154
7.8.1	Medidas Correctivas.	154

7.8.2 Mejores Prácticas (Best Practice) y Mejoramiento Continuo..... 156

CONCLUSIONES 158

RECOMENDACIONES 160

BIBLIOGRAFIA 162

ANEXOS 165

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Amenazas o Mecanismos de daño en la industria del petróleo y gas.	49
Tabla 2. Ranking de causas de incidentes por corrosión vs tipos de equipos.....	52
Tabla 3. Incidentes de Corrosión-erosión por sistemas.....	53
Tabla 4. Tipos de Crudos carga a la GRB.....	72
Tabla 5. Información Sistemas de monitoreo sugeridos para la GRB	97
Tabla 6. Comparación de costos de las diferentes técnicas.....	98
Tabla 7. Cuadro comparativo de las formas de gerenciar la corrosión.....	109

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Tipos de distribución de diferentes Modelos de Gestión de Activos en la Industria.	27
Figura 2. Marco para la Gestión exitosa de la corrosión	34
Figura 3. Diagrama General Modelo de Confiabilidad de Morken.....	36
Figura 4. Etapas del Modelo tipo flecha de Inteligencia del Riesgo.	37
Figura 5. Estructura Organizacional de la Gerencia Refinería de Barrancabermeja	41
Figura 6. Modelo de Gestión de Activos de la GRB	42
Figura 7. Equipo Núcleo como equipos de Gestión de la GRB.....	43
Figura 8. Cupones y probetas para el monitoreo de corrosión.....	56
Figura 9. Probetas de resistencia eléctrica para monitoreo de corrosión.....	59
Figura 10. Sistemas afectados por Sulfidación y Sulfidación+Nafténicos en Unidades de Destilación de la GRB.	64
Figura 11 . A-B- Datos de MOTR en una corriente de gas deshidratado.....	78
Figura 12. Esquema de la migración de monitoreo de corrosión “off line” a “on line” tiempo real	80
Figura 13. Esquema de campo eléctrico y pines sensores.	82
Figura 14. (A) Marcaje de la posición de la matriz de pines de acuerdo al plano del fabricante; (B) Soldadura de los pines; (C) Conectar cables a cada uno de los pines soldados, agrupando el cableado; (D) Protección externa de la matriz de pines.	83
Figura 15. Cinta Rightrax standard con 14 sensores de UT para medición de espesores.	87
Figura 16. Sistema Rightrax automatizado instalado en tuberías de proceso.	89

Figura 17. A-B- Arriba: Isométrico con la ubicación de los sensores Rightrax; Abajo: Perfil de espesores medido en tiempo real independiente para cada sensor.....	90
Figura 18. A) Sensor UT Rightrax HT; (B) Punto de monitoreo de espesor de pared.....	91
Figura 19. Probeta de alta velocidad de respuesta con transmisor inalámbrico. ..	94
Figura 20. Sistema de MOTR dispuestos en una red auto-organizable.....	95
Figura 21. Modelo propuesto para el gerenciamiento de Activos del Programa de Corrosión para la GRB.....	110
Figura 22. Organigrama propuesto para el Modelo de Gestión en Corrosión para la GRB	124
Figura 23. Esquema para la selección de un método de monitoreo de corrosión.	139
Figura 24. Indicador Global de control de la Corrosión en la GRB.....	148

LISTA DE GRAFICAS

	Pag.
Grafica 1. Producción de petróleo en Colombia según el tipo de crudo, periodo 2006-2009.....	61
Grafica 2. Porcentajes de TAN y S de los crudos cargados a la GRB entre 2004-2009.....	67
Grafica 3. Comportamiento histórico contenido de Na, Ca y Mg en los crudos de la GRB.	71
Grafica 4. Visualización de los datos tomados por el FSM y analizados en el software Multitrend.....	85
Grafica 5 .Caso de alta corrosión generalizada (azul) y baja tendencia al picado (rojo).	96
Grafica 6. Caso típico de ataque tipo “crevice corrosión” con presencia de corrosión general (azul) y corrosión localizada (rojo).....	97

LISTA DE ANEXOS

Pág.

Anexo A. Mapas para los sub-Procesos de Monitoreo y Control de la Corrosión para la G RB	138
---	-----

RESUMEN

TÍTULO

DISEÑO DE UN MODELO DE GERENCIAMIENTO DE ACTIVOS PARA EL PROGRAMA DE MONITOREO Y CONTROL DE LA CORROSIÓN DE LA REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA DE ECOPETROL SA.*

AUTOR

FERNANDO PALOMINO CARRILLO**

Ingeniero Metalúrgico

PALABRAS CLAVES

Corrosión, Refinería, Gestión de Activos, Modelos de gestión, Programa de Corrosión, Monitoreo y control de la corrosión.

CONTENIDO

Actualmente, las Refinerías de Ecopetrol SA, no han sido del todo actualizadas en metalurgia para poder procesar y refinar adecuadamente las dietas de crudos con mayor acidez y mayor contenido de especies corrosivas (TAN, %S, %Ca) que progresivamente se han incrementado durante la última década. Lo anterior, ha afectado la integridad, manifestándose en fallas con pérdida de contención, algunas con conflagraciones que han puesto en peligro la salud del personal y la seguridad de las instalaciones.

El procesar estos crudos de mayor acidez y de menor gravedad API, conlleva a un incremento en las tasas de corrosión y aumento del riesgo por pérdida de integridad de equipos y tuberías de proceso.

La exploración bibliográfica en busca del modelo permitió conocer y estudiar los modelos de gestión de activos utilizados por empresas multinacionales de petróleo y gas para el manejo de las amenazas por pérdida de integridad por corrosión.

Este modelo describe una verdadera política contra la corrosión e incluye el establecimiento de la estructura organizacional con responsabilidades definidas, las rutas para la presentación de informes, prácticas, procedimientos, procesos y recursos.

Finalmente, a través de este estudio se pudo lograr el diseño del modelo de gestión para el programa de corrosión de la GRB y la definición de cada una de las etapas que conforman el modelo.

* Monografía.

**Facultad de ingenierías fisicoquímicas. , Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Director: Ing. Haydee Quiroga Becerra

SUMMARY

TITLE

DESIGN OF A MODEL OF ASSET MANAGEMENT PROGRAM MONITORING AND CONTROL OF CORROSION OF REFINERY BARRANCABERMEJA ECOPETROL S.A.**

AUTHOR: FERNANDO CARRILLO PALOMINO*

KEYWORDS

Corrosion, Refinery, Asset Management, Management models, Program, Corrosion monitoring and corrosion control.

CONTENT

The failures of equipment and piping in process plants related to corrosion are the major source of risk to oil and gas installations. Corrosion can be the limiting factor in the lifetime of equipment and facilities by general deterioration and /or stinging and/or embrittlement half, which can lead to loss of containment of liquid and gaseous hydrocarbons and other fluids process.

The process these crudes higher acidity and lower API gravity, leads to increased corrosion rates and increased risk for loss of integrity of process equipment and piping.

This research was plotted as the search and selection objectives of the management model for the monitoring program and corrosion control of the Barrancabermeja Refinery of Ecopetrol SA, which was easily adapted to the standard model of Asset Management of the Refinery and the definition of each of the steps in the model, describing the activities, levels of responsibility and resources required.

The study was conducted following the methodology of research developed an exploratory and descriptive in an organized manner in order to obtain each of the specific objectives proposed.

This model describes an effective policy against corrosion and includes the establishment of organizational structure with defined responsibilities, the routes for reporting, practices, procedures, processes and resources.

Finally, through this study could achieve the design of the management model for the corrosion program GRB and the definition of each of the steps in the model, as proposed in the objectives set at the beginning of research.

*Project Degree

** Faculty of physicochemical engineering. School of Petroleum Engineering. Hydrocarbon Management Specialization. Director: Mr. Quiroga Becerra Haydee

INTRODUCCION

Fallas de equipos y tuberías en plantas de procesamiento relacionados con la corrosión son la mayor fuente de riesgo para la industria del petróleo y las instalaciones de gas. La corrosión puede ser la limitante de la vida útil de los equipos y las instalaciones por deterioro general, y/o picaduras y/o por un medio fragilizante, los cuales pueden conducir a la pérdida de contención de hidrocarburos líquidos y gaseosos, y otros fluidos de proceso.

La actual refinería de Barrancabermeja no fue diseñada desde sus inicios para procesar crudos pesados ni de alta acidez, pese a que sus plantas han sido modernizadas paulatinamente durante sus 90 años de existencia, aún no está apta para procesar este tipo de crudos que hoy en día son los de mayor abundancia a nivel mundial. Por esta razón, las refinerías de Colombia están siendo obligadas a cambiar sus esquemas operacionales buscando la mayor rentabilidad, competitividad y su sostenibilidad en el negocio de la refinación. Con el fin de lograr este propósito, ECOPETROL SA planea la construcción de nuevas plantas en sus dos refinerías, que operen con tecnologías de alta conversión y con metalurgias que permitan desde el diseño mitigar el riesgo por corrosión asociado al procesamiento.

Esta necesidad ha permitido madurar los proyectos de Modernización de las Refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, proyectos actualmente en desarrollo con proyección de puesta en marcha para los años 2014-2017 respectivamente.

El procesar estos crudos de mayor acidez y de menor gravedad API, conlleva a un incremento en las tasas de corrosión, condición que obliga a medir y monitorear aquellos circuitos en acero carbono y de baja aleación que anteriormente no eran de mayor interés porque presentaban bajas velocidades de corrosión.

En la última década, las refinerías de Ecopetrol SA han ido incrementando el porcentaje de estos crudos en sus cargas diarias, lo que también ha incrementado la probabilidad de falla por pérdida de integridad y sus consecuencias sobre la Seguridad, la Salud, y el Medio ambiente (HSE). Un daño presentado en vasijas a presión y/o tuberías de proceso por corrosión, también puede generar grandes pérdidas económicas.

Debido al impacto sobre la Salud, Seguridad, medio Ambiente y grandes pérdidas económicas ocasionadas por el deterioro de los equipos estacionarios y tuberías de proceso por corrosión, se hace necesario que todas las compañías productoras implementen dentro de sus planes de integridad y confiabilidad, un programa continuo para el monitoreo y control de la corrosión sobre los sistemas de mayor criticidad definidos mediante una matriz de riesgos (RAM). Este programa deberá estar orientado a mitigar las bajas en la producción, los productos fuera de especificaciones, los frecuentes mantenimientos y las paradas de planta no programadas.

Lo anterior, hace más evidente y necesario que las Refinerías cuenten con un verdadero programa de Gestión del Riesgo, encausado a mitigar la probabilidad de falla mediante un programa de inspección, monitoreo y control de la corrosión.

Actualmente, la Refinería de Barrancabermeja cuenta con un programa de corrosión con la necesidad de ser fortalecido en su direccionamiento, en sus políticas, objetivos y recursos asignados estructurándolo dentro de Modelo de Gestión de Activos.

Para el caso de las Refinerías de ECOPETROL SA, el programa de corrosión debe ser cada día más importante para las Gerencias, debido a que los nuevos yacimientos de crudo de carácter ácido y pesado, contienen mayor nivel de impurezas, especialmente sales, azufre y ácidos (TAN), causantes en la mayoría de los casos de los diferentes tipos de corrosión reportados en la literatura.

Este estudio es de gran importancia porque logra integrar las fortalezas del programa actual con las directrices de confiabilidad e integridad y propone el seguimiento de un modelo estándar que ha dado excelentes resultados en otros países con mayor desarrollo tecnológico.

1 GLOSARIO

GRB: Sigla de la Gerencia Refinería Barrancabermeja.

HSE: Sigla en inglés correspondiente a “Salud, Seguridad y Medio Ambiente”.

RAM: Sigla en inglés correspondiente a “Matriz de Valoración de Riesgos.”

RCM: Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad.

RRM: Gestión del Riesgo y la Confiabilidad.

RCA: Metodología de Análisis Causa Raíz.

QA/QC: Sigla en inglés correspondiente a “Aseguramiento y Control de la Calidad”.

TAN: Número Total de Acidez en los crudos (*Total Acid Number*)

ALARP: Sigla en Inglés correspondiente a la expresión “tan bajo como sea razonablemente práctico”.

RIESGO: Producto de combinar la probabilidad de ocurrencia de un evento específico no deseado con la severidad de sus consecuencias.

HAZOP: Sigla en inglés correspondiente a “Peligros y Operatividad”.

RBI: Sigla en Inglés del término Inspección Basada en Riesgo (Risk Based Inspection), basada en los códigos API 580 y API 581.

ISO: Sigla en inglés correspondiente a “Organización Internacional para la Estandarización”.

NACE: Sigla en inglés correspondiente a “Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión”, institución hoy en día conocida como NACE International.

API: Sigla en Inglés correspondiente a “Instituto Americano del Petróleo”.

ASME: Sigla en Inglés correspondiente a “Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos”.

ASNT: Sigla en Inglés correspondiente a “Sociedad Americana de Ensayos no Destructivos”.

AWS: Sigla en Inglés correspondiente a “Sociedad Americana de Soldadura”.

IAM: Sigla en inglés correspondiente a “Instituto de Gestión de Activos”.

MOTR: Monitoreo On line Tiempo Real.

TMER: Tiempo Medio entre Reparaciones

T/A: Proceso de Parada de Planta Programado.

DPNP: Días de parada de planta no programados.

PMRB: Proyecto de Modernización de la Refinería de Barrancabermeja. Consiste en adaptar la infraestructura de la Refinería para procesar mayor cantidad de crudos ácidos y pesados, y actualizar su configuración de conversión media a alta conversión.

2 DEFINICION DEL PROBLEMA

Actualmente, el distrito de la Gerencia de Refinación de Barrancabermeja de ECOPETROL SA (GRB), cuenta con un programa básico para el monitoreo y control de la corrosión en las Unidades de Proceso, el cual no contiene todos los elementos ni recursos necesarios para cumplir y satisfacer un modelo estructurado de gestión, que le permita ser más efectivo en cuanto a la consecución de resultados, capacidad de cubrimiento, ni tampoco obrar de manera anticipada para evitar las fallas que pueden ocurrir en los equipos estacionarios y tuberías que conforman los diferentes lazos de corrosión de las plantas industriales de la Refinería.

El pronóstico para superar esta situación consiste en proponer un modelo de gestión estándar que se ajuste fácilmente al organigrama actual e integre los aspectos de Oportunidad, Calidad y Efectividad, garantizando su sostenibilidad en el tiempo.

3 JUSTIFICACION

3.1 JUSTIFICACIÓN TEÓRICA

La justificación de esta investigación radica en la necesidad de robustecer el actual programa de monitoreo y control de corrosión de la GRB integrando nuevos elementos de gestión que logren satisfacer la mayor demanda actual y futura de monitoreo y control, debido a la mayor carga acida (TAN) y azufre (%S) que contienen los crudos de la región del Magdalena Medio, los cuales conforman gran parte de la carga actual de la Refinería, y las relacionadas con el naciente proyecto de modernización de la Refinería que contempla la construcción de nuevas plantas agregadas a la cadena de valor (PMRB).

Los criterios definidos que generan valor agregado a esta investigación son los siguientes:

- **Conveniencia:** Esta investigación es conveniente, puesto que busca suplir una necesidad manifiesta y brindar un nuevo enfoque de mayor relevancia que potencialice el programa de monitoreo y control de la corrosión en la GRB ajustándose a las necesidades actuales y futuras de la refinería.
- **Utilidad:** Esta investigación servirá como guía al grupo de profesionales que laboran en la Gerencia Técnica y/o en la Coordinación de Inspección e Integridad de Equipos de la GRB para llevar a cabo los cambios requeridos en el programa de monitoreo y control de la corrosión.
- **Trascendencia:** Este modelo podrá trascender a otros distritos de Ecopetrol SA, caso de la Refinería de Cartagena y/o a cualquiera de sus filiales o holding de empresas asociadas.
- **Beneficios:** Esta investigación busca mejorar el actual programa de corrosión haciéndolo más competitivo y sostenible en el tiempo.

- **Valor teórico:** Esta investigación exploró los modelos de gestión de activos utilizados por compañías internacionales de petróleo y gas.

3.2 JUSTIFICACIÓN METODOLÓGICA

Para desarrollar esta monografía se siguió un proceso de estructura lógica, en forma organizada, clara y precisa, cuyo fin fue alcanzar cada uno de los objetivos específicos propuestos. Esta metodología permitió realizar los análisis, las interpretaciones y la presentación de resultados dentro del rigor científico de una investigación.

Durante esta investigación, se revisaron procedimientos, técnicas, actividades y demás estrategias metodológicas que permitieron el logro de los objetivos trazados.

3.3 JUSTIFICACIÓN PRÁCTICA

Fue de especial interés profundizar en el tema del monitoreo y control de la corrosión puesto que participé en la conformación del programa y fui líder de éste durante dos años, además de haber sido integrante de la Coordinación de Inspección e Integridad de Equipos por un periodo de 18 años. Actualmente, esta Coordinación es quien tiene bajo su responsabilidad el programa actual de Monitoreo de Corrosión.

En primera instancia se investigó en el entorno industrial los métodos más eficaces para su manejo e implementación, las tecnologías asociadas al monitoreo, las técnicas de medición, los procedimientos estándar y las estrategias de gestión y control.

Tengo pleno convencimiento que la mejor forma de evitar los accidentes relacionados con la Integridad y Confiabilidad de equipos y tuberías de proceso es anticipándose a su ocurrencia, mediante un óptimo diseño (esfuerzos y metalurgia), un eficaz monitoreo y control de las velocidades de corrosión, el

monitoreo analítico y el control de las especies corrosivas, junto con la operación de las unidades de proceso dentro de sus respectivas ventanas operativas y ventanas de integridad.

Para esto se requiere conocer en detalle, los mecanismos de degradación y corrosión que pueden actuar y afectar las diferentes unidades de proceso, nuevas y existentes, que conforman la Refinería de Barrancabermeja; conocer la forma como estos mecanismos se mitigan ó se potencian, evaluando la probabilidad de ocurrencia, las consecuencias y los riesgos asociados a la falla. Lo anterior se puede lograr mediante un análisis minucioso de los datos y la información que arroje un programa de inspección y monitoreo efectivo con la ayuda de técnicas o metodologías como RBI (Inspección basada en Riesgo), RCA (análisis causa-raíz), RCM (mantenimiento centrado en la confiabilidad), y la valoración del riesgo mediante la matriz RAM, entre otras.

4 OBJETIVOS

4.1 OBJETIVO GENERAL

Diseñar un modelo estándar de gestión de activos para el programa de monitoreo y control de corrosión de la GRB, para su posterior implementación y puesta en marcha.

4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Seleccionar el modelo de gerenciamiento de activos que más se ajuste a las políticas y directrices de la compañía.

- Definir políticas, objetivos y planes del programa de monitoreo y control de la corrosión para el nuevo modelo propuesto para la GRB.
- Definir la organización, responsabilidades y recursos requeridos para nuevo programa sugerido para la GRB.
- Definición de estándares, procedimientos y mapas de proceso para el nuevo programa.
- Definir cómo será su implementación y qué tipo de elementos serán requeridos para monitorear el desempeño del nuevo programa.
- Definir el grado de auditorías, indicadores y la frecuencia de las revisiones gerenciales requeridas para el nuevo programa.
- Definir como debe ser el proceso de control, aseguramiento y retroalimentación para el logro del mejoramiento continuo para el nuevo programa.

5 MARCO DE REFERENCIA

5.1 MARCO TEÓRICO

En esta sección se realiza una descripción resumida de cada uno de los temas que son utilizados en el desarrollo de esta investigación:

5.1.1 Modelos de Gerenciamiento de Activos. Frente a los nuevos requerimientos del entorno se ha designado un nuevo papel a los Gerentes de

Operaciones en la Industria y que ha adoptado el término de “Gerencia de Activos” para describir el cuidado y utilización sostenida de las plantas físicas, infraestructura y sus servicios asociados. Si ampliamos el alcance para describir no solo los activos físicos, sino cualquier elemento medular de valor significativo para las compañías (reputación, licencias, capacidad de trabajo, experiencia y conocimiento, datos, propiedad intelectual, entre otros) entonces una “Gerencia Integrada de Activos” optimizada representa la mezcla sostenida de cuidado de activos y explotación de activos.

Anteriormente, el Director ó Gerente de la compañía era el único encargado de realizar una combinación optima de los grupos funcionales para alcanzar la relación costo-beneficio más alta posible. Esto comenzó a cambiar en los sectores industriales y principalmente en el sector del petróleo y gas en los años ochenta, debido a que la industria debió enfrentar nuevos retos del entorno (caída de precios, globalización, capacidad limitada para atender y administrar los riesgos y evitar desastres), lo cual forzó a una reaproximación fundamental del modelo del negocio y al reconocimiento de las grandes compañías de su pérdida de capacidad para mejorar su eficiencia operacional que sí ostentan las pequeñas industrias enfocadas en el activo. De tal manera, que permitió el surgimiento de las grandes compañías en unidades de negocio más pequeñas centradas en el activo, que tenían como característica común: la redención de cuentas por desempeño y la responsabilidad por inversiones y gastos.

Así, la unidad de negocio que tenía a cargo el uso del activo para la entrega de un producto o servicio pasó también a tener la responsabilidad completa de decisión por el uso del presupuesto para alcanzar, sostener y mejorar el desempeño, y pasaron a competir por recursos con el mercado abierto en términos de valor por dentro y fuera de la compañía.¹

El nuevo papel para los Gerentes cambió, ahora implica integrar la capacidad actual de las industrias para satisfacer las necesidades cada vez más estrictas de

¹ BRITISH STANDARDS INSTITUTE , PASS 55-2, Asset Management, Part 2- Guidelines for the Application of PASS 55-1, 2008

sus grupos de interés (“*stakeholders*”) consideradas como uno de los mayores riesgos operacionales del negocio de hoy.

De tal forma que las unidades del negocio y sus gerentes se enfrentaron a desarrollar un Modelo de Administración de Activos para:

- Aclarar y centrar las decisiones para garantizar las inversiones de capital que ofrecen a sus grupos de interés, los beneficios y las expectativas esperadas.
- La integración de un plan estratégico a largo plazo para los activos sin desatender los requerimientos de corto plazo versus las demandas de producción por parte de los grupos de interés.
- Mitigar el riesgo de las inversiones de tecnología, reconociendo las tecnologías emergentes relacionadas con el “*core del negocio*”, disminuyendo el nivel de incertidumbre en cuanto a costos y beneficios.
- Atender las exigencias que plantean las regulaciones o los estándares mundiales: OSHA 18000, ISO 14000, ISO 9000 e ISO 26000.

Los resultados típicos de un plan estratégico efectivo para la gestión de activos incluyen un aumento significativo en la capacidad utilizada, acompañada de una optimización en los costos de operación y una reducción responsable de los riesgos.

El desarrollo y aplicación de un Modelo de gestión integral de activos requiere de esfuerzos y conocimiento. La mayor parte de las compañías tienen dificultad en encontrar suficientes recursos para implementar una estrategia, mientras se continúa administrando las instalaciones. Sin una estrategia adecuada, los riesgos se incrementan.

La Gestión Integral de Activos (GIA) es un conjunto integrado de procesos, procedimientos y herramientas que derivan sistemáticamente el mayor valor de los

activos de las compañías, con una visión coherente de sus planes y objetivos, y con una participación que abarca a todos en la empresa. Además, esta gestión representa un nivel más alto del desempeño aplicado actualmente y reconocido por la comunidad organizacional actual. Esto implica que las organizaciones tienen la oportunidad para contribuir a la mejora de la confiabilidad de los activos y beneficiarse de los resultados. Estas iniciativas de mejoramiento han permitido establecer diferentes modelos de gestión de activos, que han sido diseñados, adoptados y aplicados por diferentes compañías alrededor del mundo.

En resumen, el propósito del modelo de gestión integral de activos es integrar las diferentes herramientas, estableciendo un modelo de desarrollo de mantenimiento para realizar diagnósticos al modelo establecido, identificar áreas de mejoramiento y de optimización, que permitan evaluar los progresos y hacer los ajustes necesarios para el logro de las mejores prácticas de mantenimiento.

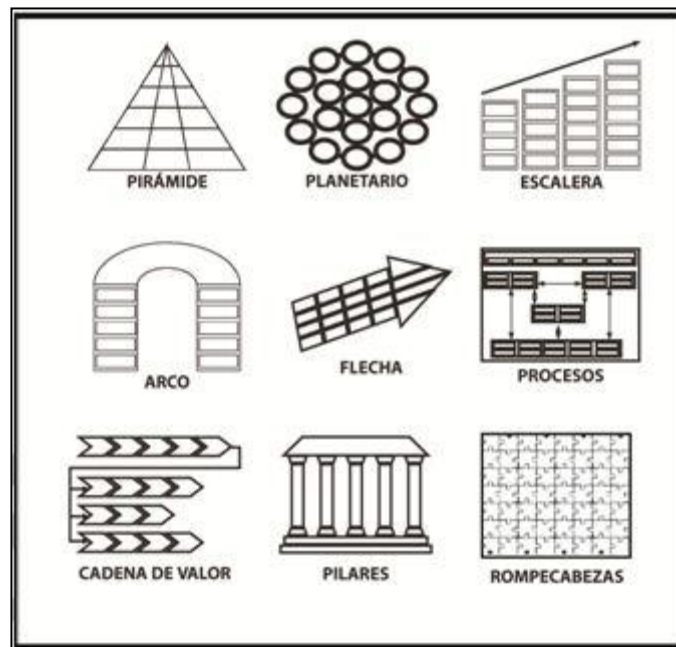
Por mejores prácticas se entiende que son referencias estándar para la gestión del activo con los siguientes atributos: reales, específicas, alcanzables y probadas en todo el mundo, que han hecho más eficientes su gestión de mantenimiento, reduciendo los costos de operación, mejorando la confiabilidad y la moral del personal.

Existen diferentes formas de distribución de los modelos de gestión de activos:

- Pirámide
- Planetario
- Escala
- Arco
- Flecha
- Procesos
- Cadena de Valor
- Pilares y
- Rompecabezas.

Cada compañía elige el que mejor se adecue a sus necesidades. La forma de representar estos modelos de gestión también ha sido adecuada según las necesidades y los requerimientos de los modelos de negocio, con el fin de representar la relación, interacción o secuencia de cada una de las etapas del modelo, como se observa en la Figura 1.

Figura 1. Tipos de distribución de diferentes Modelos de Gestión de Activos en la Industria.



Fuente: <http://confiabilidad.net/articulos/modelos de gestión integral>

Las características de cualquiera de estos modelos son:

- **Sencillos:** Todas las ideas más grandes son simples en concepto. Si no se mantiene sencillo, no son entendidos completamente ni son recordados, y fallan como principios directores.

- **Intuitivos:** Los actores deben poder entender los principios fundamentales sin la guía.
- **Útiles:** El modelo debe trabajar coherentemente en la aplicación.
- **Globales:** Todos los elementos necesarios para el éxito deben estar contenidos.
- **Replicables:** Se debe poder aplicar a organizaciones similares sin ningún traumatismo.
- **Sustentables:** Se debe soportar y sostener en el tiempo.

La pretensión de alcanzar un esquema global de propiedad de los nuevos conceptos del mantenimiento y activos, la fundamenta conceptualmente una propuesta metodológica que la constituye el “modelo de gestión de activos”.

El modelo está sustentado en fases de madurez de las organizaciones o macro procesos de mantenimiento. Cada fase o macro proceso, está representado por un grupo de elementos, el cual describe las funciones de mantenimiento particulares del negocio o de la organización que está siendo revisada.

Se evalúa cada elemento objetivamente para asegurar que los resultados se puedan comparar entre diferentes organizaciones y que los mismos reflejen el estado evolutivo de desarrollo del elemento de mantenimiento dentro de la organización.

5.1.2 Macro procesos de un modelo de gestión de activos.² A continuación se describen los macro procesos del modelo de gestión de activos y sus respectivos elementos.

- **Dirección de Mantenimiento:** Orienta, con un enfoque gerencial, la gestión de mantenimiento: proyecta, dirige, evalúa y crea definiciones para dirigir la

² ECOPETROL SA, Gerenciamiento de Activos tangibles en empresas del sector real: un paralelo entre la industria de Refinación de Crudos e Industria de Minerales en Colombia, 2010

organización de mantenimiento. Los elementos que la componen son: diagnósticos y auditorias, políticas corporativas, plan estratégico, estructura organizacional, gestión de personal, tablero de control de la gestión de mantenimiento, modelo de costos y “*benchmarking*”.

- **Ingeniería de Mantenimiento:** Selecciona, promueve, divulga, verifica y gestiona la aplicación de las mejores prácticas, herramientas y estrategias para mejorar la confiabilidad de los activos. Esta ingeniería está compuesta de varios elementos: Taxonomía, gestión de inventarios, análisis de vida residual, gestión de documentos, plan de mantenimiento, mantenimiento predictivo, RCM, análisis de fallas, definición de procesos, indicadores, cuidado de los activos, integración de operación con mantenimiento y sistema de información para mantenimiento (CMMS).
- **Administración de Intervenciones:** Realiza las actividades e intervenciones planeadas y no planeadas en activos e instalaciones de la organización, con el fin de garantizar la confiabilidad y disponibilidad de los equipos e infraestructura. Reúne los siguientes procesos: planeación de intervenciones, identificación de intervenciones, programación de intervenciones, análisis de datos de eventos, documentación y registro y ejecución de intervenciones.
- **Concepción de Activos:** Selecciona, diseña, instala, entrena, y entrega activos, equipos e instalaciones confiables, con una perspectiva integral que incluya el costo, la seguridad, la calidad, el volumen y el medio ambiente. Evalúa los siguientes ítems: adquisición de activos confiables, estandarización de activos, costo de ciclo de vida (LCC).
- **Procesos de Apoyo/soporte:** Proporcionan medios, instrumentos y elementos de apoyo requeridos para el desarrollo de los procesos de mantenimiento. Se compone de los siguientes pasos: gestión de

herramientas, gestión de procedimientos e instructivos y gestión de presupuestos.

- **Procesos Externos:** Coordinan y abastecen los recursos necesarios para los procesos (almacenes, compras y contratación).

El principal beneficio de aplicar correctamente los modelos de gestión de activos en una compañía es la “confiabilidad”.

5.1.3 Modelo de Gestión Británico para el manejo de la Corrosión de plataformas en alta mar (“Off Shore”).³

Este modelo busca una mejora en las prácticas de gestión de la corrosión en toda la industria de la producción de hidrocarburos. El principal objetivo del modelo es contribuir a una reducción del número de emisiones de hidrocarburos, atribuidos directamente a la corrosión, en el Reino Unido (UK) y extensible a otras plataformas en cualquier parte del mundo. Experiencias prácticas sobre plataformas en el Mar del Norte han demostrado que el desarrollo integral de los sistemas de gestión de la corrosión, junto con un alto compromiso del ente Operador, de los Contratistas de Mantenimiento, de los Especialistas y Consultores, pueden lograr una importante mejora en el funcionamiento de las instalaciones y plataformas mar adentro.

Este modelo de gestión funciona a diferentes niveles tanto técnicos como administrativos dentro de una misma organización. El grado de complejidad dependerá tanto del tamaño de la operación como del número de trabajadores, y de las funciones y responsabilidades de los administradores, ingenieros, técnicos de apoyo y personal contratista.

El modelo tiene entradas de información técnica en términos de riesgo, evaluaciones críticas de seguridad, y sistemas de control, para asegurar la

³ CAPCIS LIMITED FOR THE HEALTH AND SAFETY EXECUTIVE (HSE), *Review of Corrosion Management for Offshore Oil and Gas Processing, Offshore Technology Report, N° 044, Manchester, UK, 2001.*

disponibilidad de tratamiento químico requerido, la realización de las inspecciones y los monitoreos de corrosión. Estos a su vez, son determinados de acuerdo con los materiales de construcción (aleaciones resistentes a la corrosión versus acero al carbono), la corrosividad del fluido, tipos de agua, la edad del sistema de producción y las estrategias adoptadas para el mantenimiento.

Un análisis de los datos sobre emisiones de hidrocarburos en la industria de alta mar, arrojó que la corrosión es el segundo factor más frecuente que conduce a una pérdida de contención. Las fallas en las juntas y/o uniones bridadas están en el primer rango de mayor frecuencia.

La gestión de la corrosión en el modelo también cubre otros riesgos de la integridad, incluyendo los provenientes de SCC (“*Stress Corrosión Cracking*”), fragilización, erosión, etc., así como "la corrosión simple" (p.e. corrosión por picadura y corrosión en rendijas). Es cierto que hay muchas maneras de organizar y operar satisfactoriamente los sistemas de gestión, cada uno de ellos con una evaluación específica en función de factores tales como:

- Diseño.
- Etapa del ciclo de vida.
- Condiciones de proceso.
- Historia Operacional.

Del mismo modo, este modelo se enfoca directamente a las instalaciones de procesamiento de hidrocarburos “*off shore*”. Sin embargo, el marco general, puede ser adaptado para otras áreas donde la corrosión sea un problema, incluyendo: instalaciones submarinas, tuberías, instalaciones en tierra, etc.

Las políticas de corrosión proporcionan un marco estructurado para la identificación de los riesgos asociados con la corrosión, el desarrollo y el funcionamiento adecuado de las medidas de control de riesgos.

Un sistema general de gestión de la corrosión ha sido direccionado para proporcionar un marco de trabajo progresivo que es compatible con las exigencias de un sistema de manejo de la seguridad en alta mar. Es cuestión de velar por la integridad de los equipos de procesamiento de la infraestructura. Es decir, los empleadores deben tener planes efectivos y las organizaciones deben controlar, supervisar y revisar las medidas preventivas y de protección para garantizar la salud y la seguridad de los empleados.

La predicción de la tasa de degradación de la planta debido a la corrosión lleva un elemento de incertidumbre. La incertidumbre puede ser reducida por los sistemas de gestión de la corrosión que combinan las medidas de gestión proactiva y reactiva.

Hay un reconocimiento existente por parte de la industria del petróleo y del gas del Reino Unido de los costes a cargo de sus negocios, que pueden atribuirse a falta de control de la corrosión, y el consiguiente impacto sobre las operaciones. Estos pueden ser directos e indirectos:

COSTES DIRECTOS

- La inspección.
- La inhibición química.
- El monitoreo de la corrosión.
- Los recubrimientos de mantenimiento.

COSTES INDIRECTOS

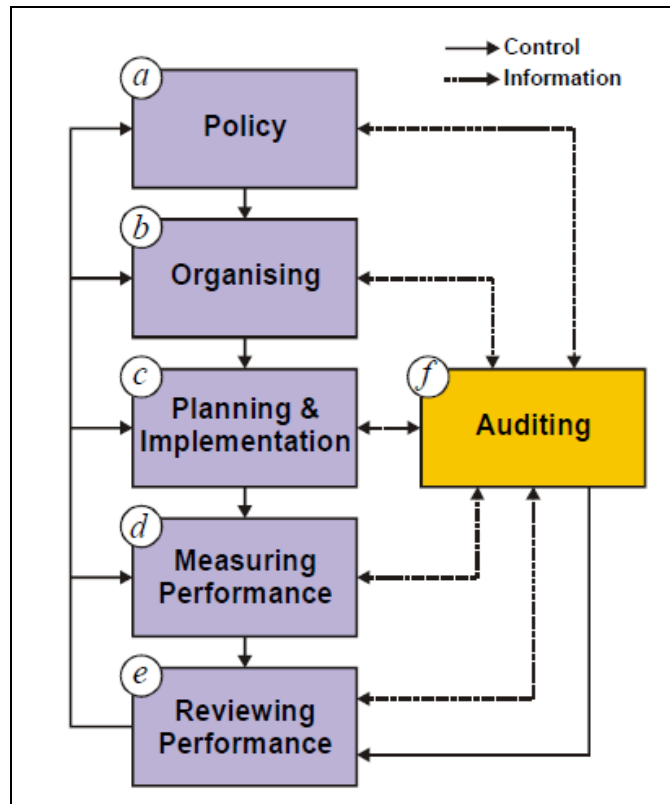
- El aumento del mantenimiento.
- Los diferidos o pérdidas de producción.
- La baja disponibilidad de la planta.
- La logística.

El modelo está enmarcado dentro de normas regulatorias que constituyen el marco para identificar los riesgos a través de un enfoque estructurado y un conjunto adecuado de medidas de control de riesgo desarrollado e implementado para su gestión. Estas regulaciones no se refieren únicamente a un estado obligatorio de gestionar la corrosión, sino también que el titular del derecho asegure la integridad del sistema y por lo tanto, la operación segura de sus instalaciones. La demostración del cumplimiento de la normativa requiere que el titular de la obligación garantice que sus sistemas de gestión contienen las medidas adecuadas para identificar los riesgos de corrosión, donde estos representan una amenaza para la seguridad y/o para la integridad de las instalaciones.

En la operación de una plataforma petrolífera, e instalaciones de gas, la gestión de la corrosión se encuentra dentro de la función de muchas partes de la organización del titular del derecho y cada vez se extiende más a las organizaciones contratistas. Por tanto, es importante que actividades de gestión de la corrosión se lleven a cabo dentro de un marco estructurado que sea visible, comprensible por todos y donde los roles y responsabilidades estén claramente definidas.

Los elementos clave de dicho marco, basado en un modelo HSE existente, se ilustra en la Figura 2. Este marco se está utilizando en el contexto de la gestión de la corrosión, y analiza los puntos claves, que pueden ser considerados como "mejores prácticas del sector de los hidrocarburos".

Figura 2. Marco para la Gestión exitosa de la corrosión



Fuente: *Successful Health and Safety Management*”, HS(G) 65, HSE Books 1991.

- a- Las políticas generales adoptadas por la organización.
- b- El papel y las responsabilidades de los administradores y del personal dentro de la organización, incluyendo el desarrollo y mantenimiento de las estrategias adecuadas.
- c- El desarrollo de los planes y procedimientos, además de los medios de aplicación de diversas medidas de control de la corrosión.
- d- Los métodos adoptados para la medición del desempeño del sistema contra criterios. pre-determinados.
- e- El uso de las revisiones sistemáticas y regulares del comportamiento del sistema.
- f- El uso periódico de las auditorías de los sistemas de gestión y seguimiento.

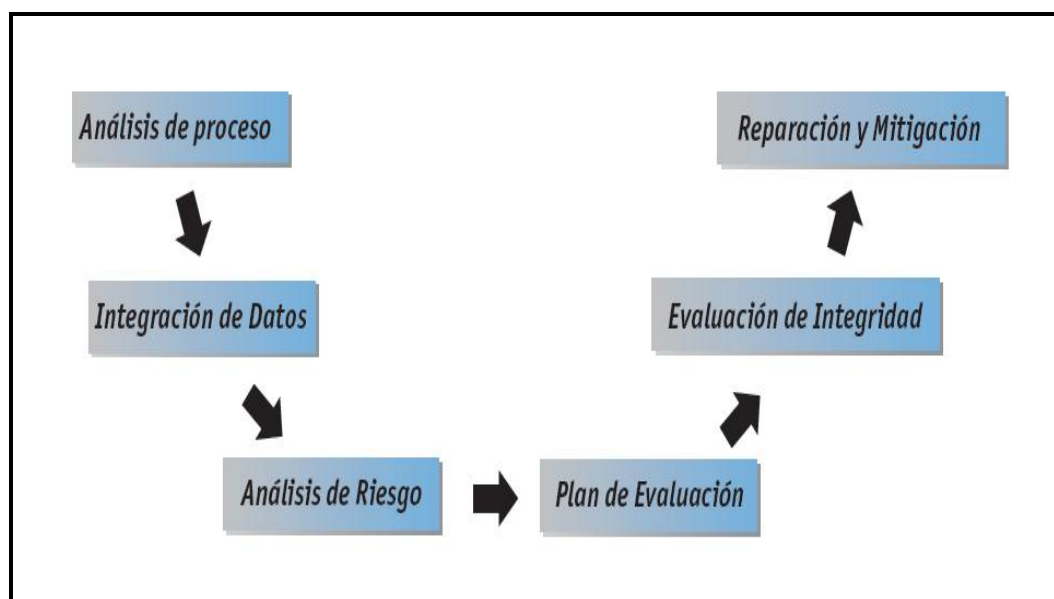
Los Pasos de la (a) a la (e) se refieren a la creación y al funcionamiento de un sistema de gestión, mientras que el paso (f), de auditoría, asegura que la estructura general sea funcional y que las lecciones se aprendan y se retroalimenten para mejorar en el futuro.

5.1.4 Modelo del Programa de Gerenciamiento de la Confiabilidad para tuberías (MORKEN).⁴ Morken es un proveedor de soluciones de Inteligencia de Riesgo para la industria del petróleo y del gas. El modelo de Inteligencia del Riesgo abarca mucho más que recolectar datos y aplicarlos a un modelo de riesgo determinado para sacar conclusiones, se trata de estar informado continuamente sobre la condición real de los activos.

Existen grupos responsables de la confiabilidad y viabilidad económica de dichos activos, estos pueden ordenar trabajos que afecten su toma de decisión en un futuro. La Figura 3 muestra un diagrama general del Modelo.

⁴ MORKEN, *American Innovations, Risk Intelligence Solutions*, Análisis y Gestión de Integridad de ductos e instalaciones, 2011.

Figura 3. Diagrama General Modelo de Confiabilidad de Morken.



Fuente: MORKEN American Innovations

El Modelo Morken provee sistemas de monitoreo portátiles para reunir datos sobre el estado y el rendimiento de los activos. Utiliza “*software*” para el análisis de datos de monitoreo de Operaciones desde el punto de vista de la Confiabilidad y para analizar los datos de Integridad desde el punto de vista del Gerenciamiento del Riesgo.

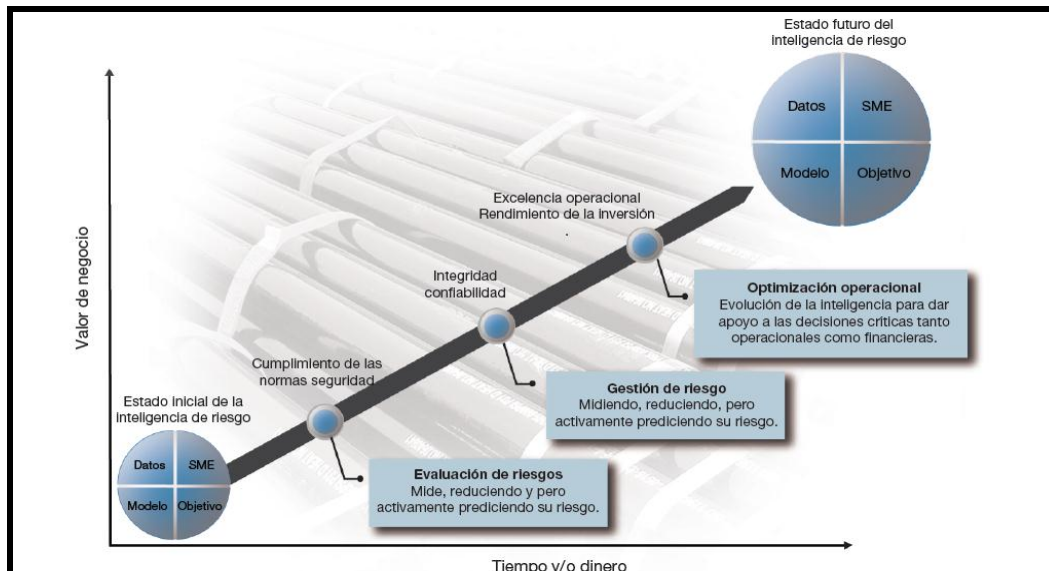
Estas soluciones probadas le permiten a los dueños y Operadores de líneas de hidrocarburos e instalaciones cumplir con las regulaciones estatales y con los estándares industriales, identificar y cuantificar áreas de alto riesgo y maximizar el rendimiento de las inversiones relacionadas con los programas de mantenimiento.

El modelo permite comprender el flujo de trabajo del Gerenciamiento de la Integridad, desde la recolección de datos hasta el análisis del Riesgo, desde la mitigación del Riesgo al Gerenciamiento proactivo de la Integridad.

Las soluciones de inteligencia del riesgo de Morken permiten que los encargados de la integridad no tengan que hacer grandes modificaciones en sus prácticas actuales, ellos mismos son los expertos de integridad quienes mejor conocen sus sistemas, quienes deciden como cuantificar y medir los riesgos, y como utilizar esta información dentro de la organización.

A medida que la organización evoluciona, ésta ganará más acceso a datos o activos, formulará más preguntas y requerirá mas soporte para sus decisiones. (Ver Figura 4).

Figura 4. Etapas del Modelo tipo flecha de Inteligencia del Riesgo.



Fuente: MORKEN American Innovations

Los objetivos iniciales deben ser modestos y alcanzables direccionados a la identificación de peligros. No es recomendable saturar de datos el sistema desde un principio, se deben utilizar los datos ya existentes, se agregan más datos a medida que son relevados, para crear modelos más sofisticados y ganar nuevas perspectivas.

La inteligencia adquirida no está limitada por la cantidad de datos ingresados al sistema, los modelos que se configuran e implementan generan datos resultantes que pueden ser utilizados de diversas formas para la toma de decisiones.

La organización con la implementación de este modelo podrá eliminar la distancia entre las decisiones operacionales sobre mantenimiento y las recomendaciones de Ingeniería sobre la integridad de los activos. Además, podrá tomar decisiones críticas basadas en resultados confiables con datos fieles y modelos confiables y repetibles.

También asegurará la continuidad del funcionamiento de sus activos recolectando experiencia sobre aquellos activos cuya vida útil supera a la mano de obra.

En conclusión, este modelo de desarrollo de la Inteligencia de Riesgo por Confiabilidad es una continua evolución de datos, experiencia y modelos que proveen una perspectiva útil para reducir el riesgo, controlar los costos y aumentar el rendimiento de la inversión.

Morken también provee la Plataforma de Inteligencia de Riesgo (PIR), que se convierte en un potente sistema de apoyo a las decisiones de la Gerencia de Integridad, y permite utilizar los modelos de referencia o bien construir unos nuevos orientados a diferentes objetivos gerenciales, tales como llevar a cabo tareas de mitigación de riesgo, moderar los costos ó cumplir con normas regulatorias, etc. Esta plataforma provee múltiples herramientas que le permiten acceder y analizar resultados, generar e interpretar reportes de integridad, así como análisis y visualizaciones.

Morken ofrece soluciones para el proceso de evaluación de la Gestión de Activos en temas tales como:

- Integración de datos para determinar áreas y regiones a evaluar.
- Clasificación e integración de los datos evaluados.

- Análisis de los datos recolectados para determinar la vida útil de los activos y los plazos de evaluación en el futuro.
- Recolección de datos, integración y análisis utilizando la plataforma de Inteligencia de Riesgo.
- Cálculos de intervalos de inspección basados en la rata de crecimiento de las anomalías o velocidades de corrosión

➤ **Evaluación Directa de la Corrosión Interna.**

El modelo realiza la evaluación de la corrosión interior en cuatro etapas:

- Pre-evaluación: Recolecta e integra los datos en la plataforma, determina la viabilidad y las regiones a evaluar.
- Inspección Indirecta: Integra y analiza los datos de la pre-evaluación para determinar el perfil de elevación del ducto. Recomienda posibles lugares con corrosión interna y establece las prioridades basadas en el análisis. Incorpora verificaciones de campo en todas las áreas críticas.
- Inspección Directa: Integra y analiza los datos de la inspección indirecta, selecciona los sitios para evaluación.
- Post-evaluación: integra y analiza los datos de la inspección directa para documentar los hallazgos, determina la efectividad del proceso y define los intervalos de re-evaluación.

➤ **Evaluación Directa de Fisuras por Corrosión y Esfuerzos (SCC).**

Utiliza los mismos pasos que para la corrosión interior:

- Pre-evaluación: Recolecta los datos en la plataforma y determina la susceptibilidad potencial de áreas determinadas.
- Inspección Indirecta: Integra y analiza continuamente datos adicionales de la pre-evaluación hasta que sean suficientes, para determinar el perfil de elevación del ducto. Recomienda posibles lugares con corrosión interna y

establece las prioridades basadas en el análisis. Incorpora verificaciones de campo en todas las áreas críticas.

- Evaluación Directa: Analiza los datos de la inspección indirecta, selecciona los sitios para evaluación, determina si es necesario la mitigación de fisuras por corrosión y esfuerzo.
- Post-evaluación: integra y analiza los datos de la evaluación directa para documentar los hallazgos, determina la efectividad del proceso y define los intervalos de re-evaluación.

➤ **Evaluación Directa de la Corrosión Externa.**

Con etapas similares se evalúa la corrosión interior:

- Pre-inspección: Recolecta los datos en la plataforma, determina la viabilidad, define regiones a evaluar y los métodos de inspección indirecta.
- Inspección Indirecta: Verifica los datos con los recolectados por los operadores para mejorar la calidad de los mismos.
- Inspección Directa: Integra y analiza los datos de la inspección indirecta, selecciona los sitios para evaluación, prepara el perfil de los datos para seleccionar los sitios para evaluación, realiza cálculos de esfuerzos e incorpora los resultados de los análisis causa-raíz.
- Post-inspección: integra y analiza los datos de la inspección directa para documentar los hallazgos, determina la efectividad del proceso de evaluación directa de la corrosión externa y define los plazos de re-evaluación.

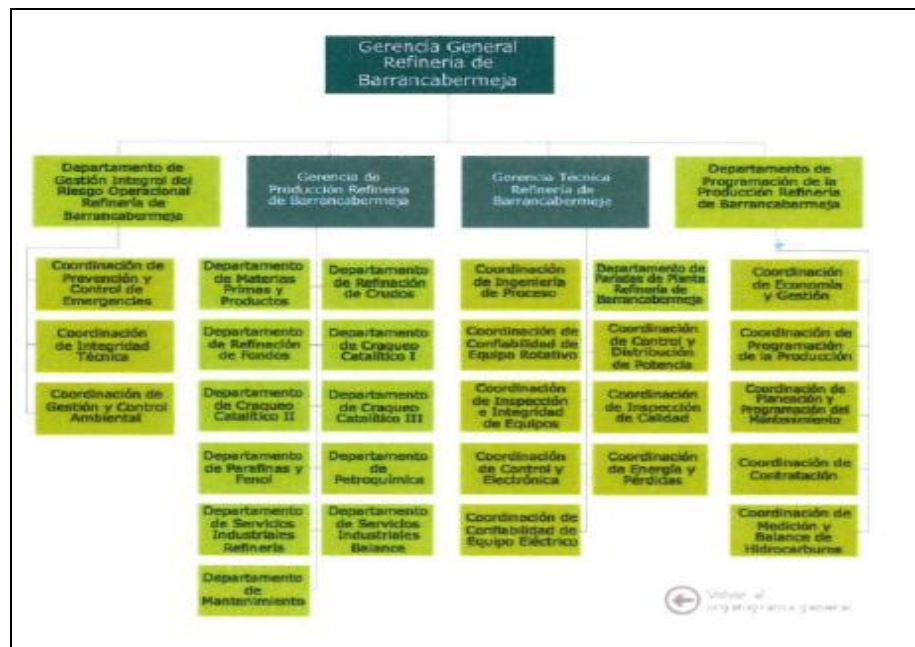
5.1.5 Modelo Actual de Gestión de Activos de la GRB. ^{2,5} El Modelo de Gestión de Activos en la Refinería de Barrancabermeja arrancó en el año 2007

⁵ ECOPETROL SA, Documentos de Referencia Internos: Política Gerencia de Activos (ECP-DGO-CCM-D-01), otros.

como iniciativa de los Centros de Excelencia usando métodos que aplicaron con gran éxito en el Mar del Norte por empresas de petróleo y gas. Esto incluyó el desarrollo de planes de Gerencia de Activos para cada Departamento. El modelo se basa en “Equipos Núcleo” de gestión de activos al interior de cada departamento operativo de la refinería. De forma estratégica, se establecieron (13) departamentos operativos con una microestructura de “equipos núcleo” quienes son responsables de la administración y mejora del desempeño de los activos que tienen a su cargo.

La estructura actual de la Refinería de Barrancabermeja se puede observar en la Figura 5.

Figura 5. Estructura Organizacional de la Gerencia Refinería de Barrancabermeja

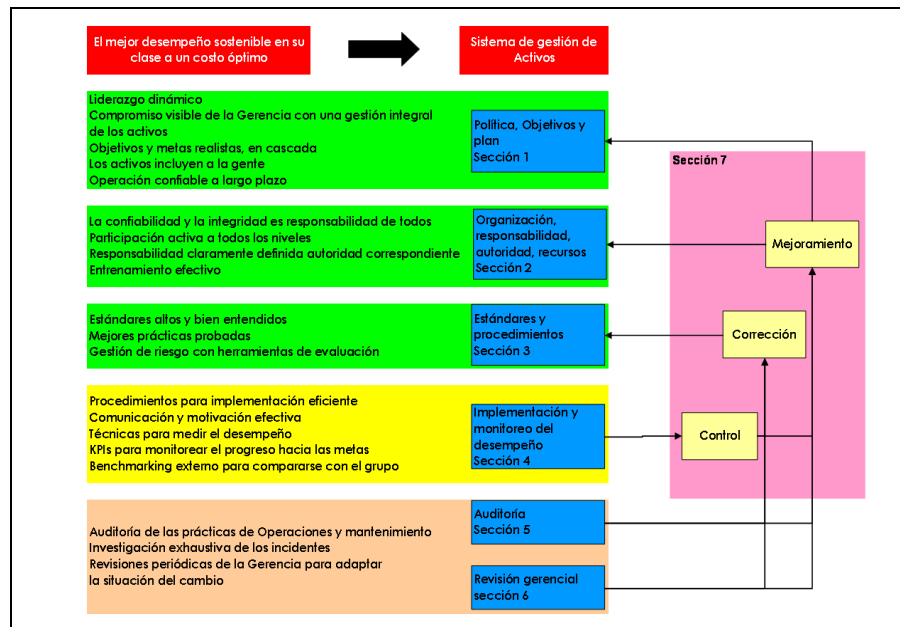


Fuente: www.ecopetrol.com.co

Aunque la estructura busca una mayor flexibilidad en pequeñas unidades de responsabilidad para el activo, es de notar que el modelo de gerenciamiento es

único y sigue las pautas del ciclo PHVA (Planear-Hacer-Verificar-Asegurar) y que han sido esquematizadas en la Figura 6.

Figura 6. Modelo de Gestión de Activos de la GRB



Fuente: www.ecopetrol.com.co

La forma de representar este modelo de gestión también ha sido adecuada según las necesidades y requerimientos de los modelos del negocio de refinación, con el fin de representar la relación, interacción o secuencia de cada una de las etapas del modelo dentro de los equipos de autogestión (equipos núcleo). Para esto la Gerencia escogió el modelo Planetario para representar la interacción de los diferentes actores de los equipos al interior de cada Unidad de Gestión de Activos (Departamentos Operativos). Este modelo de autogestión se muestra a continuación en la Figura 7.

Los equipos núcleo a su vez replican una estructura de sistema de gestión de activos que permite compartir las mejores prácticas en la organización entre las unidades operativas y tener al mismo tiempo un esquema unificado de medición del desempeño de las unidades alineadas al objetivo del negocio.

El modelo de gerenciamiento de activos implementado en la GRB posee cuatro macro procesos diferenciados que son:

- Operación estructurada.
- Soporte Técnico.
- Mantenimiento y contratación.
- Proyectos.

Figura 7. Equipo Núcleo como equipos de Gestión de la GRB.



Fuente: www.ecopetrol.com.co

Cada uno de estos macro procesos posee un sistema de mejoramiento continuo que contempla tácticas, planes, programas, medición y análisis (indicadores) que les permite mantener la sostenibilidad del sistema de gestión de activos.

Los beneficios tangibles que persigue este modelo son:

- Organización de la función mantenimiento enfocada en equipos de trabajo.
- Acciones de mejoramiento orientadas a una mejor eficacia y eficiencia de las áreas de Operaciones y Mantenimiento.
- Una visión y horizonte del mantenimiento al interior de la organización, con apoyo y visión de la gerencia.
- Incrementos en los índices de efectividad en el manejo de los recursos, el uso apropiado del tiempo, administración correcta de las actividades y control adecuado de los presupuestos y los costos de mantenimiento.
- Procesos de administración de las intervenciones mejorados, incluyendo los procedimientos, mediciones, reportes, entrenamiento y guías.
- Integración con proveedores de materiales y servicios.
- Planeación y programación efectiva.
- Control de las paradas de planta.
- Integración de sistemas de información.
- Análisis exacto de los registros de los activos.
- Reducción de daños, fallas y averías.
- Mejor calidad de los productos y servicios.
- Mejor ambiente laboral.
- Confiabilidad.

El objetivo primordial del modelo de gestión de activos es el de afianzar en la gente el entendimiento de los procesos, el uso de altos estándares y las mejores prácticas del negocio, nuevas y mejores formas de trabajo, dar claridad en los roles y responsabilidades, y corregir ó mejorar aspectos organizacionales.

Como parte del mejoramiento continuo del modelo y con el ánimo de asegurar los procedimientos, han surgido las “Directrices Técnicas” en las diferentes especialidades del negocio, emitidas por el Comité de Gerenciamiento de Activos de la GRB, las cuales surgieron de las orientaciones y permanentes revisiones gerenciales a la efectividad de los procesos, con el fin de adaptar la situación del cambio en la organización.

Estas directrices son socializadas por las Autoridades Técnicas de cada especialidad (Equipo Eléctrico, Equipo Rotativo, Equipo Estacionario, Equipo de Control e Instrumentación, Operación estructurada) y por los Líderes del negocio y luego aplicadas por todo el personal de la Gerencia Refinería Barrancabermeja (GRB).

A continuación se presenta un listado de directrices que se siguen actualmente en la GRB:

- Confiabilidad del equipo rotativo (Directriz 001)
- Análisis de las fallas de equipo rotativo (Directriz 002)
- Cambios en las ventanas operativas (Directriz 003)
- Análisis desempeño equipo rotativo (Directriz 004)
- Paradas de planta (Directriz 005)
- Definición y desarrollo alcance parada de planta (Directriz 006)
- Equipos en observación (Directriz 007)
- Sistemas respaldo alimentación eléctrica (Directriz 008)
- Recursos para eventos no previstos (Directriz 009)
- Autorización para inhibir funciones de protección (Directriz 010)
- Suministro eléctrico para alimentaciones provisionales (Directriz 011)
- Cambio del plan de paradas de planta (Directriz 012)
- Entrega y recibo de un proyecto (Directriz 013) A. Instructivo B. Lista de chequeo
- Actividades de ejecución directa ó a través de terceros (Directriz 014)

- Análisis de las fallas de equipo estático (Directriz 015)
- Marcación de Manholes y Fibra óptica de comunicaciones/control (Directriz 016)
- Manejo de Ellipse (Directriz 017)
- Simulacros de emergencia (Directriz 018)
- Entrega de equipos rotativos de Mantenimiento a Operaciones (Directriz 019)
- Asignación de áreas para contenedores en la GRB (Directriz 020)
- Ingreso en áreas operativas con potencialidad riesgo por H₂S (Directriz 021)
- Bancos de Tubería (Directriz 022)
- Preservación y pruebas funcionales (Directriz 023)
- Intervención, preservación y mantenimiento de las vías (Directriz 024)
- Sistemas críticos en la GRB (Directriz 025)
- Custodia, Roles y responsabilidades sobre activos eléctricos GRB (Directriz 026)

Las Directrices deben definir la metodología para la evaluación de los procedimientos que aseguren la integridad. La revisión de los procedimientos empleados durante la verificación deben ser transparentes y los resultados deben ser puestos a disposición de los inspectores.

Las directrices deben desarrollar un enfoque genérico en garantizar la integridad de los elementos del contexto de daños por corrosión y los modos de falla vinculados con las opciones para el control de la corrosión, pero en términos de:

- Ciclo de vida
- Diseño
- Desempeño.
- Funcionamiento
- Mantenimiento

- Notificación
- Desmantelamiento y clausura.

La directriz de Mejoramiento de la Integridad y Confiabilidad considera alrededor de 5 temas como el núcleo del aseguramiento de la Integridad:

- (a) Toma de decisiones basada en los resultados de análisis de riesgos.
- (b) Ejecución de programas de inspecciones e intervenciones de integridad
- (c) Ejecución de programas de mejoramiento de la seguridad de proceso
- (d) Salvaguardar la integridad en la operación, y
- (e) Salvaguardar la integridad en el mantenimiento y proveeduría.

A estos cinco temas, se les integraron a su vez elementos transversales (y pilares) de la seguridad de proceso como: entrenamiento y desarrollo de competencias en el personal, cumplimiento de normas y estándares, desarrollo y utilización de procedimientos, manejo del cambio, medición y seguimiento, gestión de calidad, gestión de incidentes y gestión documental.

Las políticas se desarrollan mediante lineamientos, correspondientes a igual número de brechas u oportunidades de mejoramiento del actual sistema de administración de la integridad con respecto a sistemas de gestión del riesgo, las que una vez capitalizadas ubicarán el sistema en un alto nivel de desempeño como medio para el cumplimiento de la Visión 2015 de Ecopetrol S.A. en lo que a Integridad en la GRB se refiere, y probablemente como plataforma para el desarrollo de versiones posteriores de la visión. En la mayoría de los casos cada directriz se desarrolló mediante la integración de tres partes: (a) señalamiento de la desviación u oportunidad, (b) ajuste o acción requerida, y (c) estrategia a aplicar.

5.1.5.1 Corrosión, Monitoreo Y Control.

5.1.5.2 Procesos de Corrosión. Los metales básicamente se corroen por reacciones química o electroquímicas, derivadas de la condición de proceso y potencializadas por el nivel de contaminantes de la carga; es aquí donde juega un papel importante las propiedades mecánicas y metalúrgicas de los metales, las cuales deben tenerse en consideración en el momento de diseñar y seleccionar el material que va a permanecer expuesto al medio corrosivo.

La corrosión es la causante de la mayor parte de fallas históricamente registradas en la industria en general a nivel mundial y se reportan innumerables cifras de dinero gastadas en su intento por controlarla.

Las fallas relacionadas con la corrosión en instalaciones de procesamiento son la mayor fuente de riesgo para la industria del petróleo y las instalaciones de gas. La corrosión puede ser la limitante de la vida útil de los equipos y las instalaciones por deterioro general, y/o picaduras y/o por un medio fragilizante que se presente, los cuales pueden conducir a la pérdida de contención de hidrocarburos líquidos y otros fluidos de proceso.

La mayoría de equipos (vasijas y tuberías) se fabrican de acero al carbono-manganeso, por ser ésta la opción más económica, sobre la base de cálculo de los costos del ciclo de vida en la etapa de diseño de un proyecto. El uso de aceros C-Mn significa riesgos potenciales en la actualidad, debido a los daños por corrosión interna de fluidos acuosos que contienen gases ácidos, dióxido de carbono (CO_2) y sulfuro de hidrógeno (H_2S). Las capas de los productos de corrosión son protectoras sólo parcialmente y son particularmente susceptibles a erosión-corrosión localizada en condiciones de alta turbulencia.

En la Tabla 1, se presenta un cuadro con el panorama de las amenazas a las que se está expuesto por la presencia de diferentes mecanismos de corrosión.

Tabla 1. Amenazas o Mecanismos de daño en la industria del petróleo y gas.

PLANTAS Y ESTACIONES	LINEAS DE FLUJO DE PRODUCCION	LINEAS DE TRANSPORTE	TANQUES DE ALMACENAMIENTO	FONDO DE POZO
<p>Mecanismos de daño de degradación de acuerdo a norma API 571:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Pérdida de Espesor. 2. Agrietamiento asistido por el ambiente. 3. Mecanismos de daño por alta temperatura. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Corrosión exterior. 2. Corrosión interior. 3. Stress Corrosión Cracking SCC. 4. Daños por terceros. 	<p>Amenazas a la integridad de acuerdo a la norma ASME B.31.8S:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Corrosión exterior. 2. Corrosión interior. 3. Stress Corrosión Cracking SCC. 4. Defectos de fabricación. 5. Fallas relacionadas con soldadura, ensamble y construcción. 6. Equipos. 7. Daño mecánico por terceros. 8. Operaciones incorrectas. 9. Climas y fuerzas. 	<p>De acuerdo a la normas: API 581, EEMUA 159 API353</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Picadura en el fondo. 2. Ruptura en el fondo. 3. Ruptura del casco. 4. Picadura en el cuerpo. 5. Ruptura en el cuerpo. 6. Asentamientos Diferenciales. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Corrosión exterior. 2. Corrosión interior. 3. Stress Corrosión Cracking SCC. 4. Daños mecanismos. 5. Colapso.

Fuente: Instructivo Interno RBI, Ecopetrol SA

5.1.5.3 Contaminantes en el Crudo.⁶ Conocer el contenido de contaminantes que contienen los crudos es de vital importancia hoy en día, porque además de determinar el precio del crudo, permite generar la mejor estrategia de compra y mezcla de crudos con el fin de lograr los máximos rendimientos con la menor exposición al riesgo de las instalaciones, es decir controlando las velocidades de corrosión en las corrientes medias y pesadas donde especialmente tienden a concentrarse las especies corrosivas. Esto permite realizar menores

⁶ GONZÁLEZ, Miguel Angel y SIERRA, Ernesto Camilo, Efecto de los Crudos Ácidos y de los Crudos Pesados en el Riesgo Operacional de la GRB, Refinería de Barrancabermeja, 2010.

inversiones en metalurgia de equipos y tuberías y generar un mayor margen de refinación. Los mayores contaminantes de los crudos son:

- **Azufre (S):** las diferentes especies activas de azufre producen corrosión por sulfidación. Parte del azufre presente en el crudo evoluciona como H_2S durante su calentamiento en los hornos y dependiendo de su concentración, puede ocasionar agrietamiento por H_2S húmedo en equipos y líneas de los sistemas de cima atmosférico y al vacío de las unidades de destilación primaria (“*Topping*”) y en otras unidades aguas abajo (“*downstream*”).
- **Ácidos Nafténicos (R-COO-):** en sinergia con las especies activas de azufre, ocasionan corrosión por sulfidación – ácidos nafténicos.
- **Otros Ácidos Orgánicos:** dependiendo del tipo y concentración pueden incrementar la corrosión por sulfidación – ácidos nafténicos, y/o contribuir con la acidez, especialmente la débil, en los sistemas de cima atmosférico y de vacío.
- **Cloruros (Cl^-):** provienen de las sales presentes en el crudo: $NaCl$, $CaCl_2$ y $MgCl_2$. Forman HCl , cloruros de amonio e hidro-cloruros de amina en los sistemas de cima. El HCl genera corrosión ácida. Debido a la naturaleza higroscópica de las sales de amonio y de amina, absorben rápidamente agua, fenómeno que es especialmente nocivo durante el inicio de la condensación debido al bajo pH, por lo cual su formación ocasiona picadura al acero bajo los depósitos de sal.
- **Sodio y Calcio (Na, Ca):** provienen de las sales presentes en el crudo. Son fuertes formadores de coque, lo que afecta especialmente los hornos de las unidades de vacío de *Topping*, los hornos de las Unidades de Visco reducción y de las plantas de Coquización conocidas como “*Delayed Coker*”

United (DCU)". En las unidades Cracking ocasionan formación de sales en los platos de las torres fraccionadoras y pueden generar taponamiento.

- **Nitrógeno (N):** Se transforma parcialmente en amoníaco (NH_3) durante el calentamiento en los hornos, y aparece en las corrientes de cima de las fraccionadoras. Aunque es un neutralizante de especies ácidas, tiene el efecto de permitir bajos pH en las primeras etapas de condensación.

5.1.5.4 Por qué debemos Gestionar la Corrosión ?. Gestión de la corrosión es la parte del sistema general de gestión, que tiene que ver con el desarrollo, implementación, revisión y mantenimiento de la política de la corrosión.

Es un hecho ampliamente reconocido dentro de la industria del petróleo y del gas que la gestión eficaz de la corrosión contribuirá a la consecución de los siguientes beneficios:

- Políticas Legales o de cumplimiento corporativo con Seguridad, Salud y Medio Ambiente.
- Reducción de fugas.
- Mayor disponibilidad de la planta.
- Reducción en el mantenimiento no planificado.
- Reducción de los costes de aplazamiento de pagos.

Además, las fallas relacionadas con la corrosión pueden provocar escapes de hidrocarburos y pérdidas significativas de producción, así como aumento de los costos de mantenimiento, reparación o reemplazo. La Gestión de la corrosión es por tanto un factor fundamental para la seguridad, cuestiones ambientales y económicos dentro de la industria.

En la Tabla 2 siguiente, se presenta diferentes causas de fallas por familias de equipos.

Tabla 2. Ranking de causas de incidentes por corrosión vs tipos de equipos.

		<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> Pipework Failure Valve Loss of Containment Flange/Joint Leak or Failure Instrument tapping pipework or fitting Pumps, compressors and fans Vessels and Tanks Heat Exchangers Fired Heaters </div>								Total
		1	2	3	4	5	6	7	8	
1	Leaking gasket at gland or O ring	0	67	59	16	10	10	12	0	174
2	Corrosion, erosion or pinhole leak	123	16	3	10	1	3	7	8	171
3	In service failure – no specific cause	30	7	7	26	9	1	4	5	89
4	Loose connection, bolting, plug or gland	1	22	37	20	4	2	2	0	88
5	Incorrect or deficient procedure or specification	9	3	23	13	2	3	0	0	53
6	Poor or deficient maintenance procedure	1	6	13	19	5	0	1	1	46
7	Vibration, fatigue or in-service stress	21	4	2	16	2	0	0	0	45
8	Seal failure	0	7	0	1	29	4	0	0	41
9	Other miscellaneous failure	1	20	0	10	1	2	1	0	35
10	Mechanical failure	0	3	1	1	27	2	0	0	34
11	Poor design or construction or manufacture	0	2	8	12	1	0	1	0	24
Total		186	157	153	144	91	27	28	14	800
%		23%	20%	19%	18%	11%	3%	4%	2%	100%

Fuente: “Incidents Related to Mechanical Failure”. HSE, OSD, Technical note Issue No 1, 1997

De los fallos relacionados con la corrosión, que se resumen en la Tabla anterior, el 73% ocurrieron en tuberías en comparación con menos del 2% en vasijas y tanques. Obviamente, hay mayor riesgo potencial de una ruptura de las vasijas que una fuga en la tubería, pero el acceso de inspección a las líneas para detectar la pérdida de espesor de pared puede ser más difícil.

La Tabla 3 presenta una estadística de fallas ocasionadas por corrosión-erosión de acuerdo con los sistemas o plantas de los diferentes negocios de petróleo y gas.

Tabla 3. Incidentes de Corrosión-erosión por sistemas

System	No. of Incidents	% of Total
Flowlines & Manifolds		
Gas	4	25%
Oil	26	
Separation Plant		
Oil Test Separation	6	
Oil Production	18	23%
Gas Production	4	
Processing Plant		
Oil, Oil Treatment	3	
Gas, Produced Water	5	
Gas, LPG/Condensate	8	15%
Gas, Methanol Injection	1	
Oil, Produced Water	1	
Compression Metering		
Gas	5	
Oil	1	6%
Condensate	1	
Export & Import Lines		
Oil	16	
Gas	8	21%
Condensate	2	
Drains & Vent		
Open	7	
Closed	1	10%
High Pressure	4	
TOTAL	121	100%

Fuente: "Incidents Related to Mechanical Failure". HSE, OSD, Technical note Issue No 1, 1997

5.1.5.5 Importancia del Monitoreo y Control de la Corrosión. La refinería actual de Barrancabermeja no fue diseñada para procesar crudos pesados ni de alta acidez, pero mundialmente los yacimientos de petróleo que se descubren hoy en día son de este tipo, lo cual obliga a las refinerías a cambiar sus esquemas operacionales buscando la mayor rentabilidad, para esto se requiere implementar nuevas tecnologías de alta conversión y metalurgias que permitan controlar el riesgo asociado a su procesamiento, midiendo el riesgo a través de programas de monitoreo e inspección

El procesar estos crudos de mayor acidez y gravedad, conlleva a un incremento en las tasas de corrosión, condición que obliga a medir y monitorear aquellos circuitos en acero carbono y de baja aleación que anteriormente no eran de interés porque operaban con bajas velocidades de corrosión.

Esta necesidad ha permitido madurar los proyectos de Modernización de las Refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, proyectos actualmente en desarrollo con proyección de puesta en marcha para el año 2014-2017 respectivamente.

Debido al impacto sobre la Salud, Seguridad, medio ambiente y grandes pérdidas económicas ocasionadas por el deterioro de los equipos estacionarios y tuberías de proceso por corrosión, se hizo necesario que las todas las compañías productoras incluyendo Ecopetrol, implementaran dentro de sus planes de integridad y confiabilidad, un programa continuo para el monitoreo y control de la corrosión sobre los sistemas de mayor criticidad definidos mediante una matriz de riesgos (RAM), orientado a mitigar las bajas en la producción, los productos fuera de especificaciones, los frecuentes mantenimientos y las paradas de planta no programadas.

Para el caso de las Refinerías de ECOPETROL SA, este programa es cada día de mayor importancia para la Gerencia General, Gerencia de Operaciones y Gerencia Técnica, debido a que los nuevos yacimientos de crudo de carácter ácido y pesado, contienen mayor nivel de impurezas, especialmente sales, azufre y ácidos (TAN), causantes en la mayoría de los casos de los diferentes tipos de corrosión reportados en la literatura.

Actualmente, las Refinerías de Ecopetrol SA, no han sido del todo actualizadas en metalurgia para poder cargar y refinar adecuadamente las dietas de crudos con mayor acidez y mayor contenido de especies corrosivas que progresivamente se han incrementado durante la última década. Lo anterior, ha afectado la integridad, debido a que se han presentado fallas con pérdida de contención, algunas con conflagraciones y afectación a las personas, por el aumento de la probabilidad de ocurrencia de algunos mecanismos de degradación e incremento en las tasas de deterioro de la mayor parte de equipos y tuberías de proceso.

Debido a lo anterior, los programas de monitoreo de corrosión deben obedecer a un modelo integrado de gestión y estar direccionados a:

- Medir las velocidades de corrosión en los diferentes sistemas para las diferentes metalurgias instaladas en las unidades de proceso.
- Definir frecuencias de inspección y reemplazos de componentes y equipos.
- Predecir la vida remanente de los equipos.
- Anticipar las fallas debidas a perdidas de integridad y/o confiabilidad.
- Monitorear analíticamente las especies corrosivas presentes que puedan ocasionar SCC (Agrietamiento por corrosión-esfuerzo) en los materiales.
- Evaluar la efectividad de la inyección de productos químicos (fílmicos y neutralizantes), usados por la industria para la mitigación de la corrosión.
- Optimizar las dosis de químicos e inhibidores de corrosión.
- Evaluar diferentes tipos de recubrimientos protectores y/o la eficiencia de la instalación de ánodos de sacrificio.
- Alertar a la organización sobre los riesgos de integridad y confiabilidad a los que puede estar expuesto.
- Generar planes y alternativas de solución de problemas críticos por corrosión.

➤ **Medición de la Corrosión.⁷**

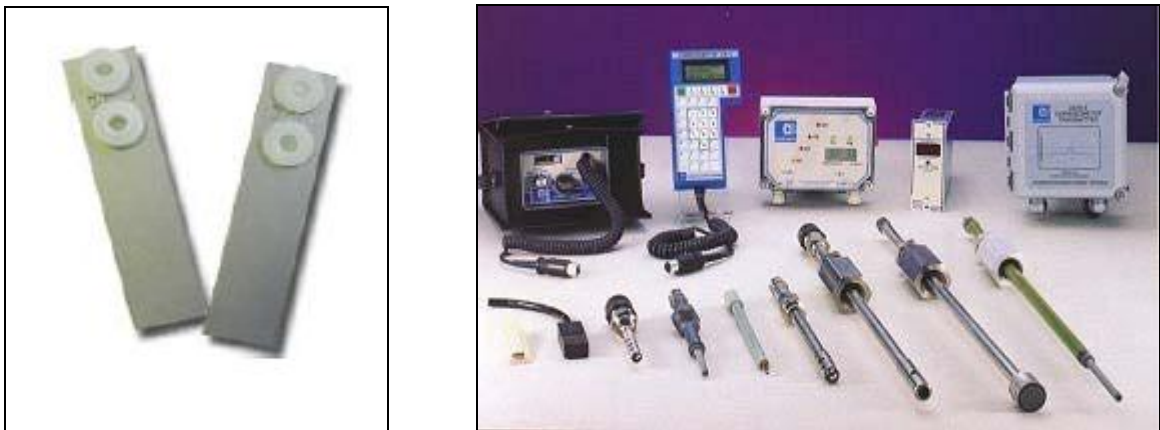
Existen muchas formas de proteger los equipos contra el proceso de corrosión, este proceso inicia desde el diseño, donde juega papel importante la geometría del equipo, la selección del material, el proceso de fabricación, la calidad de los materiales, los controles y pruebas de calidad. La correcta operación y un apropiado mantenimiento garantizan que el equipo llegue hasta su vida de diseño.

⁷ QUIROGA, Haydee y ZABALA Luis. Preservación de la Integridad y Control de la Corrosión en la GCB, Bucaramanga, Instituto Colombiano del Petroleo ICP, 2005.

La corrosión interna y la integridad de las instalaciones son normalmente monitoreadas con reconocidos procedimientos de inspección (por ejemplo, mediciones por ultrasonido). En muchas tuberías y sistemas de procesamiento la velocidad de corrosión se controla mediante la inyección de inhibidores de corrosión. Las superficies exteriores e interiores de las vasijas y recipientes a presión son protegidas con capas de recubrimientos, mientras que los internos de algunas vasijas en contacto con humedad o agua se les han instalado sistemas de protección catódica. Sin embargo, los diseños redundantes pueden incluir el uso de uno ó más de estos sistemas de protección, como opciones efectivas.

Las técnicas convencionales para monitoreo son a través de técnicas gravimétricas (cupones) y técnicas de resistencia eléctrica (probetas). Ver Figura 8.

Figura 8. Cupones y probetas para el monitoreo de corrosión.



Fuente: M183, Shell Global Solutions

Se le ha dado el nombre de cupones a pequeñas placas metálicas, que generalmente pueden ser de la misma aleación, o composición química similar, al material de la tubería a monitorear. La forma de calcular la velocidad de corrosión se hace a través de la medida de pérdida de peso que experimenta el cupón

cuando se ha introducido en la corriente a evaluar por un periodo no menor a 28 días, el cupón previamente pesado, se retira al cabo de este tiempo, se limpia, y se decapa para posteriormente ser pesado con el fin de obtener la pérdida de peso que se traduce en velocidad de corrosión. Los cupones al igual que los demás sistemas de monitoreo empleados, son ubicados en puntos estratégicos de la tubería para tener un dato representativo.

Existe una gran variedad de estos dispositivos y técnicas para medición de la corrosión, dependiendo de los diámetros de la tubería, o de las diferentes características de los depósitos ó de la condición a evaluar. Ejemplo de estos dispositivos son:

- **Cupones de corrosión:** método tradicional de sensibilidad limitada que se utiliza en todos los ambientes para medir la pérdida de peso e identificar el tipo de corrosión.
- **Probetas de Resistencia Eléctrica (ER):** registra pérdida de peso mediante medidas de cambio en la resistencia de la sonda. Es ampliamente utilizada para mediciones sobre aceros al carbono en las fases gaseosa y líquida. Facilita la automatización de lecturas.
- **Probetas de Resistencia a la Polarización Lineal (LRP):** es un método electroquímico que se utiliza para la medida uniforme de la corrosión. Por lo general requiere de un electrolito conductor, pero algunas sondas más recientes ya tienen un conductor de separación entre los elementos metálicos de la sonda.
- **Probetas de Impedancia Electroquímica:** es un método utilizado para mediciones de corrosión general similar a la de LRP, pero más versátil y precisa que las mediciones de corriente continua.

- **Probetas para medición de Ruido Electroquímico:** Una técnica más reciente que se utiliza para evaluar la corrosión general y las fluctuaciones actuales y potenciales derivados de la corrosión localizada.

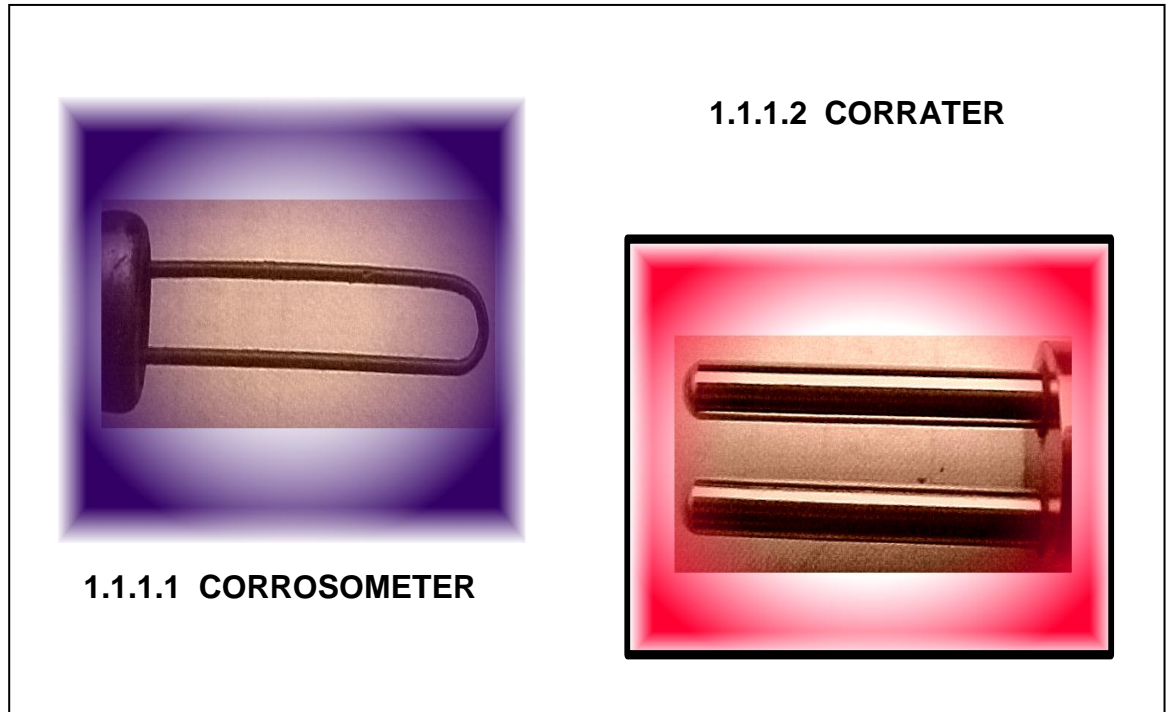
Los cupones cuentan con el inconveniente de que no permiten el monitoreo día a día de una manera fácil sin embargo, son una valiosa herramienta de inspección tanto cualitativa como cuantitativa, puesto que no se interrumpe el proceso de operación normal de las plantas.

Las probetas, llamadas también sensores eléctricos para medición de velocidad de corrosión y pérdida de metal, se usan para tener un mayor control en el monitoreo. Comercialmente, se dispone de dos tipos de sensores, los que operan bajo la técnica de Resistencia Eléctrica (ER), conocidos con el nombre de probetas *Corrosometer*, y los que operan bajo la técnica de Resistencia a la Polarización Lineal (LRP) y que se conocen como probetas *Corrater*. Ver Figura 9.

La refinería (GRB) hoy en día cuenta con ambas técnicas de monitoreo cupones gravimétricos y probetas de resistencia eléctrica en línea como parte del sistema de monitoreo en línea conocido como sistema ICM-S3.

Cabe anotar que el monitoreo analítico de especies contaminantes realizado por el laboratorio de la GRB forma parte del análisis integral de la corrosión y se considera como una técnica complementaria de gran importancia para caracterizar el tipo de óxidos, productos de corrosión y presencia de compuestos corrosivos que si no se mantienen dentro de los rangos de control permisibles generan el mayor riesgo a la integridad de los equipos por agrietamiento o fisuración en poco tiempo. Sin embargo, el uso de esta última técnica es limitada y se requiere ampliar su cobertura.

Figura 9. Probetas de resistencia eléctrica para monitoreo de corrosión



Fuente: Instructivos Internos de Corrosión, Ecopetrol SA

Otras técnicas nuevas de monitoreo son evaluadas en un capítulo 4.1.8 de esta investigación.

5.1.6. Tipos de crudos en Colombia, sus características e impacto sobre la corrosión en las unidades de producción de la GRB.⁸ La clasificación de los crudos encontrados en las cuencas Colombianas (Llanos Orientales, Rio Magdalena, Catatumbo y Putumayo) varía desde los 63° API, crudo hallado en el

⁸ CAMPETROL, Cámara Colombiana de Servicios Petroleros, La Producción de los distintos tipos de Crudo en Colombia, Septiembre, 2009.

campo Cerro Gordo, el cual se encuentra en pruebas extensas y está ubicado en la cuenca Catatumbo en el departamento de Norte de Santander, hasta los 92° API, crudo hallado en el campo Valdivia-Almagro, el cual está en explotación y está ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales en el departamento del Meta.

En promedio, los crudos extraídos en el país tienen una gravedad API de alrededor 26,71°. Dada la amplia variedad de crudos encontrados en el país, estos se dividen en crudos livianos, medianos y pesados. Esta división permite identificar el comportamiento de la composición de la producción de crudos nacionales en tres grandes áreas, la cual arrojó los siguientes resultados:

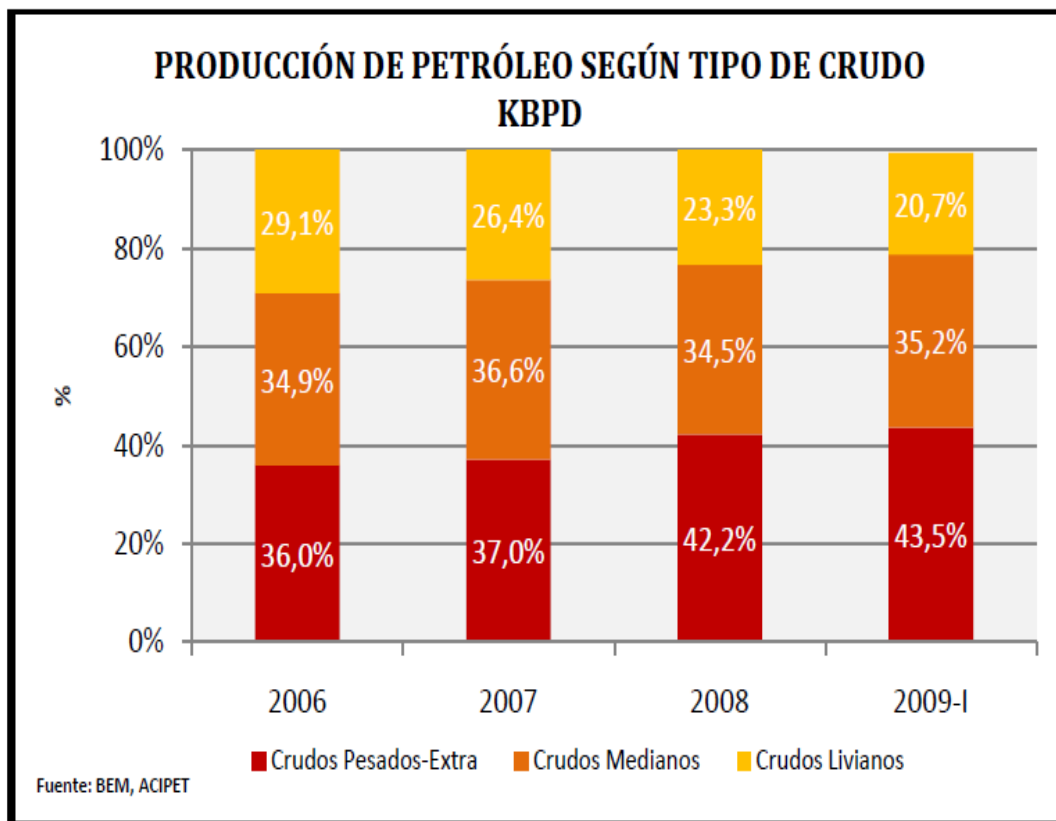
- Se identificó que los **crudos livianos** han tenido una participación promedio en la producción total de petróleo del país del 25%. Es necesario destacar que los crudos livianos han venido disminuyendo su participación en la canasta de crudos extraídos en el país; en el 2006 la participación fue del 29,1%, mientras que en el 2009 esta cifra fue del 20,7%. La extracción de este tipo de crudos ha presentado una tendencia decreciente en los últimos años.

- Para los **crudos medianos** se identificó que su participación en la producción total de crudos ha sido en promedio del 35,3%. La participación de este tipo de crudo se ha mantenido constante a lo largo del periodo. La extracción de este tipo de crudos ha presentado en promedio una tasa de crecimiento del 8%. Se destaca el aumento significativo de la producción de crudos medianos en los últimos años con un promedio de crecimiento del 12,6%.

- Finalmente, los **crudos pesados** han tenido una participación promedio en la producción total de petróleo de alrededor 39%. Es importante señalar que la participación de estos tipos de crudo ha venido aumentando año tras año, pasando del 36% en 2006 a 43.5% en el 2009. Por otro lado, la extracción de estos crudos ha venido aumentando de igual manera; la tasa de crecimiento promedio anual ha sido del 15.1%. La producción del primer semestre del año

2009 fue de un 51% más que la producción total de 2006. En la Gráfica 1 se muestran las estadísticas para el periodo 2006-2009.

Gráfica 1. Producción de petróleo en Colombia según el tipo de crudo, periodo 2006-2009.



Fuente: CAMPETROL, 2009

Desde el punto de vista de la corrosividad de los crudos, se pueden clasificar como Crudos Pesados y Crudos Ácidos:

- **Crudos Pesados:** se consideran crudos pesados aquellos que contienen muy poca o nula cantidad de gases, cuya gravedad API varía entre 20° y 10° API y cuya viscosidad varía entre 100 y 10000 centipoises. Este tipo de crudos contienen mayores cantidades de fracciones pesadas y asociadas a estas, mayores contenidos de azufre, carbón, nitrógeno y metales.

-
- **Crudos Ácidos:** se consideran crudos ácidos aquellos cuya acidez medida como TAN (Total Acid Number) es mayor de 0.5 mg KOH/gr. de crudo. El TAN se obtiene mediante la medición de la cantidad requerida de KOH para neutralizar una muestra estándar de 1 gr de crudo. Este valor límite es generalmente aceptado y se basa en la experiencia de los refinadores según el cual, por efecto de la concentración del ácido durante los procesos de destilación, se obtienen valores de TAN cercanos a 1.0 ó mayores en fracciones medias destiladas como gasóleos, a las cuales se asocian fallas por corrosión en metalurgias diseñadas para resistir solamente Sulfidación. A partir de la caracterización de crudos realizada por el ICP desde finales de los años 90 y el primer quinquenio de la actual década, se ha encontrado que los crudos con alta acidez presentan también altos contenidos de calcio.

5.1.7 Efecto de la corrosividad de los crudos en las Unidades de Destilación Primaria de la Refinería.⁹

➤ Efectos Asociados a los Crudos Ácidos.

Los mayores efectos de la corrosión en estas unidades son atribuidos principalmente a la presencia de los mecanismos de corrosión conocidos como “Sulfidación” y “Sulfidación- Nafténicos”.

- **La Sulfidación:** es el fenómeno corrosivo en el cual se presenta el ataque del material de equipos y líneas (acero principalmente) por efecto del H₂S y otras especies activas de azufre presentes en el crudo o corriente de

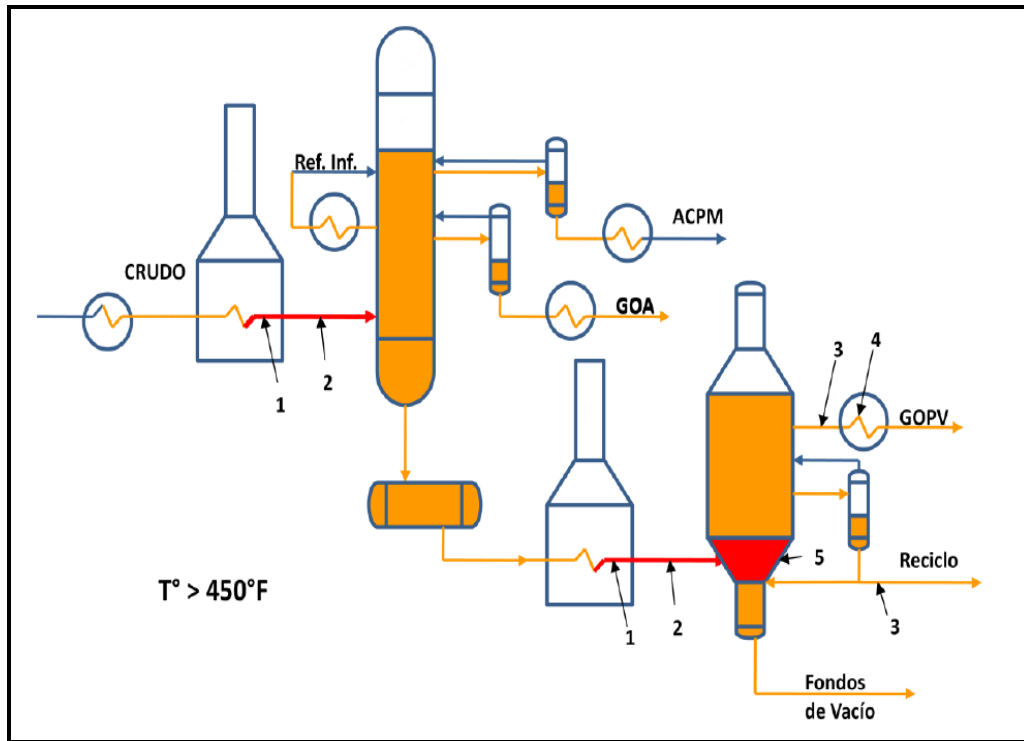
⁹ GONZÁLEZ, Miguel Angel y SIERRA, Ernesto Camilo, Efecto de los Crudos Ácidos y de los Crudos Pesados en el Riesgo Operacional de la GRB, Refinería de Barrancabermeja, 2010.

hidrocarburo, formando una capa de sulfuro de hierro (FeS) y ocasionando pérdida de material. La velocidad de corrosión por sulfidación depende del contenido de azufre de la corriente, del material empleado y se incrementa con la temperatura.

-
- **Sulfidación + Ácidos Nafténicos:** Múltiples estudios y observaciones prácticas de refinadores en todo el mundo han identificado la inter-acción entre los fenómenos de corrosión por “sulfidación y ácidos nafténicos”. Por una parte, se requiere de un mínimo contenido de azufre en la corriente (0.4% de acuerdo con API 581) para garantizar la formación de una capa estable de sulfuro de hierro (FeS) que protege contra un ataque muy severo por ácidos nafténicos, incluso a niveles de acidez tan bajos como 0.5 mg KOH/gr. Por otra parte, en la medida que se incrementa el contenido de azufre (S) por arriba de 0.4% se incrementa también gradualmente la velocidad de corrosión.

En la Figura 10 se muestra en colores rojo y naranja los sistemas que típicamente pueden ser afectados por este tipo de corrosión en las unidades de destilación primaria de la GRB. En general las corrientes que operan por arriba de 450°F pueden presentar este tipo de ataque, en metalurgias de acero al carbono (CS), 5%Cr, 9%Cr, cladd. Tipo SS 410 en recipientes a presión e incluso en aceros inoxidable austeníticos sin molibdeno como el SS 304.

Figura 10. Sistemas afectados por Sulfidación y Sulfidación+Nafténicos en Unidades de Destilación de la GRB.



Fuente: Ecopetrol SA, estudio efecto de los crudos ácidos y pesados crudos en la GRB, 2010

Desde el punto de vista de la morfología y cinética de daño se pueden presentar dos tipos de ataque:

- **Corrosión Localizada** a muy alta rata de desgaste (> 25 mpy) asistida por alta velocidad, la cual se presenta en sitios de alta velocidad y/o turbulencia como las líneas de transferencia entre horno y torres, zonas flash de las torres de vacío y generalmente ocurre a temperaturas mayores que 650°F (Ver los sitios identificados con color rojo en la Figura anterior). Los materiales resistentes a este tipo de ataque son los aceros inoxidable austeníticos con Molibdeno (Mo) tales como el SS 316 ó SS 317 y otros con mayores contenidos de Mo.

- **Corrosión General** a ratas de desgaste que pueden variar desde bajas a altas (< 3 mpy hasta 25 mpy), cuyo valor depende de la temperatura, TAN, contenido de “S” de la corriente y del material. Los únicos materiales resistentes a este tipo de ataque en todo el espectro de combinaciones de azufre, TAN y temperatura son también los aceros SS 316 ó SS 317 y otros con mayores contenidos de Mo. (Ver los sitios identificados con color naranja en la Figura anterior). Para este tipo de ataque los materiales menos aleados como los aceros Tipo 12%Cr, 9%Cr, 5%Cr e incluso el mismo acero carbono (CS) ofrecen un grado moderado de resistencia al ataque corrosivo que depende del material y de las otras variables mencionadas.

Los estándares del diseño original de las unidades de destilación de la GRB son de los años cincuenta (Unidad 200), sesenta (Unidad 130 y Unidad 250), setenta (Unidad 2000 y Unidad 2100) y de los ochenta (Unidad 150), en los cuales el criterio aplicado fue de otorgar resistencia solo al fenómeno de corrosión por Sulfidación sin tener en cuenta el fenómeno de corrosión por ácidos Nafténicos, pues este mecanismo era en ese entonces en gran medida desconocido o no bien entendido. De esta manera, se emplearon para la fabricación de equipos y líneas materiales de acero carbono, 5%Cr, excepcionalmente 9%Cr y algunas vasijas y líneas de transferencia fueron diseñadas con “*cladding*” de acero 12%Cr (SS 410). El mayor grado de aleación se aplicó a las corrientes con mayor temperatura y/o de mayor contenido de azufre, cumpliendo con las buenas prácticas existentes de diseño para corrosión por sulfidación, fenómeno que para ese entonces era bien conocido, entendido y estudiado.

Las plantas de la GRB han venido operando desde su montaje con crudos cuyos contenidos de azufre promedio alrededor de 0.8 – 0.9% y valores de TAN < 1.0. Desafortunadamente la caracterización por TAN de los crudos cargados hasta mediados de los años 90’s fue muy pobre, prácticamente inexistente. El hecho de que este tipo de corrosión haya empezado por estas unidades y no por las

unidades atmosféricas ratifica que los niveles de TAN en crudo no eran mayores que 1. La infraestructura mayormente afectada fue: líneas de transferencia horno – torre de vacío, zonas de gasóleo pesado, reciclo y flash de las torres de vacío, líneas y equipos en servicio de gasóleo pesado de vacío (GOPV). En los primeros años de operación de la refinería esta problemática se manejó básicamente mediante inspección y mantenimiento en las paradas de planta instalando lining de aceros inoxidable tipo: SS 410, SS 304L y posteriormente SS 316L, cuando se comenzó a identificar el problema y su solución metalúrgica.

Los históricos de inspección de la GRB dan cuenta de la ocurrencia de varios incidentes con pérdida de contención, algunos con pérdidas por lucro cesante y otros con afectación al rendimiento de las unidades de vacío, por roturas de equipos y/o líneas generaban pérdidas importantes en el vacío de la unidad y con esto disminuciones en el rendimiento de gasóleos y productos valiosos.

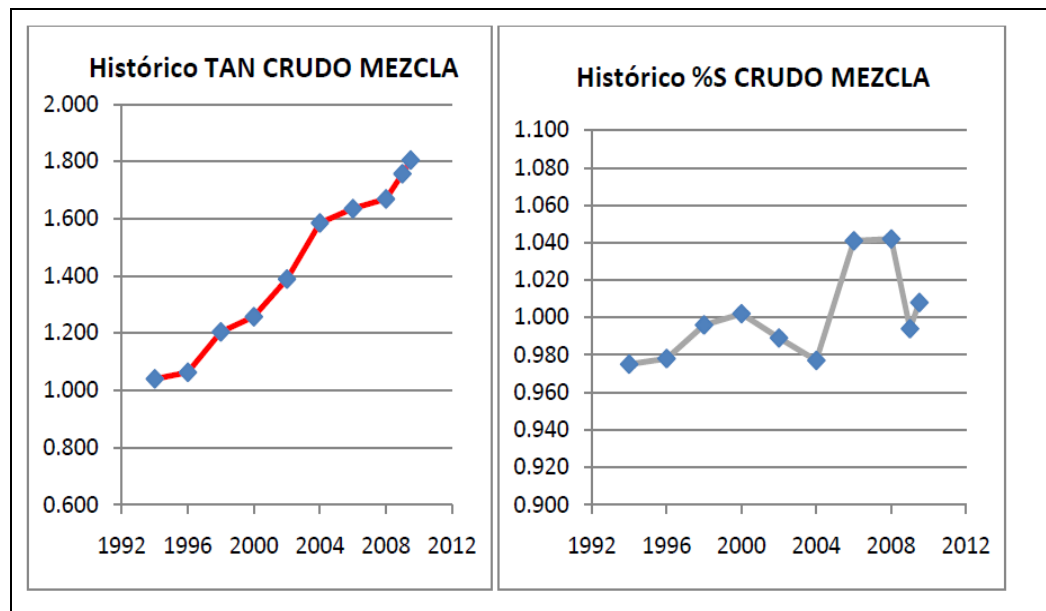
El periodo de tiempo caracterizado por la afectación exclusiva del lado vacío llegó hasta comienzos de los años 90. Esta época coincidió con la ejecución del proyecto de modernización de la refinería que se realizó en el periodo 1989 a 1994, y en el cual se intervinieron las 5 unidades de destilación; se amplió la capacidad de carga de crudo de la refinería y se inició con varios cambios de metalurgia para mejorar la resistencia a la corrosión por ácidos nafténicos, interviniendo algunas líneas de transferencia e intercambiadores de calor de GOPV, donde se había identificado alta severidad del ataque corrosivo especialmente en los lados vacío.

A partir de esta época se inició un proceso de cambio paulatino de la dieta de crudo a la refinería y con esto de las propiedades que afectan la corrosión por sulfidación y ácidos nafténicos. En la Gráfica 2 se muestra la evolución del TAN y %S promedio del crudo mezclado desde 1994 hasta 2010. Para el año 1994 ya se

tenían valores de TAN en crudo por arriba de 1.0, lo que indica que el cambio de dieta inicio a finales de los años ochenta.

El principal efecto nuevo asociado al cambio de dieta, fue el inicio de una serie de fallas en líneas de transferencia y tubos de salida de la zona radiante de los hornos de las secciones de destilación atmosférica (especialmente en las unidades U-200, U-250 y U-2000) con una morfología de daño localizado en sitios asociados a cambios de dirección (codos y ues) y con una muy alta velocidad de corrosión. Las metalurgias involucradas en estas fallas eran en todos los casos acero 5%Cr. Este aspecto es relevante porque evidencia cómo, mientras se mantuvo un TAN < 1.0 en el crudo, las metalurgias del diseño original para el lado atmosférico respondieron, hasta que se sobrepasó su ventana de resistencia a la corrosión para este tipo de ataque localizado.

Grafica 2. Porcentajes de TAN y S de los crudos cargados a la GRB entre 2004-2009.



Fuente: Ecopetrol SA, estudio efecto de los crudos ácidos y pesados crudos en la GRB, 2010

Adicional a lo anterior, se presentó un incremento en los eventos de falla en equipos y líneas del lado vacío que venían ocurriendo de tiempo atrás. La explicación de este comportamiento está en el incremento de la concentración de ácido que se presenta en las corrientes de las secciones de destilación al vacío con respecto al crudo.

Como respuesta a este creciente número de fallas en ambas secciones de todas las unidades de destilación, se inicio una serie de cambios de metalurgia de las partes afectadas. La otra estrategia de mitigación que se empleó entre los años 2001 y 2004 fue la adición de un inhibidor de corrosión para ácidos nafténicos, especialmente en las unidades U-250 y U-2100. El costo de este tratamiento fue muy alto, pero hubo la necesidad de emplearlo en las unidades donde no había sido posible realizar el cambio de metalurgia de las líneas de transferencia del lado atmosférico y donde las velocidades de corrosión sin inhibidor estaban disparadas.

➤ **Efectos Asociados a los Crudos Pesados.**

Es importante aclarar que no hay una relación consistente entre crudos pesados y crudos ácidos. Se encuentran con frecuencia crudos pesados que no son ácidos (p.e. Castilla, Rubiales, Yarigués), como también crudos medios de alta acidez (p.e. LCT, HCT), y también crudos pesados y ácidos (p.e. Texas, Mezcla Vasconia Heavy). Los mecanismos de degradación atribuibles a los crudos pesados son:

- **Sulfidación Pura:** Este mecanismo fue implícitamente tratado en los anteriores numerales, sin embargo cabe aclarar dos aspectos: El incremento del contenido de azufre por arriba de 0.4% en la corriente de hidrocarburo incrementa la velocidad de corrosión por ácidos nafténicos. Esto implica que el blending (mezcla de crudos) ideal debería ser entre crudo ácido y crudo no ácido de bajo azufre. En nuestro actual blending, se

encuentran varios crudos ácidos de alto azufre y algunos crudos diluyentes no ácidos pero de alto azufre como son Castilla, Rubiales y Yariguíes. Esta combinación contribuye a incrementar la corrosión por ácidos nafténicos.

En la fracción de fondos de vacío, la sulfidación pura es preponderante sobre la corrosión por ácidos nafténicos debido a la baja acidez de esta fracción en nuestros crudos y a que los ácidos allí presentes son de alto peso molecular, los cuales fueron evaluados como los menos corrosivos dentro de todo el espectro de ácidos nafténicos existentes.

- **Agrietamiento por H₂S Húmedo:** La susceptibilidad a este mecanismo de falla depende de la susceptibilidad del ambiente la cual es función del contenido de H₂S en la fase acuosa, del pH y del contenido de Cianuros (CN⁻). En general contenidos de H₂S por debajo de 50 ppm se consideran ambientes de susceptibilidad baja, entre 50 ppm y 1000 ppm de susceptibilidad media y mayores a 1000 ppm de susceptibilidad alta. Por otra parte, la susceptibilidad del acero depende de si es de alto, medio o bajo contenido de azufre desde su proceso de fabricación, de si fue tratado térmicamente después de la soldadura y del grado de dureza de las soldaduras y de sus zonas afectadas por el calor (ZAC).

Hasta la fecha se han identificado dos eventos de degradación asociados con este mecanismo: (a) Rotura por agrietamiento del tambor acumulador de cima del lado vacío (D-268) de la Unidad 250 en el año 2005, al poco tiempo de puesta en servicio la unidad después de la implementación del corte profundo en la sección al vacío, (b) Hallazgo de grietas en el casco del intercambiador condensador de cima de la torre atmosférica (E-2011) de la Unidad 2000, sin pérdida de contención.

A partir de la implementación de RBI en la GRB se han venido realizando inspecciones específicas para la detección de este mecanismo de falla y con

excepción de los casos mencionados, no se han encontrado más evidencias de su ocurrencia.

➤ **Efecto combinado de la corrosividad de los crudos ácidos y pesados.**

Otro efecto combinado de los crudos ácidos y de los crudos pesados que hasta la fecha no ha sido suficientemente cuantificado, es el que han tenido sobre la eficiencia del desalado, y por tanto sobre la corrosión en los sistemas de cima de las unidades de destilación atmosféricas y al vacío, y el costo asociado del tratamiento químico.

El contenido de Calcio en el crudo (Ca), tal como se ha evidenciado en la caracterización de crudos, presenta una correlación directa entre acidez y contenido de Calcio, siendo más evidente para los crudos de más alta acidez puesto que se les ha encontrado mayores contenidos de Calcio. Esta característica tiene dos tipos de impacto:

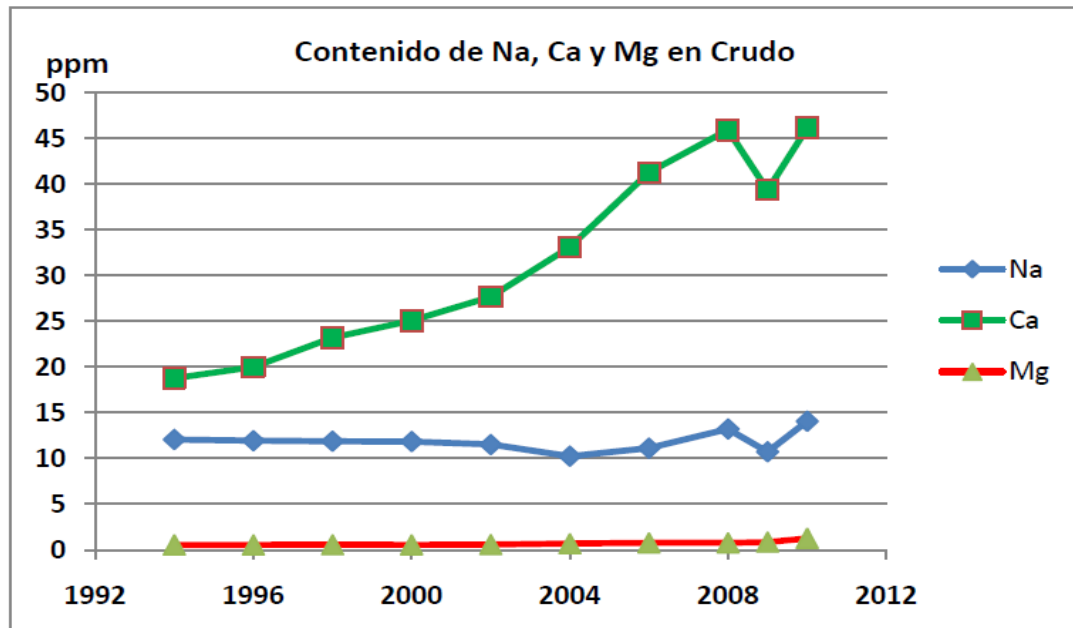
- El contenido de Calcio en el crudo mide indirectamente su contenido de sales de Calcio. Debido a que estas sales tienen una no despreciable capacidad de hidrólisis a las condiciones de calentamiento en los hornos (15 – 20%), al aumentar su contenido en el crudo (y también de las sales de Magnesio) a expensas de la disminución en el contenido de sal de Sodio (la cual es la menos hidrolizable con un máximo de 5%), aumenta la cantidad de sal hidrolizada y por tanto la formación de HCl en la cima de los equipos de destilación, para un mismo contenido de sal a la salida del desalador, lo cual genera mayores costos de tratamiento químico, mayor ensuciamiento en los intercambiadores del sistema de cima de la torre atmosférica y mayor desgaste por corrosión ácida bajo depósitos.

▪

- En crudos con alto contenido de ácidos nafténicos y presencia de Ca se pueden formar Naftenatos de Calcio, compuestos altamente estabilizadores de las emulsiones crudo-agua y agua-crudo, lo cual afecta fuertemente la deshidratación en el desalador aumentando el contenido de sal a la salida del mismo, y la pérdida de crudo con el agua efluente del desalador.

En la Gráfica 3 se observa el comportamiento histórico de los contenidos de elementos presentes en las sales del crudo.

Gráfica 3. Comportamiento histórico contenido de Na, Ca y Mg en los crudos de la GRB.



Fuente: Ecopetrol SA, estudio efecto de los crudos ácidos y pesados crudos en la GRB, 2010

Los crudos con alto contenido de calcio (Omimex y Galán) los cuales se encuentran en mayor proporción en la nueva dieta de la refinería, tienen contenidos de Calcio del orden de 229 y 101 ppm respectivamente.

El alto contenido de Calcio de carácter orgánico en la dieta de crudo de la GRB definida para la operación actual y futura, conlleva al no cumplimiento en la especificación del contenido de Calcio en la carga a la Nueva Unidad “*Delayed Coker*” (15 ppm máximo). Con los sistemas de desalado actual se obtienen bajas remociones con lo cual el contenido estimado sería de hasta 190 ppm de Calcio a la entrada de la nueva unidad.

Debido a lo anterior, se hace necesario para el escenario del PMRB un tratamiento químico para la remoción del calcio el cual se debe aplicar simultáneamente con el tratamiento de desalado en todas las unidades de crudo.

En la Tabla 4, se muestra la composición de una dieta (mezcla) para el escenario del caso base del proyecto PMRB de la GRB. De igual forma se referencian los nombres de los tipos de crudos pesados, medianos y livianos con sus respectivos contenidos promedios de Azufre, Sales y Acidez, dando una idea de que tan corrosivos pueden llegar a ser en su proceso de destilación.

Tabla 4 . Tipos de Crudos carga a la GRB.

NOMBRE DEL CRUDO	Dieta BPD*	S (%w)	Sales (NaCl, CaCl₂, MgCl₂) (%w)	TAN (acidez) (mg KOH/g)
CASTILLA	52.200	1,54%	3,61	0,15
RUBIALES (V NORTE)	1.280	1,14%	-	0,37
MANSAROVAR (LTX)	50.000	1,39%	8,02	5,18
CASABE	22.082	1,01%	18,79	2,30
VASCONIA 1	1.577	1,14%	-	3,81
ISLA 6	23.363	1,96%	12,80	0,53
CUSIANA	0	0,10%	2,88	0,00
CUPIAGUA	24.000	0,06%	1,11	0,07
VASCONIA LIVIANO	28.391	0,98%	5,81	0,54
OCL	0	-	-	0,30
CAÑO LIMON	0	0,51%	3,13	0,20
TIBU ZULIA	0	0,16%	-	0,20
GALAN	8.468	1,09%	6,59	3,12

LCT	26.827	0,93%	5,28	2,11
HCT	10.942	0,65%	3,60	1,50
PAYOA	867	0,12%	14,34	1,68
PROVINCIA	0	0,12%	5,81	2,64
* Dieta estimada Caso Base Proyecto PMRB	250.000			

Fuente: Ecopetrol SA, estudio efecto de los crudos ácidos y pesados en la GRB, 2010

5.1.8 Proyecciones de Producción de Crudos en Colombia.¹⁰

En los últimos años Colombia pasa por el mejor momento de su historia en materia petrolera, como lo reflejan las cifras. La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) reportó para el 2011 una perforación récord de 125 pozos exploratorios y un nivel de producción de crudo diario, en promedio, de 914.000 barriles. Para el año 2012, el Ministerio de Minas y Energía (MME) ya pronosticó una producción de un millón de barriles día hacia el cierre del primer trimestre.

De acuerdo con las cifras del MME del año 2011, el 50,4 por ciento de toda la producción de petróleo se generó en 10 campos, seis de ellos ubicados en el Meta, y los otros cuatro en Arauca, Santander, Casanare y Putumayo, respectivamente.

El campo que sigue siendo el rey, y de lejos, es Rubiales (Meta), que produjo en promedio 165.446 barriles por día, que equivalen al 18 por ciento de todo el 'oro negro' que se extrajo en el país.

De este volumen, el 45 por ciento fue para Pacific Rubiales y el resto para Ecopetrol. En el segundo lugar aparece el campo Castilla, que al unir las zonas

¹⁰ COLOMBIA, ANH, Agencia Nacional de Hidrocarburos, Petróleo y Futuro, 2009.

en las que está dividido dio 109.832 barriles por día en promedio, los cuales entraron a las cuentas de Ecopetrol.

Si la lista de los campos que más rinden se extiende a los primeros 20, de un total de 360 registrados en el año 2011, su producción pasa a representar el 64,6 por ciento del total.

Se destaca el aporte que siguen dando campos viejos como Rubiales y Castilla (en el Meta) o el emblemático Caño Limón (Arauca), que ocupó el cuarto lugar en el año 2011.

En los últimos siete años se ha visto un incremento importante en las producciones de las áreas antiguas. Por ejemplo, hace unos años Rubiales aportaba apenas 8.000 barriles por día, hoy en día produce 165.446 barriles; este es un ejemplo claro de que la industria está trabajando en mejorar el recobro.

De hecho, de las reservas que se le han agregado al país, la gran mayoría corresponde a revaluación de recursos en campos antiguos, pues de 2.050 millones de barriles que se han adicionado al país, sólo 300 millones provinieron de nuevos descubrimientos.

La intención de 'escurrir' al máximo los campos se evidencia en las inversiones.

Por ejemplo, de los 10.963 millones de dólares que el grupo Ecopetrol invertirá durante el año 2012, 4.518 millones están orientados a la producción. Un poco más de la mitad de esta suma está representada en 'megaproyectos y proyectos especiales' entre los que están, por supuesto, Castilla, Chichimené y Rubiales. En el primero, la inversión será de 700 millones de dólares, con un rango entre 54 y 60 pozos, mientras en Rubiales será de 241 millones de dólares para un proyecto conjunto con Pacific-Rubiales, cuya meta es la perforación de 108 pozos de desarrollo en este año 2012.

La Asociación Colombiana de Petróleo (ACP) señala que la industria debe consolidar sus resultados, lo que implica que haya nuevos hallazgos para mantener la producción arriba del millón de barriles en la década. Se han venido aumentando los recobros, pero se requieren nuevos descubrimientos, porque en algún momento la producción de los campos viejos empezará a declinar.

Este año, según la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), se abrirán 150 pozos exploratorios, con una inversión del orden de US\$ 770 millones.

De acuerdo con el Ministerio de Minas y Energía, Colombia certificó en el 2010 unos 3.100 millones de barriles en reservas de petróleo, entre probadas, probables y posibles. Este mismo organismo señaló que el país produciría al final de 2010, 800.000 barriles de crudo y más de un millón de barriles en 2011. Se tiene algo así como 2.600 millones de barriles de reservas P1 y P2, que son “probadas” con instalaciones de desarrollo y “probables”, y unos 500 millones de barriles adicionales en reservas “posibles”, en las que se necesita hacer más trabajo para desarrollarlas. Colombia alcanzó un promedio de 1.500 millones de barriles en reservas de crudo en los últimos 4 años.

5.1.9 Nuevas Tecnologías de Monitoreo de la Corrosión.¹¹

5.1.9.1 Introducción. La corrosión es un proceso dinámico que está influenciado por numerosos factores, que a menudo varían dependiendo del tiempo y de las variables de proceso, ocasionando eventos de corrosión ó súbitos aumentos en la velocidad de corrosión. Esta afirmación no se dimensiona correctamente, debido a que históricamente los métodos de monitoreo manejan periodos muy largos de

¹¹ ECOPETROL, ICP, Informe interno sobre nuevas Tecnologías de Monitoreo (MOTR), Noviembre del 2010.

inspección y no se ejecutan en línea sino en forma manual, por lo que no permiten registrar todos los eventos de corrosión ni correlacionarlos con las variables de operación y de proceso.

La información sobre la medición del daño por corrosión en periodos largos, típicamente de meses a años, es usada para confirmar ó predecir lo siguiente:

- La efectividad de la estrategia de control de corrosión.
- La probabilidad de eventos futuros.
- Las necesidades de mantenimiento.

No obstante, se han documentado muchos casos de inconsistencias donde las tendencias históricas no pudieron predecir un evento futuro y fallas inesperadas ocurrieron, con altos costos asociados. Los métodos de medición usados normalmente son los cupones de corrosión por pérdida de peso, las probetas “off line”, complementadas con inspecciones visuales, los cuales pueden identificar problemas de corrosión que sólo se detectan después de que ha ocurrido una falla ó que el activo se ha deteriorado severamente.

Actualmente existen nuevas maneras de mejorar la situación antes mencionada y consolidar como prioritaria y crítica la función del ingeniero de corrosión, a través de la implementación de mediciones de corrosión en línea y en tiempo real ó MOTR (Monitoreo On line Tiempo Real). Grandes beneficios de estos sistemas MOTR son:

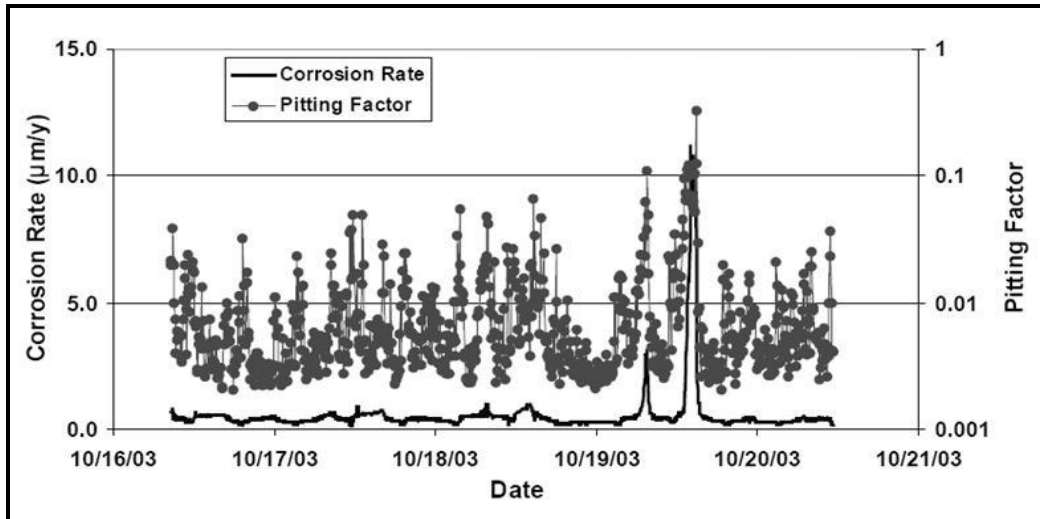
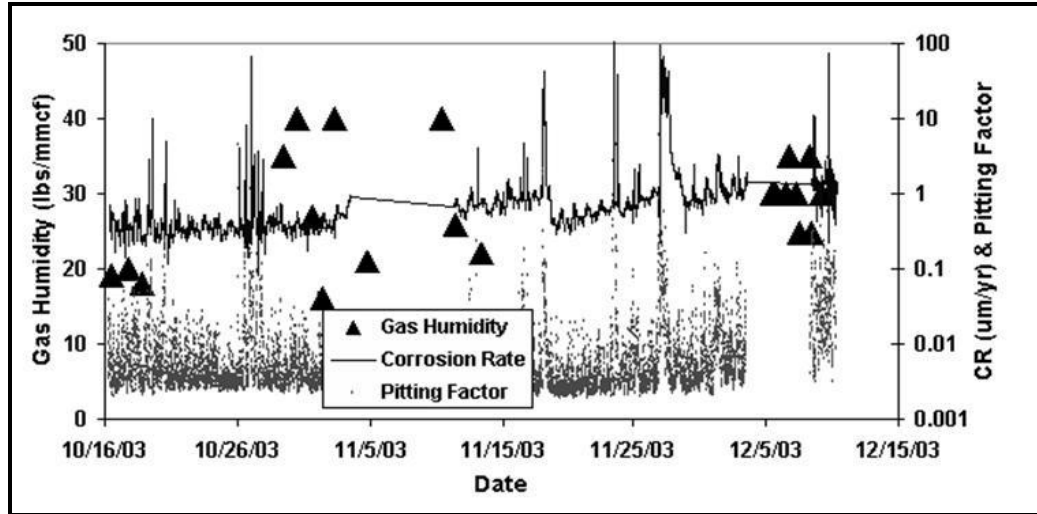
- Reducción del nivel de actividades manuales.
- Disminución del nivel de exposición del personal de corrosión.
- La información crítica se obtiene más oportunamente.
- Es posible correlacionar eventos de corrosión con eventos operacionales ó cambios de proceso.

Estas nuevas opciones de monitoreo involucran el uso de los sistemas existentes de adquisición y automatización de datos de las plantas, por ejemplo, el Sistema de control distribuido “*Distributed Control System (DCS)*” de las unidades es usado para monitorear y controlar el proceso. Si se integran las mediciones de corrosión al sistema, fácilmente el monitoreo de corrosión puede ser implementado, automatizado y visualizado como otra variable de proceso. Esta opción es más benéfica que mantener un sistema independiente de monitoreo de corrosión, y permite obtener un mayor grado de integración de la información, ideal para la toma de decisiones en forma efectiva.

5.1.9.2 Descripción de la Tecnología MOTR. La velocidad de corrosión en campo y en plantas se ha visualizado como la diferencia entre dos medidas en un intervalo de tiempo relativamente largo (semanas ó meses). Estas medidas normalmente son del espesor de pared de equipos y tuberías (inspección por UT, cambios de Resistencia Eléctrica en probetas), ó de pérdida de peso (Cupones de corrosión). Sin embargo, estos métodos tienen dos grandes desventajas: los datos indican corrosión cuando ya existe un deterioro acumulado en el equipo, y la velocidad de corrosión obtenida es un promedio en el intervalo de tiempo de medida. Entonces los picos de corrosión no son documentados, y las condiciones operacionales ó de proceso que los producen no se pueden identificar adecuadamente.

Lo anterior, ha creado la concepción errada de que la corrosión en procesos industriales ocurre a una velocidad constante en el tiempo, cuando la realidad es que la mayor parte de los eventos de corrosión ocurren durante cortos periodos de tiempo cuando se dan cambios específicos en las condiciones de proceso. En las Figuras 11 A-B, se presenta un ejemplo donde se visualiza que en un intervalo de dos meses la mayor parte del tiempo la velocidad de corrosión es estable, pero hay varios eventos puntuales donde la corrosión se dispara superando los límites establecidos.

Figura 11 . A-B- Datos de MOTR en una corriente de gas deshidratado.



Fuente: *NACE paper 0768*

Arriba se ven seis eventos de corrosión en dos meses. Abajo se detalla un intervalo de cinco días y se observa diferenciado un evento de corrosión relacionado con inconvenientes del proceso de deshidratación del gas. El ejemplo anterior, resalta una situación en que podría mejorarse el control de corrosión con mejoras en el control de proceso ó aumento en la dosis de inhibidores, basados en

el resultado del MOTR más que en un histórico de velocidades de corrosión promedio de un intervalo de varias semanas.

Para entender el concepto de monitoreo “on line tiempo real”, es pertinente conocer y diferenciarlo del monitoreo “*off line*” y del monitoreo “*on line*”.

Los cupones de corrosión han sido el método de monitoreo de corrosión más usado en la industria, son fáciles de usar, usualmente precisos, pero completamente manuales, así que son un método “*Off line*”, que involucra una ardua labor y es difícil su automatización.

En algunos casos las probetas de corrosión convencionales son conectadas a “*dataloggers*” ubicados en campo, que son instalados para coleccionar datos durante semanas ó meses, periodo al cabo del cual se descargan los datos y se llevan a un PC para análisis, esta opción es llamada monitoreo “*On line*”, a pesar de que no se puede acceder ni visualizar los datos en cualquier tiempo. Además, la información se obtiene en forma aislada, sin correlación con las variables de proceso, lo que requiere de mayor tiempo del ingeniero de corrosión para análisis de los datos. En ocasiones, la información llega después de que el daño ha ocurrido ó se ha presentado alguna falla.

Lo anterior, ha causado que el monitoreo de corrosión sea visto como una lectura reactiva de segunda importancia, en lugar de una variable primaria que puede ser controlada y optimizada mediante el proceso.

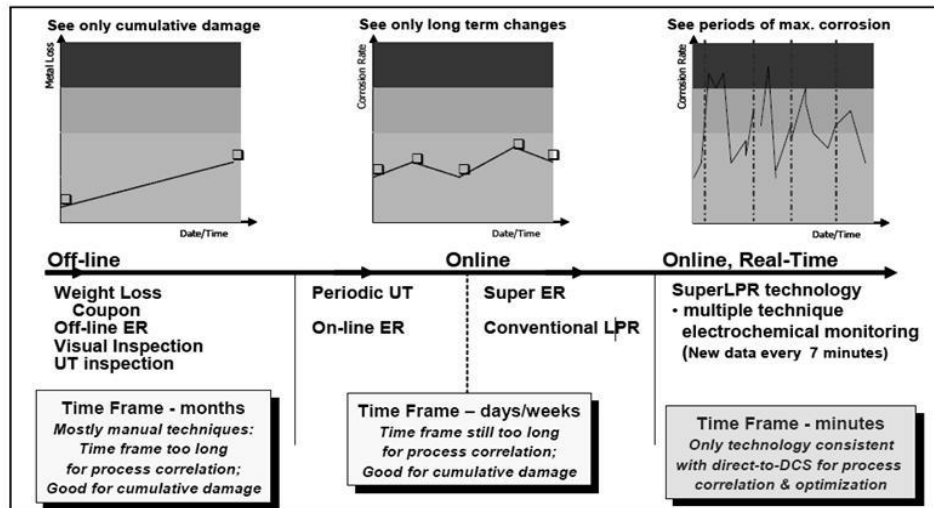
Cuando el sistema de monitoreo de corrosión tiene la capacidad de tomar datos a intervalos de tiempo muy cortos (minutos), almacenarlos, transferirlos a un PC en el cuarto de control y permitir su visualización en el DCS de la planta, de forma constante en el tiempo, estamos frente a un sistema de monitoreo “*On Line* Tiempo Real (MOTR).

A continuación se mencionan algunas ventajas al usar sistemas MOTR:

- Incrementa la capacidad para procesar crudos con más altos márgenes de rentabilidad.
- Disminución en los costos de paradas no programadas, una refinería que procesa 200.000 barriles con un margen de US\$ 3,0/barril, puede perder US\$ 1.800.000 corrigiendo una fuga durante tres días.
- Se mejora la confiabilidad de los activos, genera corridas de planta más prolongadas, reduciendo hasta en un 10% los costos de mantenimiento.
- Un mejor desempeño del desalador como resultado de un mejor monitoreo puede generar aumento hasta de un 2% en la rata de carga de crudo y capacidad de procesar un 5% más.
- Mitigación de la exposición del personal al riesgo y disminución de emisiones al ambiente.
- Disminución de costos por optimización del consumo de inhibidores gracias a un monitoreo de corrosión mejorado.
- Aumenta la efectividad de los operadores de planta al tener la información de corrosión como otra variable de proceso y poder actuar en forma oportuna.
- La información que llega al sistema de control de la planta puede ser visualizada en tiempo real por otros usuarios involucrados en la toma de decisiones.

La transición entre un sistema “*off line*” y un moderno sistema “*On line* tiempo real” (MOTR) se esquematiza en la Figura 12.

Figura 12. Esquema de la migración de monitoreo de corrosión “off line” a “on line” tiempo real.



Fuente: NACE paper 0768

Actualmente existen algunas alternativas para monitoreo de corrosión en tiempo real, basadas principalmente en técnicas electroquímicas: Resistencia a la Polarización Lineal (LPR), Análisis de Distorsión de Armónicos (HDA), Espectroscopia de Impedancia Electroquímica, Ruido Electroquímico (ECN), cambios en la Resistencia Eléctrica (ER), y medidas de espesor de pared por Ultrasonido.

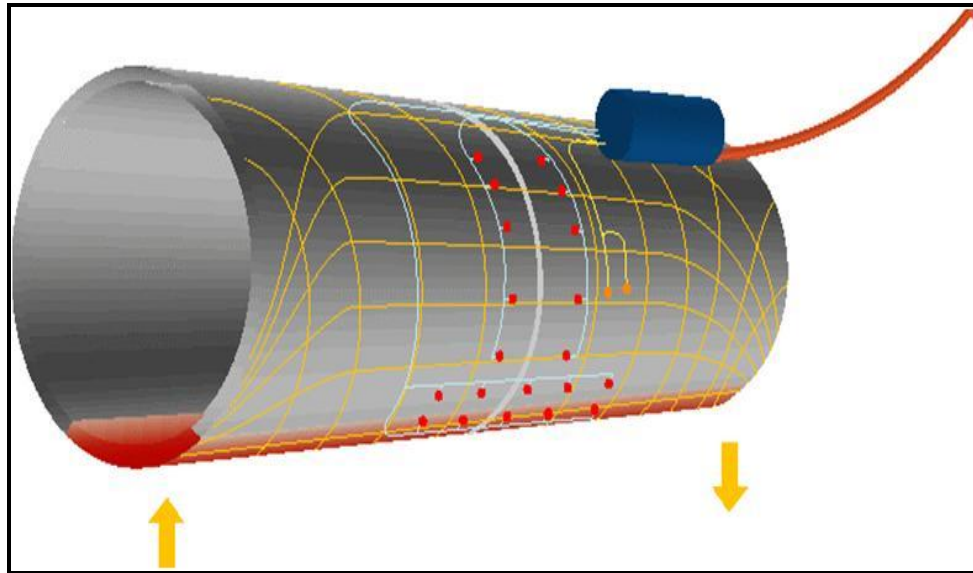
A continuación se describen varias de las tecnologías disponibles actualmente en el mercado mundial, que se perfilan como opciones a implementar para el monitoreo de la corrosión en la GRB

➤ Field Signature Method (FSM)

FSM (*Field Signature Method*) o método de la huella digital eléctrica, es una técnica de monitoreo de corrosión, que consiste en crear un campo eléctrico en el material bajo estudio, mediante aplicación de corriente eléctrica constante a través de unos conectores colocados en los extremos del componente a evaluar. El campo eléctrico formado es característico del equipo bajo estudio, de allí se deriva el nombre de la técnica.

En el área donde se forma el campo eléctrico se instalan unos sensores o pines, soldados en la superficie externa del área a evaluar, según se muestra en la Figura 13. Los pines son conectados a cables para medición de potenciales en el área evaluada.

Figura 13. Esquema de campo eléctrico y pines sensores.



Fuente: Corroven S.A.

Cuando ocurre corrosión en el componente, la resistencia eléctrica del área ubicada entre dos pines sensores sufrirá variaciones, lo cual puede ser detectado a través de mediciones de potencial, dichas variaciones permiten calcular la velocidad de corrosión. El principio físico de funcionamiento de la técnica se denomina Resistencia Eléctrica y está basado en las Leyes de Ohm y Faraday. Este principio ha sido utilizado en la industria petrolera por más de 50 años.

El FSM puede monitorear equipos y líneas que trabajen entre -40°C y 400°C y puede ser instalado en servicio.

Al conjunto de pines sensores, pines de alimentación y pines de salida de corriente se le denomina “Matriz de Pines”, la cual es diseñada por el fabricante de

acuerdo a las características del equipo a evaluar y de acuerdo al fenómeno corrosivo esperado. A continuación se muestra en la Figura 14 la secuencia típica de fabricación de la Matriz de Pines.

El sistema FSM se presenta en dos versiones:

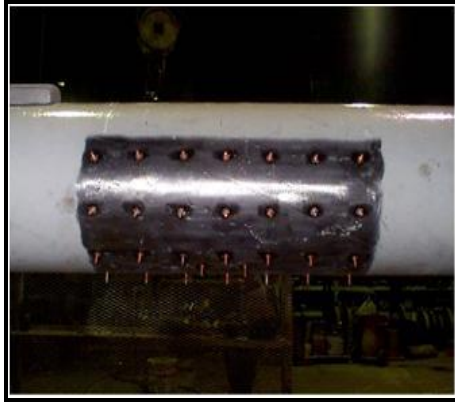
ATEX que es una versión certificada en áreas clasificadas, el FSM está certificado de acuerdo al estándar Europeo Exiamb IIC T4. Esta versión certificada está basada en el sistema Field Bus de Roxar y el protocolo IP66. El FSM se carga y se comunica a través de una unidad Fiel interfase Unit (FIU), la data de la matriz de pines es colectada por el FIU y enviada a la PC con el Software Multitrend. Los protocolos de comunicación disponibles entre el FIU y la PC son los siguientes:

- Cables RS232, RS485
- LAN Ethernet
- *Wireless* (Radio, teléfono, GSM, teléfono satelital)

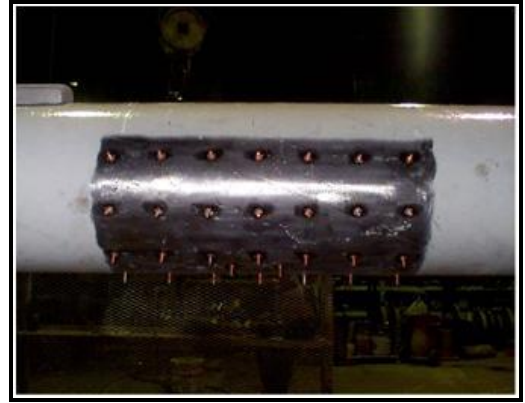
Una FIU puede manejar hasta cuatro (4) FSM y su consumo de energía es de aproximadamente siete (7) vatios por lo tanto este sistema es ideal para ser energizado con energía solar.

Hay otra versión de FSM para áreas remotas donde la limitación de seguridad no aplica. Esta versión es alimentada con corriente directa. Ambas versiones operan entre -40° C y 60° C. Los principales componentes del FSM son:

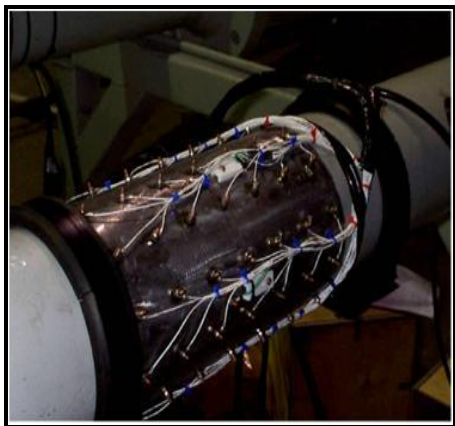
Figura 14. (A) Marcaje de la posición de la matriz de pines de acuerdo al plano del fabricante; (B) Soldadura de los pines; (C) Conectar cables a cada uno de los pines soldados, agrupando el cableado; (D) Protección externa de la matriz de pines.



(A)



(B)



(C)



(D)

Fuente: Corroven S.A.

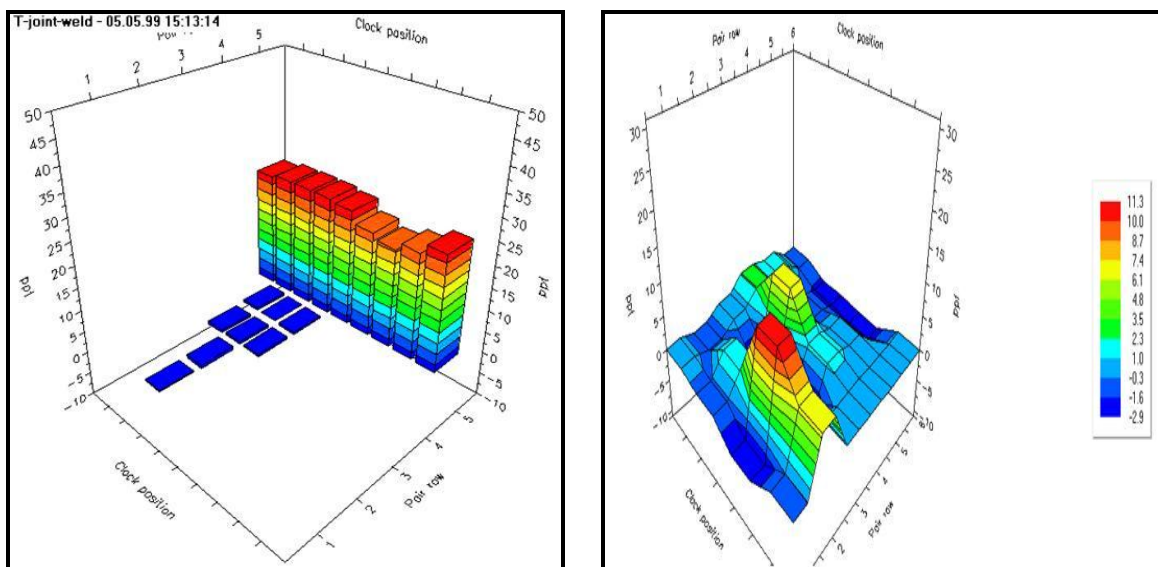
- Matriz de pines con placas de referencia conectada al instrumento FSM.
- Instrumento FSM – uno por matriz de pines.
- Caja de Conexión.
- Field interfase Unit (FIU) cables desde el FSM hasta las cajas de conexión y desde la caja de conexión al FIU.
- Field interfase Unit: envía alimentación de corriente y comunicación al instrumento FSM y se comunica con la PC.

Opciones para colocar un FIU en una planta:

- FIU puede ser instalado en el cuarto de control principal en un gabinete con la computadora y el Multitrend software.
- FIU puede ser instalado en una sala de control local comunicarse a la PC con Multitrend ejemplo vía Ethernet.
- FIU puede ser instalado en el campo en una caja que lo proteja del ambiente (a prueba de explosión).

En cuanto al manejo de la información recolectada, el software multitrend presenta gráficos tridimensionales que permiten establecer entre que parejas de pines se están presentando las mayores pérdidas de espesor. La Gráfica 4 muestra un par de ejemplos de la visualización de la información final.

Gráfica 4. Visualización de los datos tomados por el FSM y analizados en el software Multitrend.



Fuente: FSM, ROXAR

Finalmente se resumen las ventajas y limitaciones de este método de MOTR.

Ventajas:

- Método de monitoreo de corrosión No Intrusivo.
- Alta sensibilidad (1/1000") y precisión en la detección, ubicación y dimensionamiento de los defectos.
- Al tener los pines fijos a la superficie, tiene una gran repetibilidad de resultados.
- Puede trabajar con temperaturas de superficie de – 40°C hasta 450°C, permitiendo su instalación en recipientes criogénicos.
- Puede monitorear áreas grandes (mayor representatividad) y con cualquier geometría y cualquier espesor.
- La vida de diseño del sistema es de 50 años.
- El sistema puede instalarse en diferentes ambientes.
- El control de corrosión mejorado, permite reducir costos de inspección.
- Permite optimizar el uso de inhibidores de corrosión.
- Los datos almacenados no dependen de las habilidades del operador.
- Las incrustaciones ó depósitos en la zona interna del equipo no tienen incidencia en los resultados del sistema.
- Requiere poco entrenamiento del operador.
- No requiere calibración
- Permite acceso remoto.
- No requiere mantenimiento.

Limitaciones:

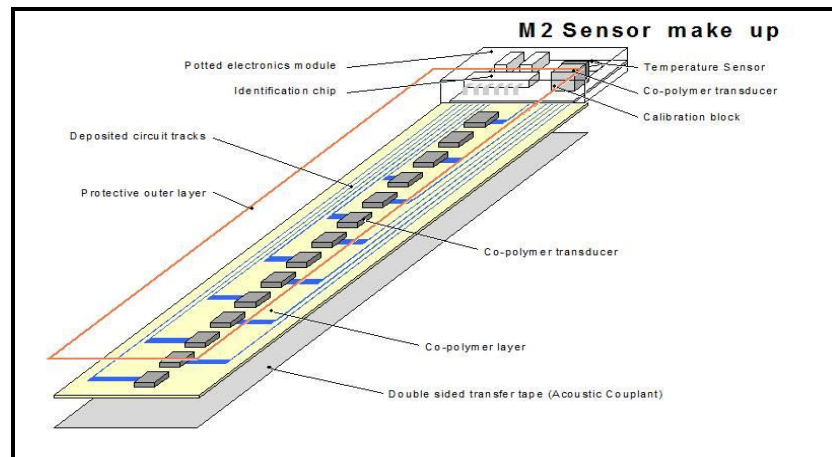
- La detección de agrietamiento sólo se puede hacer bajo ciertas condiciones de tamaño y dirección de la grieta respecto a las líneas del campo eléctrico inducido.

- Por sistema se puede instalar mínimo 1 m² y máximo 3 m².
- Está limitado a materiales eléctricamente conductores.
- No discrimina si la pérdida de espesor es interna ó externa, normalmente se aplica un recubrimiento para evitar la corrosión externa.

➤ **Rightrax Technology.**

Esta tecnología está basada en mediciones de espesor con sensores de ultrasonido instalados en forma permanente sobre la tubería ó recipiente. La información puede colectarse en forma automática y remota. El software almacena la información y es posible definir alarmas que se activen cuando el espesor alcance un nivel crítico y alerten al operador. Un esquema de la cinta que contiene los sensores se muestra en la Figura 15.

Figura 15. Cinta Rightrax standard con 14 sensores de UT para medición de espesores.



Fuente : General Electric Inspection Technologies.

Esta tecnología (*Rightrax*) es nueva en el mercado, y en Latinoamérica se instaló como piloto en facilidades de Petrobras- Brasil y actualmente ya se comercializa a

nivel mundial. Funciona para infraestructura aérea ó enterrada, no para sumergida.

Los rangos de temperaturas y espesores de trabajo son:

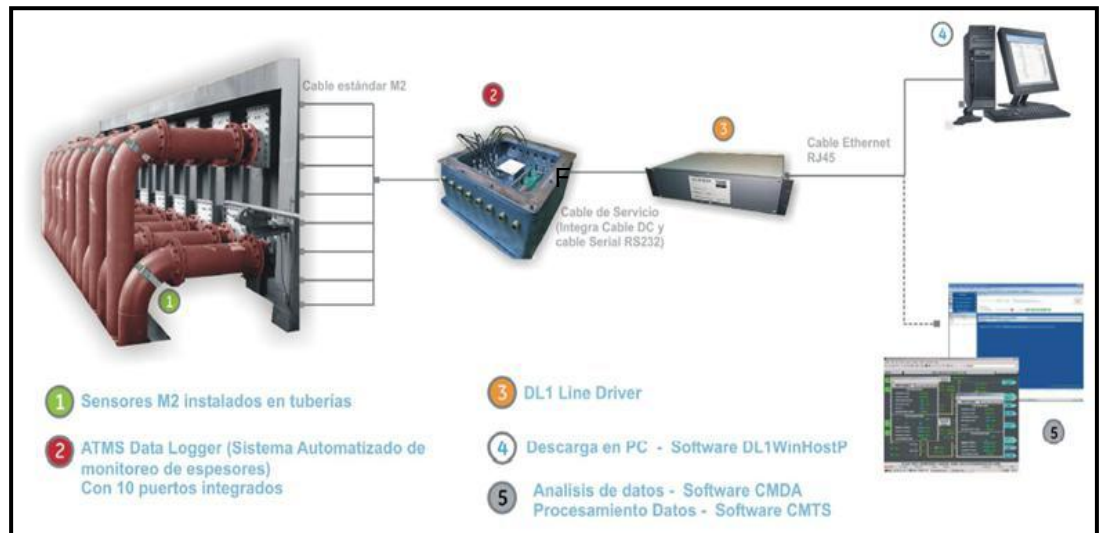
- Temperaturas entre -40°C a 120°C y Espesores entre 5 a 100 mm (Rightrax estandard).
- Temperaturas entre -20°C a 350°C y Espesores entre 3 a 19 mm (Rightrax HT).

La instalación del sistema es intrínsecamente seguro, adecuada para áreas clasificadas en plantas de proceso.

La zona de instalación de los sensores se escoge según la historia del equipo, la experiencia del personal de integridad de equipos ó especialmente en tuberías, se utilizan modelos.

El sistema totalmente automatizado y operando en forma remota es recomendado para sitios de difícil acceso y donde se requiere monitorear espesores de pared a intervalos cortos de tiempo vinculado al DCS de la planta ó al SCADA en el caso de líneas de transporte. No tiene aún una versión “*wireless*”, sino que utiliza cableado para la transferencia de datos. La Figura 16 muestra un esquema típico del sistema.

Figura 16. Sistema Rightrax automatizado instalado en tuberías de proceso.



Fuente : General Electric Inspection Technologies.

El software de manejo y análisis de la información permite visualizar cada isométrico de la planta donde se instalaron los sensores y ver en qué puntos hay pérdidas de espesor en niveles críticos, además muestra en forma independiente los datos “On line tiempo real” de cada sensor instalado. Las Figuras 17 A-B, muestran un par de ventanas con un ejemplo práctico del software.

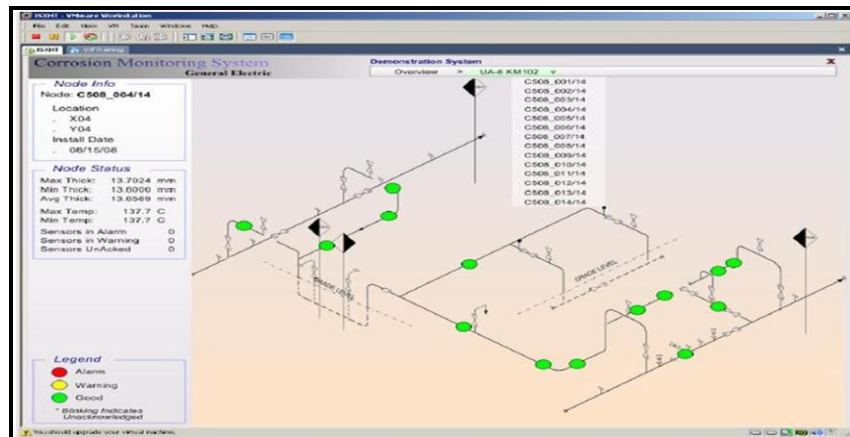
El sistema está compuesto por los siguientes elementos:

- M2 Sensors.
- ATMS Data logger with build-in 10 port multiplexer
- LD1 Line driver
- DL1WinHostP acquisition software
- CMDA data analyses software
- CMTS data processing software

Es posible conectar hasta 10M2 “sensors” por DL2 *data logger*, y dos DL2 *datalogger per LD1 Line Driver*.

La adquisición de datos es hecha usando “*dll winhostp*” en modo de automedición a intervalos regulares mayores a 10 minutos por sitio, las conexiones al SCADA ó al DCS se hacen usando MODBUS RS232 RTU, OPC Ethernet, contacto libre de voltios para M2 sensor, y procesamiento automático de datos usando CMTS.

Figura 17 A-B- Arriba: Isométrico con la ubicación de los sensores Rightrax; Abajo: Perfil de espesores medido en tiempo real independiente para cada sensor.



Fuente : General Electric Inspection Technologies

La versión más reciente en el mercado es el Rightrax para alta temperatura (HT), el cual tiene el mismo principio de funcionamiento pero consta de sensores UT independientes y tiene diferencias en cuanto a rangos de espesor y temperatura y en cuanto a la instalación. Una diferencia notable entre las dos versiones (Estandar y HT) es que los sensores estándar se instalan y no pueden moverse de sitio para ser reubicados, mientras que esto si es posible con los sensores Rightrax HT. La Figura 18 permite ver un sensor tipo HT instalado.

Figura 18. A) Sensor UT Rightrax HT; (B) Punto de monitoreo de espesor de pared.



(A)



(B)

Fuente: *General Electric Inspection Technologies*

Las ventajas y limitaciones de la tecnología Rightrax se mencionan a continuación:

Ventajas:

- Trabaja a temperaturas hasta de 350°C, monitoreando en forma continua la velocidad de corrosión.
- Método de monitoreo de corrosión No Intrusivo. Su instalación puede hacerse sin afectar la disponibilidad de la planta.

- El sistema se controla en forma remota (desde un cuarto de control) y puede centralizar la información de varios sensores en un sólo terminal de computador.
- Al hacer link con el software de control operacional de la planta, permite correlacionar las variables de proceso con las velocidades de corrosión obtenidas.
- Puede integrarse al software de mantenimiento de la GRB (Ellipse), generando automáticamente las alarmas y posteriores órdenes de trabajo.
- Alta precisión, hasta de 25 micrones.
- Alta repetibilidad de los resultados por los sensores fijos.
- El monitoreo de corrosión mejorado permite reducir costos de inspección y optimizar el uso de inhibidores de corrosión.
- Los datos almacenados no dependen de las habilidades del operador.
- Permite monitoreo permanente de la corrosión en zonas de difícil acceso.
- Las incrustaciones ó depósitos en la zona interna del equipo no tienen incidencia en los resultados del sistema.
- No requiere calibración, el sensor trae un bloque integrado.
- No requiere mantenimiento, ni acoplante para los sensores.
- Permite establecer la efectividad de otros métodos de monitoreo como cupones y probetas de corrosión.
- Fácil instalación en equipos en servicio.

Limitaciones:

- No detecta agrietamiento del equipo.
- No funciona para estructuras sumergidas.
- La vida útil de los sensores es de 5 años.
- No está disponible aún la versión “*wireless*”, y el cableado tiene una máxima distancia de 150 m.

- El área monitoreada por transductor no supera 3 cm², requiere varios transductores para hacer representativa la medición.

➤ **Probetas de Alta Velocidad de Respuesta.**

Los sistemas de probetas de corrosión más comunes usados actualmente en la industria para monitorear la velocidad de corrosión están basados en las técnicas electroquímicas de Resistencia a la polarización lineal y de resistencia eléctrica, usadas desde los años sesenta. Las lecturas tomadas con estos sistemas, tienen una respuesta lenta y los datos pueden analizarse con desfase de varias horas, por lo que este método adquiere un carácter cualitativo.

Nuevos avances en este tema han permitido varios adelantos como: mejora del diseño de las probetas para que permitan una respuesta más rápida y la generación de mayor número de datos a intervalos de 20 minutos en adelante, también la implementación de técnicas complementarias en estas probetas como Ruido Electroquímico (ECN) y análisis de distorsión de armónicos (HDA), lo que se refleja en una mayor precisión en la medición de la velocidad de corrosión general y localizada (picado). El acople de estas técnicas le permite al operador tener una rápida respuesta “on line tiempo real” de dos variables adicionales al proceso: La velocidad de corrosión y el factor de picado.

Un tercer adelanto tecnológico de estos sistemas es el uso de transmisores inalámbricos que colectan las mediciones de las probetas y las transmiten vía “*wireless*” al cuarto de control y al DCS de la planta en donde la velocidad de corrosión aparece junto con las demás variables de proceso, lo que facilita la interpretación de los eventos por corrosión y el análisis de las posibles causas.

Un detalle del conjunto probeta transmisor se observa en la Figura 19.

La transmisión de los datos es altamente confiable, debido a que estos nuevos sistemas de MOTR utilizan redes auto organizables, en las cuales cada transmisor

tiene al menos dos canales de comunicación y pueden añadirse hasta 100 transmisores a la misma red sin disminuir la velocidad de recolección y transferencia de datos.

El sistema completo de MOTR con estas probetas de última generación consta de los siguientes elementos:

- Probetas de corrosión tipo LPR ó ER.
- Transmisores inalámbricos.
- Gateway que recibe información hasta de 100 transmisores.
- PC del cuarto de control local ó central.

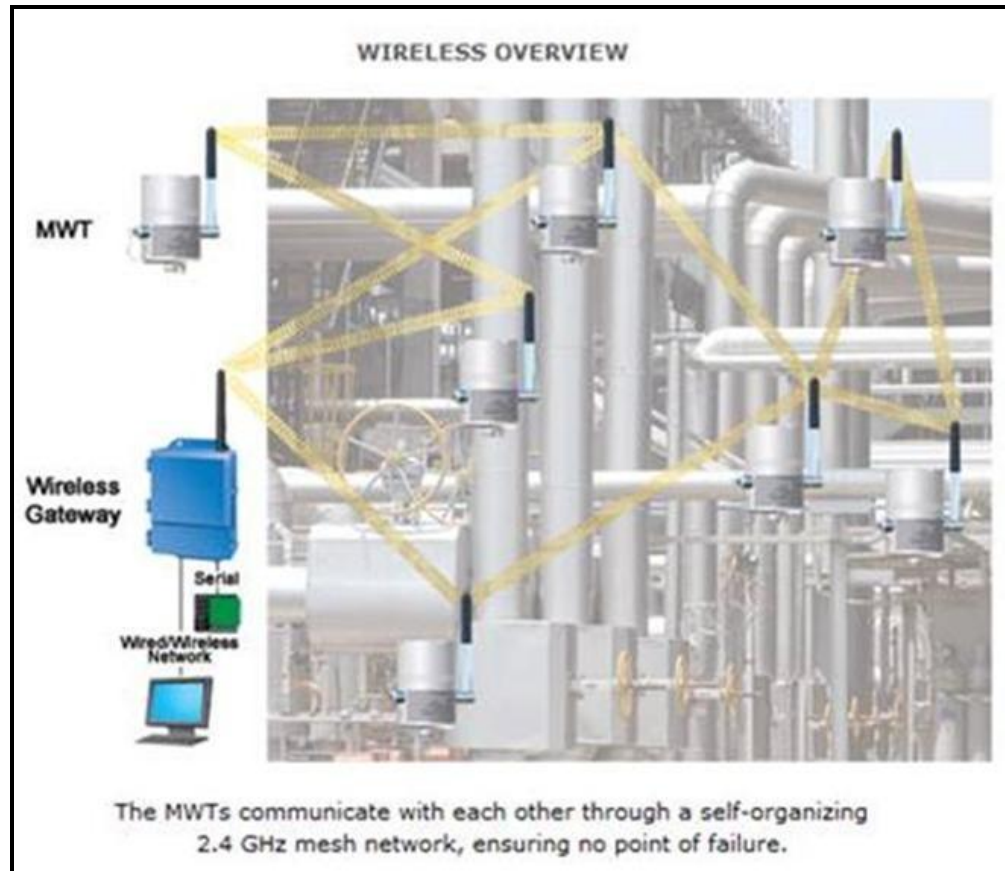
Figura 19. Probeta de alta velocidad de respuesta con transmisor inalámbrico.



Fuente : *Robarck Cosasco System*

En la Figura 20 se muestra un esquemático de una de estas redes de MOTR.

Figura 20. Sistema de MOTR dispuestos en una red auto-organizable.

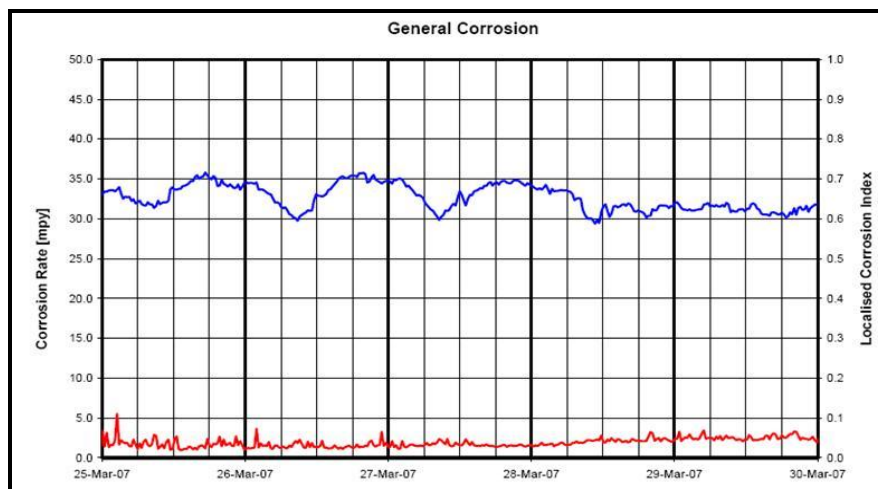


Fuente: *Robarck Cosasco System*

Las tendencias de velocidad de corrosión e índices de picado dependen del tipo de daño presente en las tuberías, erosión, corrosión general ó picadura. Algunos ejemplos de cómo se visualizan los datos generados por esta tecnología de MOTR se muestran a continuación en el Gráfico 5.

Este gráfico corresponde a un proceso de corrosión general con variaciones muy pequeñas por cambios en la temperatura ambiente. El índice de picado se mantiene menor que 0,1, lo que indica una muy baja tendencia al ataque localizado.

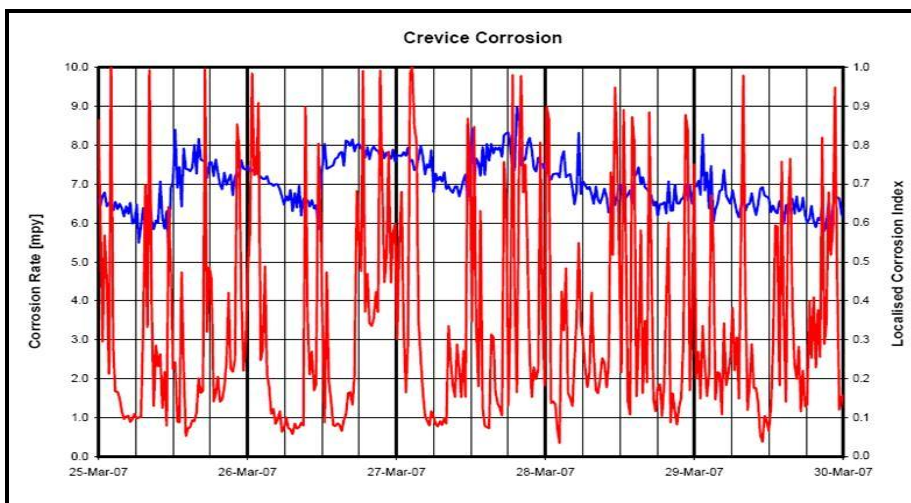
Grafica 5 . Caso de alta corrosión generalizada (azul) y baja tendencia al picado (rojo).



Fuente: Pepperl & Fuchs

La Gráfica 6 corresponde a una representación típica de un proceso de “*crevice corrosión*” en el elemento removible de la probeta, lo que indica que puede darse el mismo proceso en zonas como sellos de bridas, depósitos ó derivaciones de pequeño diámetro. La oscilación del índice de picado desde una línea base entre 0,1 y 0,2 hasta valores de 0,8 y 0,9 es un indicador claro de que se está presentando en la probeta este tipo de daño.

Grafica 6. Caso típico de ataque tipo “crevice corrosión” con presencia de corrosión general (azul) y corrosión localizada (rojo).



Fuente: Peperl & Fuchs

En las Tablas 5 y 6 se presenta una comparación entre los diferentes sistemas de monitoreo convencional y MOTR que se han descrito en este documento y una factibilidad costo-beneficio estimada para la implementación de estas técnicas en la GRB.

Tabla 5. Información Sistemas de monitoreo sugeridos para la GRB

INFORMACION DE PROVEEDORES Y COSTOS DE NUEVAS TECNOLOGIAS DE MONITOREO DE CORROSION ON LINE TIEMPO REAL					
TECNOLOGIA ESTUDIADA	FABRICANTE	PROVEEDOR REPRESENTANTE	CONTACTO	E MAIL	COSTO ESTIMADO POR PUNTO (US \$)
Field Signature Method (FSM)	Corrocean - Roxar	Corroven S.A.	Edmundo Levy	elevy@corrven.com	\$65,000
Rightrax estandard	General Electric IT	GEIT (Brasil)	Silvana Santos	silvana.santos@ge.com	\$12,000
Rightrax HT	General Electric IT	GEIT (Brasil)	Silvana Santos	silvana.santos@ge.com	\$6,500
Probetas inalámbricas LPR	Pepper & Fuchs	Instrumentos y Controles	Rocio del Pilar Torres	rptorres@iydsa.com.co	\$10,000
	Honeywell	Equipos y controles	Johan F. Pachón	jpachon@eydsa.com.co	\$10,000
probetas inalámbricas ER	Robarck Cosasco	Insercor	Emiliano Silva /Elias Chirico	silva.emiliano@insercor.com.co	\$12,500

Fuente: Informe Interno ICP, 2010

Tabla 6. Comparación de costos de las diferentes técnicas.

FACTIBILIDAD DE IMPLEMENTACION DE LAS NUEVAS TECNOLOGIAS DE MONITOREO DE CORROSION ON LINE TIEMPO REAL VS TECNICAS DE MONITOREO CONVENCIONALES UTILIZADAS EN LA GRB				
INFORMACION BASE	Cupones de Corrosión	Probetas de ER	Rightrax Standard (LT)	Probetas de alta velocidad de respuesta Corrtan
Costo de tecnología (US \$)	\$836	\$20.000	\$37.475	\$29.089
Costo H-H para el monitoreo (US \$)	\$771	\$2.040	\$6.120	\$64.800
Costo Facilidades para instalación de la tecnología y/o técnica de monitoreo (US \$)	\$1.000	\$1.000	\$475	\$2.000
Costos Pruebas de Laboratorio (US \$)	\$643	\$0	\$0	\$0
Días de parada de planta no programada ahorrada	0	0	2	2
Ahorro por Costos de reparación de la falla (US \$)	\$0	\$0	\$10.000	\$10.000
Costo planta fuera de servicio / día (US \$)	\$288.279	\$288.279	\$288.279	\$288.279
Ahorro por de Costo de Planta fuera de servicio (US \$)	\$0	\$0	\$576.558	\$576.558
Potencial Beneficio económico por el uso de las tecnologías por punto de monitoreo (US \$)	\$0	\$0	\$586.558	\$586.558
Ahorro económico para la GRB por punto de monitoreo (US \$)	-\$3.250	-\$23.040	\$542.488	\$490.669

Fuente: Informe Interno ICP, 2010

5.2 MARCO CONCEPTUAL¹²

En esta etapa del proyecto se realiza una descripción del significado de la terminología más utilizada para ampliación del entendimiento acerca del tema de Confiabilidad, Integridad, Corrosión y Gestión de activos:

- **RAM:** Sigla en inglés correspondiente a “Matriz de Valoración de Riesgos”. Herramienta gráfica en forma de Matriz empleada en la GRB para la valoración de riesgos a partir de la valoración de sus componentes: la probabilidad de falla y las consecuencias de falla. Dependiendo de la combinación específica de valores de cada componente, se obtiene la valoración de riesgo, el cual puede tomar los siguientes valores: N:

¹² ECOPEPETROL SA, Documentos Internos GRB.

Despreciable, L: Bajo, M: medio, H: Alto, VH: Muy Alto. (Documento de referencia instructivo ECP-DRI-I-007).

- **Confianza:** Variable de un análisis de Inspección Basada en Riesgo que valora la incertidumbre total asociada a la valoración de susceptibilidad, por lo cual constituye una medida de la sostenibilidad de la condición y de la integridad. El análisis y valoración de la confianza se divide en tres partes: (a) Confianza por estabilidad y control del mecanismos de degradación, (b) Confianza por monitoreo confiable de las variables relacionadas con el mecanismo de degradación, y (c) confianza por confiabilidad de las inspecciones. Como resultado de la evaluación se obtienen valoraciones cualitativas para cada uno de los componentes de la confianza y una valoración total que integra y sintetiza en un único valor los resultados obtenidos para cada componente, que puede resultar en alguna de las siguientes valoraciones: VL (muy baja), L (baja), M (Media), H (Alta), VH (muy alta).
- **Equipo Núcleo:** Equipos de autogestión creados alrededor de cada Departamento Operativo de la GRB, integrados por todos los especialistas y personal de apoyo necesarios para garantizar la autonomía requerida que permita alcanzar el nivel de desempeño, los resultados y gestión requeridos en cada Departamento.
- **Inspección por Oportunidad:** estrategia de inspección derivada de estudios RBI, en la cual se realizan actividades de inspección previamente definidas, a la primera oportunidad que la disponibilidad del equipo o sistema permita. Generalmente se aplica como estrategia para activos afectados por modos de falla no relacionados con la edad y con criticidades medias.
- **Integridad:** capacidad de un activo para desempeñar la función para la cual es requerido, salvaguardando la vida de las personas y el medio ambiente.

Se mantiene la integridad cuando todas las operaciones asociadas al ciclo de vida del activo se realizan de manera segura, libres de accidentes y pérdidas.

- **Intolerable:** primera clasificación de riesgo más alta posible de obtener en estudios RBI en la cual la susceptibilidad puede variar entre media y alta, y las consecuencias de falla entre alta y extrema.
- **Análisis RBI:** Sigla en Inglés del término Inspección Basada en Riesgo (*Risk Based Inspection*), basada en los códigos API 580 y API 581. Metodología que mediante un análisis sistemático permite valorar los riesgos de integridad de los componentes de contención de presión de una planta o instalación, establece y prioriza planes de inspección y recomendaciones para eliminación o mitigación de los principales riesgos detectados, define las ventanas operativas de integridad aplicables a los “tags” analizados. En términos generales la metodología realiza los siguientes pasos: división de la planta en lazos de corrosión, asignación de “tags” a cada lazo, y de modos de falla a cada “tag”, definición de ventanas operativas de integridad, análisis de susceptibilidad y consecuencias de falla para cada combinación tag – modo de falla, valoración del riesgo, análisis y valoración de la confianza, elaboración de recomendaciones y elaboración de planes de inspección.
- **Lazo de Corrosión:** conjunto de componentes ó equipos de una planta de proceso compuesto por materiales de construcción, fenómenos de corrosión y condiciones de operación similares.
- **Riesgo:** Medida de una pérdida potencial representada en lesiones a personas, daño ambiental, pérdida económica y afectación de la imagen, cuyo valor depende de las magnitudes de la pérdida y de la probabilidad de que esta ocurra.

- **Riesgo Remanente:** valoración de riesgo que permanece después de haber tomado medidas de mitigación sobre un riesgo previamente existente.
- **Riesgo Tolerable:** o grado de tolerancia al riesgo. Corresponde a cada una de las declaraciones que acompañan la matriz RAM en las cuales se define a nivel corporativo, la manera como se espera que sean manejadas cada una de las situaciones específicas de riesgo en cada una de sus posibles valoraciones. Aunque el enfoque de las declaraciones se hace hacia el tipo de acción de mitigación requerida y la urgencia para ejecutarla, dichas variables constituyen en si o definen a su vez grados de tolerancia a cada tipo de riesgo.
- **Retención de Riesgos:** cuando una decisión (de acción u omisión) no satisface los requerimientos de acción declarados en la matriz RAM (o definiciones de riesgo tolerable) para un nivel de riesgo específico, se dice que se presenta una situación de retención de un riesgo. Este tipo de decisiones deben ser autorizadas por niveles administrativos en función de la valoración del riesgo, de acuerdo con las declaraciones que en tal sentido acompañan a la matriz RAM.
- **Seguridad de Proceso:** Disciplina desarrollada en los años 90 por el Instituto Americano de Ingenieros Químicos en respuesta a catastróficos accidentes ocurridos en la industria, cuyo enfoque es la prevención de pérdidas de contención, basada en un gerenciamiento integral del riesgo sobre todos los elementos de orden técnico, humano y administrativo que históricamente han generado o potencialmente podrían generar este tipo de pérdidas.
- **Inspección:** es la actividad mediante la cual se diagnostica el estado mecánico de los equipos y de las tuberías de proceso, reportando las no conformidades o hallazgos de inspección comparadas contra su estado

inicial. La función inspección está concebida para apoyar el logro de los objetivos de la compañía, asegurando la integridad de los activos y previniendo fallas prematuras en los equipos y tuberías.

- **Plan de Inspección:** es el plan detallado que describe un conjunto de actividades invasivas o no invasivas de inspección, requeridas para cada uno de los equipos, componentes y tuberías, acordes con sus mecanismos de corrosión, con el fin de salvaguardar su integridad. Estas pueden desarrollarse con el equipo en línea (“*on stream*”) ó con el equipo fuera de servicio.
- **Grupo de Inspección (CIE):** se refiere a un grupo de personas calificadas, certificadas y competentes que laboran en equipo para soportar la operación de la Refinería y sus procesos de mantenimiento, confiabilidad e integridad y las paradas de planta.
- **END:** son cada una de las técnicas de ensayos no destructivos reconocidas a nivel mundial que sirven para medición de espesores, monitorear el estado de los equipos y tuberías, corroborar propiedades mecánicas de los materiales, detectar discontinuidades o defectos en soldaduras que no pueden detectarse con una simple inspección visual. Ejemplo de estas son: Ultrasonido, Radiografía, Tintas Penetrantes, Partículas Magnéticas, Corrientes de Eddy, Réplicas metalográficas, medición de Durezas, Topografía, etc.
- **Ventanas Operativas:** Es el conjunto de condiciones dentro de las cuales la operación debiera ocurrir en forma rutinaria. El objetivo de una ventana operativa es establecer un ambiente controlado en el proceso donde se obtienen los productos, o donde las materias primas son transformadas en productos, o donde los procesos de transporte o almacenamiento se realizan, durante sus ciclos de operación, los cuales deberán realizarse en forma segura y responsable desde el punto de vista ambiental, optimizando

costos de producción y evitando interrupciones o paradas de planta no planeadas.

- **HAZOP:** Sigla en inglés correspondiente a “Peligros y Operatividad”. Técnica inductiva de identificación de riesgos basada en la premisa que los riesgos, accidentes, o problemas de operatividad se producen como consecuencia de una desviación de las variables de proceso con respecto a los parámetros normales de operación en un sistema dado y en una etapa determinada. Por tanto, ya sea que se aplique en la etapa de diseño, como en la etapa de operación, la metodología consiste en evaluar, en todas las líneas y en todos los sistemas las consecuencias de posibles desviaciones en todas las unidades de proceso, tanto si es continuo como discontinuo. La técnica consiste en analizar sistemáticamente las causas y las consecuencias de unas desviaciones de las variables de proceso, planteadas a través de unas "palabras guía".
- **ALARP:** Sigla en Inglés correspondiente a la expresión “tan bajo como sea razonablemente práctico”. *Alarp* es un criterio utilizado en la administración de riesgos, el cual establece que el riesgo residual (después de mitigación) se debe llevar y mantener al nivel más bajo que sea razonablemente posible, para aquellos riesgos que caen dentro de la zona de riesgo tolerable, de acuerdo con la definición corporativa que se tenga al respecto.
- **PMRB:** Proyecto de Modernización de la Refinería de Barrancabermeja. Consiste en adaptar la infraestructura de la Refinería para procesar mayor cantidad de crudos ácidos y pesados, y actualizar su configuración de conversión media (76%) a alta conversión (95%).

5.3 MARCO ESPACIAL

El conocimiento construido a través de esta investigación será aprovechado inicialmente por la Refinería de Barrancabermeja con proyección nacional a toda

la organización Ecopetrol SA y su Holding de empresas asociadas internacionalmente.

6 METODOLOGIA

Se desarrolló un estudio tipo exploratorio y descriptivo, en el cual los pasos generales seguidos durante esta investigación teórica práctica para poder desarrollar los objetivos propuestos, fueron los siguientes¹³:

- a. Revisión de la bibliografía con la cual se planteó el tema y el problema de investigación.
- b. Inicio del proceso de lectura y selección de la bibliografía más importante, cuadros resúmenes, gráficos y figuras.
- c. Descripción de los elementos teóricos planteados por uno o varios autores.
- d. Delimitación e integración de conceptos, referenciando los autores.
- e. Selección y definición de los términos más relevantes que fueron utilizados en el estudio.
- f. Análisis de la información y datos, correlación de resultados y tendencias.
- g. Evaluación de la situación actual de la Refinería, programa de gerenciamiento de activos, programa de corrosión, objetivos y resultados del programa actual, revisión de indicadores.
- h. Identificación de brechas, propuesta de ajuste a situaciones actuales, elaboración de organigramas y esquemas funcionales.
- i. Diseño del modelo propuesto.
- j. Conclusiones y recomendaciones.

Para el logro de cada uno de los objetivos específicos se realizó lo siguiente:

¹³ SARAVIDA, Marcelo Andrés, Metodología de Investigación Científica, Orientación Metodológica para la elaboración de Proyectos e Informes de Investigación, Enero 2006.

1. Selección del modelo de gerenciamiento de activos: con base en la revisión de la bibliografía se hizo un análisis de los modelos citados, realizando una comparación entre ventajas, desventajas, recursos requeridos y grado de afinidad con la Refinería, hasta consolidar el diseño del modelo final. Este modelo se enmarco dentro del ciclo PHVA.
2. Definición y ajuste de políticas, objetivos y planes del programa de monitoreo y control de la corrosión de la GRB: Estos se trazaron de acuerdo con las directrices generales de la compañía, del negocio de refinación y de la Coordinación de Inspección e Integridad de equipos (CIE).
3. Definición de la organización, responsabilidades y recursos requeridos para el programa: se revisó la estructura existente y se propone una organización más balanceada y acorde con las necesidades, se describen algunos recursos requeridos, nuevos roles y responsabilidades. Para esto se hizo una comparación contra los benchmarking de la industria.
4. Definición de estándares, procedimientos y mapas de proceso para el programa: de acuerdo con el alcance concebido, se validaron los procedimientos actuales y se referencian aquellos documentos como instructivos, procedimientos, normas y mejores prácticas de la industria que podrían tenerse en cuenta como complemento de los existentes. De igual forma, se diseñó un mapa de proceso o procedimiento para los subprocesos de monitoreo y control de la corrosión que servirán como guía para el programa.
5. Definición o ajustes a su implementación y qué tipo de elementos son requeridos para monitorear el desempeño del programa: se plantea una secuencia de pasos para su implementación, se proponen nuevas tecnologías de acuerdo con las investigaciones realizadas entre la GRB y el ICP y una evaluación económica de las diferentes tecnologías.
6. Definición del grado de auditorías, indicadores y la frecuencia de las revisiones gerenciales requeridas para el programa: aquí se definen y

proponen nuevos indicadores, el tipo y frecuencia de auditorías, elementos de las auditorías y una frecuencia óptima para revisión gerencial.

7. Definición de cómo debe ser el proceso de control, aseguramiento y retroalimentación para el logro del mejoramiento continuo del programa: aquí se exponen los elementos requeridos para ejercer un adecuado control y seguimiento, canales de comunicación y documentación requerida, de acuerdo con la exploración bibliográfica y la documentación interna en Ecopetrol.

7 DISEÑO

En este capítulo se plantea el desarrollo de los objetivos generales y específicos y se concreta el diseño del modelo de gestión. De acuerdo con el marco teórico discutido en los capítulos anteriores y el contexto general del actual sistema de gestión de la GRB, se plantea el diseño del Modelo de Gestión para el Monitoreo de la Corrosión de mayor conveniencia para la Refinería y para su posterior implementación¹⁴.

Los elementos claves que se seleccionaron para este modelo son:

- i. La definición de las políticas generales que deberá adoptar el programa.
- ii. La definición del rol y las responsabilidades de los administradores y del personal técnico dentro de la compañía, incluyendo el desarrollo y el mantenimiento de las estrategias más adecuadas.
- iii. El desarrollo de los planes y procedimientos, además de los medios de ejecución de diversas medidas de control.
- iv. La definición de los métodos adoptados para controlar el desempeño respecto a los criterios predeterminados.
- v. La implementación del uso de las revisiones sistemáticas y regulares de los resultados.
- vi. La realización periódica de auditorías a los sistemas de gestión y seguimiento.

Los cinco primeros pasos se refieren a la creación de un sistema de gestión básica, mientras que el sexto paso, forma parte de un sistema de verificación.

¹⁴ CAPCIS LIMITED FOR THE HEALTH AND SAFETY EXECUTIVE (HSE), *Review of Corrosion Management for Offshore Oil and Gas Processing, Offshore Technology Report, N° 044, Manchester, UK, 2001*

7.1 SELECCIÓN DEL MODELO DE GERENCIAMIENTO DE ACTIVOS PARA EL MONITOREO Y CONTROL DE LA CORROSIÓN

Esta sección se inicia con la definición del término “Gestión de la Corrosión”, el cual se define como la "parte del sistema general de gestión, que tiene que ver con el desarrollo, implementación, revisión y mantenimiento de la política contra la corrosión.”

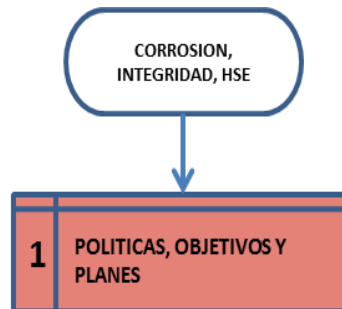
En términos de un operador, se define como aquello que se requiere hacer para garantizar la operación segura a la corrosión de un activo.

Conceptos de Gerenciamiento del Programa: Lo que se pretende con esta investigación es diseñar el modelo de gerenciamiento de activos que permita pasar de la condición A a la condición B, de acuerdo como se describe en la Tabla 7.

Tabla 7. Cuadro comparativo de las formas de gerenciar la corrosión

Inadecuado Gerenciamiento de la Corrosión (Condición A)	Buen Gerenciamiento de la Corrosión (Condición B)
Reactivo	Pro-activo
Sin visión de futuro a corto plazo	Con visión de futuro a largo plazo
Fuera del alcance, fuera del contexto, desapercibido	Vigilancia permanente a través del monitoreo de la corrosión
Repentino, inesperado, fallas costosas y frecuentes	Alerta temprana de serios problemas de corrosión a través del monitoreo
Problemas en el pasado, las fallas se olvidan, los errores se repiten nuevamente	Aprendiendo de problemas anteriores, lecciones aprendidas
Sistemas de información pobres y aislados	Sistemas de información integrados

7.2 DEFINICIÓN DE POLÍTICAS, OBJETIVOS Y PLANES DEL PROGRAMA DE MONITOREO Y CONTROL DE LA CORROSIÓN DE LA GRB.



Etapa 1 - Fuente: Autor.

Una "política" es un principio permanente, que debe tener la autoridad del más alto directivo de la unidad a la que se pretende aplicar (Gerente General). Una política es una directriz que especifica cómo un problema operativo importante debe ser manejado a largo plazo. Esta será la base para subsiguientes detalles en términos de estrategias, estructuras de organización, normas de funcionamiento, procedimientos y otros procesos de gestión. La estrategia para la corrosión es el método por el cual la política se implementa.

La política de corrosión debe proporcionar un marco estructurado para la identificación de los riesgos asociados con la corrosión, el desarrollo y el funcionamiento adecuado de las medidas de control de riesgos.

ECOPETROL S.A., y cualquier otra organización deben contar con políticas y estrategias que tengan que ver con los peligros y riesgos asociados con la seguridad, la salud y las preocupaciones ambientales. Así, aunque muchas empresas no puedan tener una política de corrosión inicial, todas deben aceptar implícitamente el concepto inherente de las buenas prácticas de gestión de la corrosión, y su incorporación en sus procesos de planificación.

El desarrollo de las estrategias contra la corrosión implica mucha gestión y muchas funciones técnicas, claridad sobre los impactos en los distintos niveles, derechos de los contratistas y subcontratistas.

Los lineamientos recomendados con los que debe contar el modelo de gestión contra la corrosión de la GRB pueden ser entre otros:

7.2.1 La Gestión General de los Riesgos por Corrosión.

En donde se debe:

- Asegurar que la responsabilidad para la gestión de la corrosión resida en un nombre individual cuya autoridad debe ser igual a su responsabilidad.
- Asegurar las funciones y responsabilidades del rol con las competencias necesarias.
- Integrar la gestión de la corrosión con una gestión de seguridad de activos, inspección, mantenimiento y estrategias de operación.
- Asegurar que los procedimientos de evaluación del riesgo permanezcan activos y que se actualizan en forma regular.
- Proporcionar un registro auditable para los riesgos por corrosión y/o evaluaciones de criticidad.
- Garantizar una retroalimentación de las experiencias de campo en nuevos diseños y su prevención desde su diseño.

7.2.2 La Implementación Eficaz de los Recursos Humanos.

En donde se debe:

- Asegurar que los recursos adecuados requeridos para el programa estén disponibles.
- Garantizar las competencias técnicas y administrativas, en particular cuando los problemas de corrosión son delegados y pasan a ser responsabilidad de personas no especializadas.
- Asegurar la participación adecuada de todos los miembros del equipo de corrosión en el intercambio de información.
- Lograr la evolución a una cultura proactiva.

7.2.3 El Desarrollo de una Estructura Organizada adecuadamente.

En donde se debe:

- Garantizar que la información clave llegue a las personas adecuadas.
- Usar sistemas apropiados de control de la información.

7.2.4 Sistemas para satisfacer las cambiantes situaciones.

En donde se debe:

- Garantizar que los fluidos de proceso sean monitoreados para determinar los cambios de corrosividad.
- Implementar actualizaciones y auditorías de todos los sistemas de la organización en la aplicación de cambios (procedimiento de control de cambios).
- Proporcionar puntos de referencia (*benchmarking*) y auditorías de los cuales se desarrollen futuras estrategias.
- Desarrollar procedimientos de inspección basadas en la oportunidad.

La política de gestión de la corrosión, ya sea directa o indirectamente, debe ser incorporada a los operadores y mantenedores dentro de la política general de la Integridad de activos.

La eficacia de cualquier política depende del liderazgo, compromiso y participación de los Administradores, Directores y líderes de la organización.

Actualmente, la Coordinación de Inspección e Integridad de Equipos (CIE)¹⁵ tiene a su cargo liderar el programa general de corrosión de la GRB el cual se encuentra enmarcado dentro de la política general de integridad de activos, cuyos lineamientos son:

- **Política:** Salvaguardar la seguridad de las personas, la integridad mecánica de los equipos estacionarios y la seguridad de los procesos productivos a través de la ejecución de las mejores prácticas en diseño, abastecimiento, montaje, operación, control de la corrosión, análisis de desempeño de equipos, inspección preventiva, mantenimiento preventivo y reposición de activos en la operación diaria y en paradas de planta, dentro del marco de maximizar el retorno al negocio y optimizar los costos sobre el ciclo de vida de los activos, contando con talento humano clase mundo.
- **Misión:** Asegurar que los equipos estacionarios de la GRB permanezcan aptos para los requerimientos de operación enmarcados en los lineamientos de seguridad industrial, cuidado medio-ambiental y operación rentable.
- **Visión:** La Coordinación de Inspección e Integridad será pilar fundamental en el sostenimiento de la operación confiable de equipos estacionarios en

¹⁵ ECOPEPETROL SA, Documentos internos GRB

las unidades de proceso de la VRP (Vicepresidencia de Refinación y Petroquímica), aplicando una filosofía de inspección preventiva, tanto “On-stream” (día a día) como en “*Turn Around*” (Proceso de Parada de Planta). Igualmente será la encargada de medir y analizar los indicadores de disponibilidad, confiabilidad y mantenibilidad del equipo estacionario; obteniendo como resultado planes de acción para llevar estos indicadores a estándares internacionales.

- **Objetivos de medio (Cumplimiento) al año 2011:**

- Aumentar el nivel de competencias del personal de Inspección de equipo estacionario: Meta 80%.
- Aumentar la cobertura de RBI: Meta: plantas 100%, Bancos de tubería: 25%.
- Actualizar RBI ejecutados: Meta 100%.
- Ejecutar plan estructurado de inspección “on-stream”-Plan mantenimiento anual: Meta 100%.
- Ejecutar planes de inspección durante las Paradas de Planta: Meta 100%.
- Ejecutar con oportunidad plan de inspección y mantenimiento de tanques: Meta 100%

- **Objetivos internos de medio:**

- Implementación de ingeniería de confiabilidad equipo estacionario.
- Reporte de estado para todos los equipos estacionarios.
- Calculo de tasa de falla, equipos confiables y TMER por familia de equipos.
- Actualización de inventarios de equipos de plantas.

- Implementación reporte mensual confiabilidad por Departamentos Operativos.
- Consolidación análisis de desempeño.
- Revisión de ventanas operativas de integridad.
- Definición de la estrategia para el monitoreo de la corrosión.
- Adoptar ULTRAPIPE (Software para tubería)
- Adoptar plan de calidad.
- Realizar interventoría contratos Inspección e isométricos año 2010-2012.

- **Objetivos de resultado al año 2011:**

- Alcanzar talento clase mundo: Inspectores certificados en API 510, API 570, END (UT,MT, ECT).
- Solucionar malos actores EE: Meta 12.
- Aumentar confiabilidad Intercambiadores: Meta 95% min.
- Disminuir tasa de falla de intercambiadores: Meta:25 max.
- Cumplir con la meta de DPNP por EE: Meta 33 días. max.
- Alcanzar una mayor control de la corrosión en puntos monitoreados: Meta 100%.

- **Objetivos internos de resultado al año 2011:**

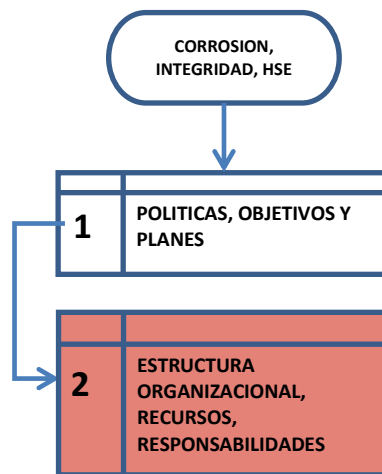
- Proceso control de corrosión:
 - ✓ Seleccionar nuevas tecnología de monitoreo.
 - ✓ Iniciar proyecto de implementación.
 - ✓ Seleccionar los puntos totales requeridos para el monitoreo de corrosión GRB.
- On Stream:
 - ✓ Implementar inspección (día –día) en líneas de proceso.

- ✓ Elaborar plan de mantenimiento anual
- RBI:
 - ✓ Seleccionar nuevo software para los análisis de RBI.
 - ✓ Aumentar la cobertura de los RBI.
 - ✓ Realizar RBI a 150 tanques de la GRB
 - ✓ Realizar RBI a todos los bancos de tubería.

Como se observa, las políticas, planes y objetivos de corrosión están intrínsecamente ligadas con las políticas de integridad de equipo estático y tuberías de proceso, tanto que se convierten en un elemento más y no se les da la jerarquía que requiere, debido a que el personal de Inspección tiene múltiples tareas que desarrollar, y el control de la corrosión pasa a un segundo plano.

Se recomienda que de acuerdo con el marco conceptual de este modelo, se ajusten las políticas, planes y objetivos del programa de gestión de la corrosión de la GRB a los lineamientos propuestos en este capítulo.

7.3 DEFINICIÓN DE LA ORGANIZACIÓN, RESPONSABILIDADES Y RECURSOS REQUERIDOS PARA EL PROGRAMA



Etapa 2 - Fuente: Autor.

Para la planeación y ejecución del sistema de gestión de la corrosión, los miembros del equipo de corrosión, junto con sus roles y responsabilidades, deben estar claramente definidos.

Los lineamientos propuestos para el modelo de la GRB pueden ser los siguientes:

Se debe identificar, ubicar y definir claramente la Autoridad Técnica de la Corrosión. La estrategia adoptada deberá describir los vínculos entre las partes involucradas con la gestión de la corrosión. Esto es, particularmente importante en las alianzas entre el propietario (Ecopetrol SA), el contratista y los consultores si se requieren (Firmas de químicos e Inhibidores).

Para la gestión de la corrosión en ECOPETROL SA, la cultura de las cuatro "C" debe ser un factor a repotenciar: Control, Comunicación, Competencias y Cooperación.

La consideración de las cuatro "C" es de vital importancia para la gestión de la corrosión, especialmente para la administración de las áreas multidisciplinarias, que bien puede implicar ingenieros no especializados.

El Control:

- Se requiere asignar responsabilidades y nivel de autoridad.
- Se debe asegurar que los Gerentes, Supervisores y Jefes de Operación tengan el tiempo y los recursos necesarios.
- Se requiere definir los derechos y responsabilidades de los contratistas o subcontratistas.
- Se requiere identificar las áreas clave que requieren conocimientos especiales, por ejemplo:
 - Inhibidores de la corrosión.

- El uso de aleaciones anticorrosivas (altas metalurgias).
- Predicción de la corrosión.
- Protección Catódica.
- Ánodos de sacrificio.
- Problemas de corrosión influenciados microbiológicamente (MIC).

La Comunicación:

- Se debe proporcionar información escrita sobre los peligros, riesgos y medidas preventivas.
- Se debe organizar reuniones de discusión periódicas sobre los problemas.
- Se debe garantizar la visibilidad de los Gerentes, Supervisores y especialistas incluidos los contratistas.
- Se debe compartir experiencias con los organismos externos.
- Se debe difundir la información adecuada a las personas correctas.

Las Competencias:

- La Gestión de riesgos de corrosión exige que todos los involucrados presenten calificaciones, competencias, experiencia y conocimientos técnicos adecuados para definir claramente los deberes y responsabilidades.
- El entrenamiento es necesario para asegurar que todos los que tienen la responsabilidad comprendan los problemas.
- De ser necesario, se debe buscar personal con experiencia y asesores externos que asesoren al personal involucrado.
- Se debe asegurar que todos los involucrados tengan una formación adecuada, una comprensión de los riesgos, buena comprensión de las

prácticas de trabajo y el conocimiento de su propio rol, sus propias limitaciones y las limitaciones de aquellos por los que están respondiendo.

La Cooperación:

- El Control de los riesgos requiere del aporte de los administradores, diseñadores, personal operativo e ingenieros de mantenimiento, departamentos de inspección, ingenieros de corrosión y consultores (todo el personal).
- Se debe consultar al personal sobre las opiniones y la participación en la planificación y revisiones del desempeño (Operaciones, líderes de mantenimiento, Soporte técnico).
- Se debe coordinar la cooperación con los contratistas (de químicos, de mantenimiento, de paradas de planta, de Proyectos).
- Se debe coordinar la cooperación con los organismos externos (ICP, asesores Nacionales e Internacionales, firmas especializadas).

El tema de las competencias a través de la estructura de gestión de la corrosión es también importante. La aplicación efectiva, en particular, las actividades de inspección, se encuentran descritas en diversas normas nacionales e internacionales y códigos prácticos como API, ASNT, NBIC, entre otros.

Sin embargo, no existen en la actualidad requisitos equivalentes para el establecimiento del plan de gestión de la corrosión, para el análisis de datos, para la interpretación de los resultados o para proporcionar recomendaciones para la acción correctiva. La mayoría de las compañías operadoras designa a los contratistas con la experiencia adecuada y calificada en corrosión y/o a los ingenieros de materiales para supervisar o llevar a cabo estas actividades, pero no hay uniformidad en el nivel de experiencia o calificaciones necesarias.

Además de tener claro la necesidad de personal con conocimientos técnicos apropiados para el desempeño del rol, la experiencia, las competencias, el conocimiento y la comprensión del área por la que es responsable, es necesario que también dispongan de habilidades para la debida atención a los detalles, habilidades interpersonales y habilidades para resolver problemas.

El nivel de habilidad, experiencia y conocimientos pueden variar dependiendo de las funciones y responsabilidades.

A manera de ejemplo, se expresan características típicas del personal que debe formar parte del equipo de corrosión de la GRB:

Supervisores:

- Con conocimiento y comprensión de las funciones, responsabilidades y la estructura de gestión de corrosión aplicados por la organización.
- Con experiencia en la revisión satisfactoria de los procesos y procedimientos.
- Con experiencia en la evaluación del riesgo por corrosión, gestión de las corrosión y técnicas utilizadas en refinerías.

Ingenieros de Corrosión:

- Familiarizados y capacitados con las normas y especificaciones pertinentes (NACE, API, ..)
- Que puedan identificar, justificar y aplicar las medidas necesarias para minimizar los riesgos por corrosión.
- Deben tener experiencia en evaluaciones de riesgo por corrosión.
- Deseable con especialización en ingeniería de la corrosión y/o materiales (Diplomados, Master ó Doctorado, ó con Certificación NACE, API.)

Técnicos de Inspección:

- Pueden ser técnicos de Mantenimiento, de Operaciones ó de Inspección.

- Deben tener una buena comprensión de la corrosión y de la degradación de materiales, incluyendo la forma cómo se manifiesta o se presenta la corrosión.
- Conocer las diferentes opciones para el control de la corrosión.
- Debe asegurar de que los signos de corrosión ó daños se registren en una fase temprana.
- Debe permitir que las medidas correctivas se realicen antes que el daño requiera un trabajo importante.
- Deben contribuir con la mejora en la eficiencia y la cooperación.

Hoy en día, el Equipo de Corrosión de la GRB está muy debilitado, pues la responsabilidad del programa recae en un Ingeniero de Corrosión y en un Técnico de inspección, que además de sus funciones regulares de inspección desempeñan este rol, ellos son apoyados en pocas ocasiones por supervisores de operaciones e ingenieros de confiabilidad. El personal de laboratorio de control de calidad de la GRB apoya el monitoreo analítico de algunas especies corrosivas, este no se hace con una frecuencia regular ni en forma constante.

Cabe señalar que el personal de Mantenimiento se mantiene ajeno a los problemas de corrosión y no participa activamente en el diagnóstico y solución de los problemas.

El personal del ICP (Instituto Colombiano del Petróleo) no presta un apoyo en forma regular a este programa.

Los análisis de los lazos de corrosión son complementados gracias al monitoreo realizado por las firmas que suministran químicos e inhibidores como parte de la información que deben presentar contractualmente. Su cobertura se limita a las unidades o sistemas en donde inyectan inhibidor químico, tales como plantas de Refinación de Crudos y Servicios Industriales, principalmente.

La nueva propuesta es la de fortalecer el “equipo de corrosión” de la siguiente manera:

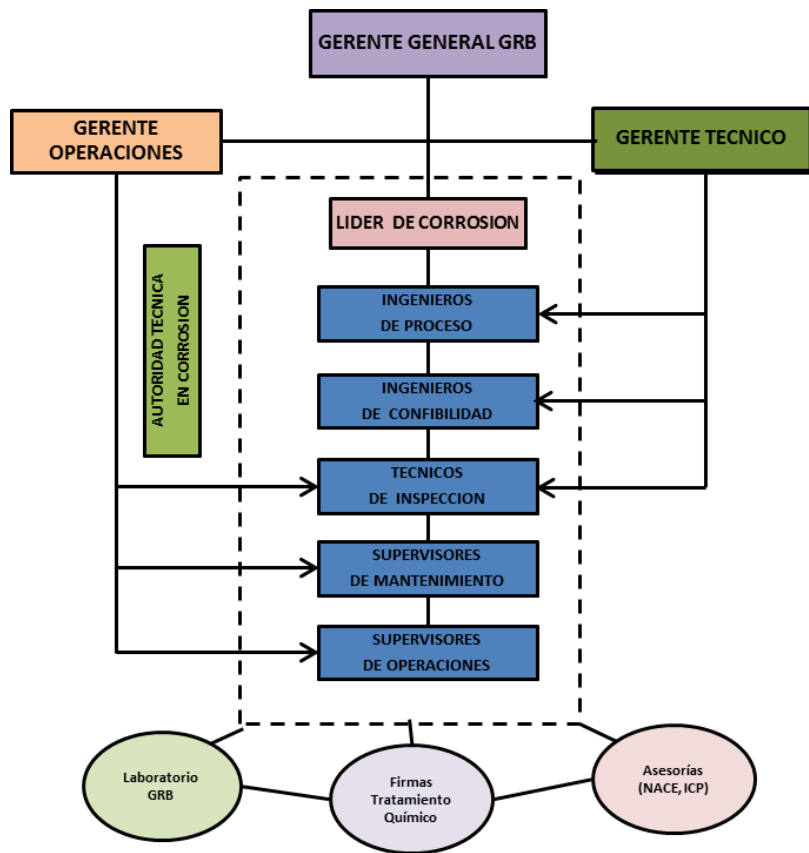
- Un Ingeniero de Corrosión especialista que lidere todo el equipo.
- Un Supervisor ó Técnico de Operaciones por cada área operativa de negocio.
- Un Supervisor ó Técnico de Mantenimiento por cada área operativa de negocio.
- Un Ingeniero de Proceso por cada área operativa de negocio.
- Un Ingeniero de Confiabilidad e Integridad por cada área de negocio.
- Dos Técnicos de Inspección para labores de campo y recolección de datos

- Los patrocinadores del programa y responsables principales deben ser: El Gerente de Operaciones, el Gerente Técnico y el Gerente General.

- Los entes de apoyo deben estar constituido por los Ingenieros de las firmas de tratamiento químicos, el personal del Laboratorio de Control de Calidad de la GRB para el monitoreo analítico, y la asesoría de especialistas (ICP, NACE, otros). La Autoridad Técnica en Corrosión también debe ser implementada por la GRB como apoyo y fortaleza técnica para el programa.

Cabe anotar que la disponibilidad de tiempo deberá ser del 100% del Líder y los Técnicos de Inspección, y del 50% de los Ingenieros de Confiabilidad y de Proceso. Una participación de menor intensidad pero no menos importante será la de los Supervisores de Operaciones y Mantenimiento. La figura del “Equipo Núcleo” podría ser utilizada en beneficio del programa de control de la corrosión. Los grupos de apoyo estarán por demanda. La Autoridad Técnica en Corrosión puede ser constituida por ingenieros de Proceso, Confiabilidad y Gestión de Riesgos con amplio conocimiento y experiencia en las en los procesos de la Refinería. (Ver Figura 22).

Figura 22. Organigrama propuesto para el Modelo de Gestión en Corrosión para la GRB



. Fuente: Autor.

7.4 DEFINICIÓN DE LA PLANEACIÓN, LOS ESTÁNDARES, PROCEDIMIENTOS Y MAPAS DE PROCESO PARA EL PROGRAMA.



Etapa 3 - Fuente: Autor.

En esta sección se describen los métodos y elementos claves de la planeación, que constituyen la parte más sencilla y larga de cualquier proceso de gestión de la corrosión. El objetivo es garantizar que las actividades dentro de la estrategia de gestión se lleven a cabo en un orden lógico y de una manera eficiente, que sea completamente auditable. Sin planeación, la aplicación de la estrategia se vuelve confusa, difusa, y con alta probabilidad de falla. Planificación y ejecución abarca tanto la recopilación de datos relativos a la condición y los riesgos por corrosión de las instalaciones, así como el control de la corrosión, las actividades de ingeniería de la corrosión necesarias para garantizar que el deterioro sea eliminado o reducido al mínimo. Esta evaluación del riesgo incluye, los procedimientos de monitoreo e inspección, recolección y análisis de datos y acciones correctivas para el control de la corrosión.

La planeación deberá incluir:

- La identificación de las amenazas a la corrosión y las consecuencias.
- Clasificación de los sistemas y componentes según el riesgo por corrosión.

- Selección de las acciones de mitigación apropiadas y gestión de actividades.
- Programación de tareas.

Asegurar que la implementación de las acciones identificadas en la etapa de planificación se lleve a cabo según sea necesario, y que incluyan:

- La presentación del plan en un conjunto detallado de paquetes de trabajo.
- La identificación de los lugares para las actividades de control e inspección.
- Los procedimientos que se van a seguir para la ejecución del monitoreo y las actividades de inspección.
- Los criterios de aceptación y rechazo.
- La forma como se va a medir el desempeño.
- La guía para la presentación de informes.
- La recolección de datos y su gestión.
- El análisis de los datos.
- La generación de informes.
- Las acciones correctivas o la aplicación de las medidas de control de la corrosión.

El proceso de planeación debe fomentar el control de los riesgos mediante el concepto de seguridad inherente. Los principios de la seguridad inherente son más eficaces en la fase de concepto y etapas de diseño detallado. Sin embargo, el mismo criterio debe aplicarse durante las operaciones cuando se consideran modificaciones y reparaciones.

Un factor importante que influirá en la planificación del manejo de la corrosión y en la etapa de implementación es la vida útil del activo prevista. La planeación del manejo de la corrosión debe basarse en las estrategias empresariales a largo plazo y objetivos para las instalaciones de producción, por lo tanto, los riesgos de

corrosión necesitan ser evaluados contra estos objetivos para que la planificación y ejecución de las actividades para el control de corrosión cumplan con la vida útil de los activos.

Como la tecnología avanza también bien la esperanza de vida de los activos se extiende cada vez más allá del diseño original. Por lo tanto, es importante durante la planificación tener en cuenta evaluar los nuevos riesgos por corrosión.

La identificación de peligros, la evaluación de riesgos y el acuerdo sobre las actividades previstas es un requisito fundamental del proceso de gestión.

7.4.1 Evaluación del Riesgo por Corrosión. La planeación debe comenzar con un proceso formal para identificar los componentes en sus instalaciones que tienen un riesgo de degradación debido a la corrosión. El más común de los caminos, es realizar una evaluación del riesgo por corrosión.

El propósito de la Evaluación de Riesgos por Corrosión es clasificar los equipos estáticos en relación con sus riesgos por corrosión y las opciones de identificar, eliminar, mitigar o gestionar esos riesgos. Si los riesgos no se pueden eliminar, solo con un cambio en el diseño, entonces la amenaza por corrosión tiene que ser mitigada o administrada. La mitigación se logra mediante el uso de diferentes materiales, aplicación de recubrimientos, protección catódica y/o por inhibición química. La gestión de los riesgos por corrosión se logra mediante la introducción de un control de la corrosión y un buen programa de inspección.

En la fase operativa del “ciclo de vida del activo” la intención primaria de la evaluación del riesgo es guiar a la inspección y control en las actividades de la corrosión a fin de localizar y medir los posibles problemas de corrosión.

Una evaluación del riesgo por corrosión es una revisión formal que identifica la probabilidad de un fallo por corrosión y sus consecuencias en relación con la pérdida de contención y los riesgos consecuentes en caso de producirse la falla. El riesgo por corrosión normalmente se expresa como el producto de la probabilidad de corrosión por las consecuencias de la falla.

Probabilidad de falla: se estima con base en los tipos de daños por corrosión y se espera que ocurra en un componente, y

Consecuencia de la falla: se mide contra el impacto de una falla evaluada en relación con una serie de criterios, que, como mínimo, incluyen seguridad, medio ambiente y los impactos operativos, que pueden derivarse de una pérdida de contención.

En todos los casos, los riesgos sobre las instalaciones de proceso deberán evaluarse sobre la base de:

- Amenaza por corrosión interna.
- Amenaza por corrosión externa.
- Amenaza a la seguridad / peligro.
- Amenaza al medio ambiente
- Amenaza Operativa.

Idealmente, la evaluación del riesgo por corrosión identifica la corrosión y las amenazas por degradación en cada componente del equipo de proceso, se evalúa la vida útil remanente, y se alimenta la información de nuevo en la evaluación del riesgo global y del sistema de control. La evaluación de riesgos por corrosión también puede utilizarse para asignar las prioridades de los procedimientos de control y gestión de la corrosión, incluyendo la entrada en los análisis de la Inspección Basada en Riesgo (RBI).

Inspección Basada en Riesgo (RBI): la Inspección Basada en Riesgo es una herramienta de planeación para desarrollar el plan óptimo para la ejecución de las actividades de inspección. RBI utiliza los resultados de un análisis formal de los riesgos, tales como una evaluación del riesgo por corrosión, para orientar la dirección y el énfasis de la planeación de la inspección y los procedimientos de la inspección física. La planeación de la inspección basada en el riesgo se utiliza para:

- Asegúrese de que el riesgo se reduce tan bajo como sea razonablemente posible.
- Optimizar el programa de inspección.
- Enfocar los esfuerzos de inspección en las áreas más críticas.
- Identificar y utilizar los métodos más adecuados de inspección.

Metodologías de inspección Basadas en el Riesgo están bien descritas en los documentos publicados tales como API 581, o Det Norske Veritas RP G-101 "Inspección Basada en Riesgo de superestructuras estática Equipo Mecánico", adoptados por muchas empresas Operadoras

El siguiente paso en el ciclo de planificación es programar las actividades de la gestión de la corrosión. La planificación de la gestión de corrosión debe basarse, en las estrategias a largo plazo y en los objetivos de producción. La gestión de corrosión no es un proceso independiente y por lo tanto, la programación de actividades debe ser integrada con las operaciones y planes de mantenimiento diario de cualquier instalación en particular. Es común desarrollar planes a largo plazo, alrededor de 5 años, y a corto plazo, alrededor de 12 meses. La programación detallada final de las actividades a menudo se debe vincular más a los planes de operaciones de corto plazo: 60 a 90 días.

La planificación puede dividirse en tres áreas principales:

- **Planeación del trabajo:** las funciones principales de la etapa de planificación del trabajo pueden incluir la programación y la integración de las actividades de inspección y de monitoreo en el estrategia global de activos, y la identificación de los recursos y la tecnología preferida. Esto incluye el desarrollo de “paquetes de trabajo” para las diferentes actividades.
- **Planeación de recursos:** la identificación del personal y las necesidades físicas más identificar períodos de tiempo que deben ser incorporados en la etapa de implementación.
- **Métodos y procedimientos:** en general se considera adecuado que las técnicas y procedimientos que se utilizarán durante la fase de ejecución deben ser claramente identificados. Los procedimientos escritos son necesarios para todos los aspectos de la gestión de la corrosión durante la aplicación de los planes con el fin de garantizar la coherencia en la recogida de datos, la definición de criterios de no conformidad y la especificación de líneas claras de autoridad y la presentación de informes.

Durante la etapa de planificación se deben identificar y acordar con el equipo de gestión de activos los “Indicadores Clave de Desempeño” ó estándares de desempeño para el sistema de gestión de activos de la corrosión.

Actualmente, en la GRB se realiza la evaluación de análisis de riesgos por corrosión con la metodología RBI (API-581), mediante la cual se identifican los “lazos críticos por corrosión” para las diferentes unidades de procesamiento de la Refinería. Este trabajo se ha venido desarrollando a partir del año 2002 hasta la

fecha y ha incorporado en su análisis, equipos a presión, tuberías de proceso, tanques y bancos de tubería.

Las tareas de inspección propias del análisis anterior, son clasificadas como “*on stream*” y “*turn around*”, esto quiere decir que algunas tareas se pueden desarrollar con planta en operación y otras, la mayoría, en parada de planta.

La planeación de las actividades con parada de planta forman parte del alcance general del paquete de actividades de mantenimiento a realizar durante una parada de planta programada (T/A).

La planeación de cambio de cupones y probetas de corrosión se realiza mensualmente.

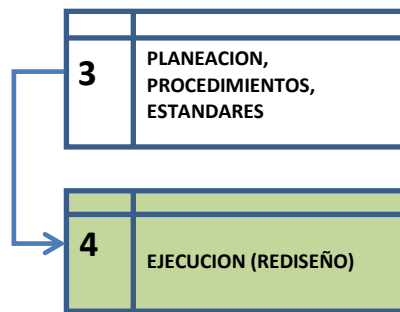
El balance de recursos para desarrollar estas tareas de inspección y monitoreo se realiza por parte de la Coordinación de Inspección e Integridad de Equipos (CIE).

Los procedimientos estándar que se siguen para estas actividades se encuentran disponibles en copia dura y magnética y son conocidos por todos los integrantes del CIE. A continuación se referencian algunos de éstos:

- Procedimiento para el monitoreo de corrosión de equipos en la GRB.
- Instructivo para montaje y desmontaje de cupones y probetas.
- Instructivo para lavado de cupones.
- Instructivo para pesaje de cupones gravimétricos.
- Instructivo Marcha Analítica.
- Instructivo para Lecturas de probetas con “Corrdata Mate II”
- Instructivo para Monitoreo de especies corrosivas.
- Instructivo para medición de espesores con ultrasonido.
- Procedimiento para la planeación, programación y ejecución del mantenimiento rutinario en la GRB.
- Procedimiento para Control de cambios.

Como parte de esta investigación, también se diseñó un mapa para los subprocesos de Monitoreo y de Control de la corrosión, que son puestos a consideración a la GRB para su revisión e implementación como parte del programa integral de gestión de la corrosión. Estos mapas desarrollados en Excel se adjuntan como anexo de esta monografía. (Ver **Anexo 1**).

7.5 DEFINICIÓN DE LA ETAPA DE EJECUCIÓN, CONSIDERACIONES PARA UN REDISEÑO DEL PROGRAMA EXISTENTE EN LA GRB.



Etapa 4 - Fuente: Autor.

La fase de ejecución radica en hacer posible que se realicen todas las actividades y tareas trazadas desde la planeación, siguiendo al pie de la letra todos los instructivos y procedimientos existentes. Todo el personal perteneciente al “equipo de corrosión” debe hacer parte de la realización de las tareas y conocer los resultados, realizar los análisis y presentar los informes y reportes implementados.

Una de los elementos a ser revisado, es la rigurosidad en la etapa de planeación y ejecución, sobre todo en aquellas tareas del mantenimiento rutinario, “dia-dia”, y en la ejecución de las actividades “*on stream*” que desarrollan los inspectores. Actualmente en la GRB, la planeación de estas tareas son reemplazadas por tareas de mayor prioridad y quedan relegadas a un segundo plano, donde muchas veces terminan por no ejecutarse.

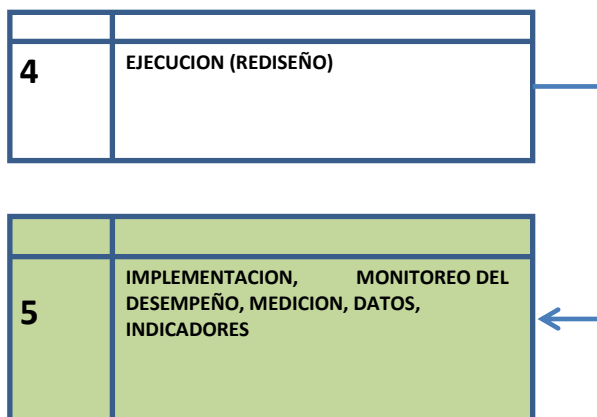
Para las actividades de inspección en línea “*on stream*” no se cuenta con el recurso suficiente para ser ejecutadas por el personal del CIE y terminan postergándose hasta una parada programada de planta. La causa principal sigue siendo la falta de recursos.

En este capítulo señalaremos los tópicos principales en los cuales el modelo de gestión actual de la GRB se debe enfocar para lograr los cambios que le proporcionen una mayor efectividad y cobertura. Estos aspectos son descritos en detalle en cada uno de los capítulos donde se describen las “etapas del modelo propuesto” para la gestión del programa de corrosión.

Aspectos recomendados para realizar el rediseño del programa para la GRB:

- Ajuste de las Políticas y Objetivos actuales (Ver Capítulo 6.2)
- Mejoramiento en la Estructura Organizacional (Ver Capítulo 6.3)
- Mayor enfoque en la Planeación y Ejecución (Ver Capítulo 6.4)
- Implementación de nuevas Tecnologías para el monitoreo (Ver Cap.6.6)
- Redefinición de indicadores y frecuencias de auditorías (Ver Cap.6.6)

7.6 DEFINICIÓN DE QUÉ TIPO DE ELEMENTOS SERÁN REQUERIDOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN, MONITOREO DEL DESEMPEÑO, DATOS, INDICADORES DE MEDICION DEL PROGRAMA.



Etapa 5 – Fuente: Autor.

7.6.1 Monitoreo de la Corrosión.¹⁶ La Gestión de los riesgos por corrosión se logra mediante una combinación de medidas de monitoreo reactivas y proactivas.

- **Medidas proactivas** son cuando los requisitos y la aplicación del sistema de monitoreo o el programa de inspección identifican y ponen en su lugar cualquier anomalía observada antes que ocurra cualquier deterioro o corrosión; ó mediante una evaluación de riesgos por corrosión con base en otras revisiones, identificación de áreas posibles a corroer, o de probable corrosión.

¹⁶ ROIJ, Johan, Course M-183, Corrosion Monitoring, SGS, Shell Global Solutions, 2002

- **Medidas reactivas** se aplican después de que un problema ha sido identificado, ya sea como consecuencia de la supervisión proactiva o debido a un incidente u observación de un problema.

El monitoreo proactivo normalmente contiene los sistemas “*in line*” y “*on-line*”, éstos implican la recopilación de datos que permiten conocer las velocidades y etapas de degradación permitiendo establecer el camino a tomar para evitar la falla.

El monitoreo reactivo normalmente se limita a los sistemas fuera de línea “*off-line*”, donde se utilizan técnicas que identifican la degradación por corrosión en forma retrospectiva y cuantifican la causa, la magnitud, la aparición, su extensión y grado con que ha venido ocurriendo.

El manejo exitoso de la corrosión requiere que las combinaciones rentables de diversos procedimientos de mitigación se usen para reducir al mínimo los riesgos por integridad de activos, el control de emisiones de hidrocarburos y para garantizar la seguridad. La elección del control de la corrosión para cualquier activo específico depende de factores tales como: la composición del fluido, las presiones y temperaturas, la corrosividad del fluido, la edad y de la cultura organizacional.

La inspección de la corrosión y el monitoreo son actividades claves para asegurar la integridad de los activos y el control de la corrosión. Los datos de campo y los resultados de las pruebas de laboratorio deben servir para obtener una tendencia actualizada de la corrosión. Decisiones del gerenciamiento sobre la condición del equipo, la predicción de la vida remanente y los requisitos para un tratamiento químico son tan buenos como la entrada de la información proporcionada desde la experiencia de campo.

La inspección y el monitoreo de la corrosión en la GRB deberá incluir la evaluación de:

- Los diferentes ambientes de operación y de funcionamiento de los equipos, incluyendo los cambios producidos en la composición de los fluidos.
- Los residuos metálicos en corrientes (Fe, Cu, Zn,..).
- Las picaduras (*pitting*), incluyendo la extensión, profundidad y velocidad de crecimiento.
- La erosión y la corrosión-erosión.
- Los ambientes que puedan producir agrietamientos (SCC).
- La corrosividad de los fluidos.
- El desarrollo de la actividad biológica.

Los sistemas “*In-line*” cubren la instalación de dispositivos directamente en el proceso, pero que deben ser extraídos para su análisis, por ejemplo, cupones de corrosión, bio-cupones, etc.

Técnicas de monitoreo “*On-line*” deben incluir la implementación de dispositivos para el control de la corrosión, ya sea directamente sobre el fluido de proceso o fijado permanentemente a los equipos, tales como:

- Sondas por resistencia eléctrica (ER).
- Sondas por Resistencia a la polarización lineal (LPR).
- Sondas ultrasónicas (UT).
- Emisión Acústica.
- Monitoreo de las condiciones del proceso.

El Monitoreo “off line” se logra principalmente mediante el uso de la inspección y las técnicas de ensayos no destructivos (END), que deberán incluir:

- Inspección Visual.
- Inspección Por Ultrasonido
- Inspección Por Radiografía.
- Inspección Por Corrientes de Eddy.

Las nuevas tecnologías de inspección y monitoreo mencionadas en el capítulo 4.1.8, deben ser evaluadas y consideradas como parte de un sistema permanente de mejoramiento de procesos de monitoreo y control para el programa de gestión de la corrosión para la GRB.

Los registros y archivos de las inspecciones visuales se consideran muy valiosos los cuales deben tener un lugar en el esquema general de la gestión de la corrosión. Estas inspecciones se deben realizar cuando se presenta la oportunidad para realizar una evaluación del estado de los equipos como resultado de una interrupción de la producción ó por una actividad de mantenimiento no planeada. Los datos tomados en las “inspecciones por oportunidad” deben tenerse en cuenta en la inspección y bases de datos de la corrosión para complementar la información obtenida durante las inspecciones planeadas.

Si bien esta actividad es una medida reactiva, las inspecciones por oportunidad pueden ser consideradas tanto reactivas como proactivas. Ambas pueden proporcionar una advertencia temprana de las áreas vitales, posibles problemas antes de que la situación llegue a ser más significativa.

Los datos que se recogen producto de las inspecciones planeadas o por oportunidad, son de inmenso valor cuando se toma conciencia del incremento de los problemas de corrosión. Esto garantiza que en cada oportunidad disponible, áreas donde la corrosión puede ser un problema se inspeccionen. Del mismo modo, es importante que personal no especializado entienda que los daños por

corrosión, que no siempre se inician en forma pequeña, pueden aumentar a un ritmo exponencial si no son controlados a tiempo.

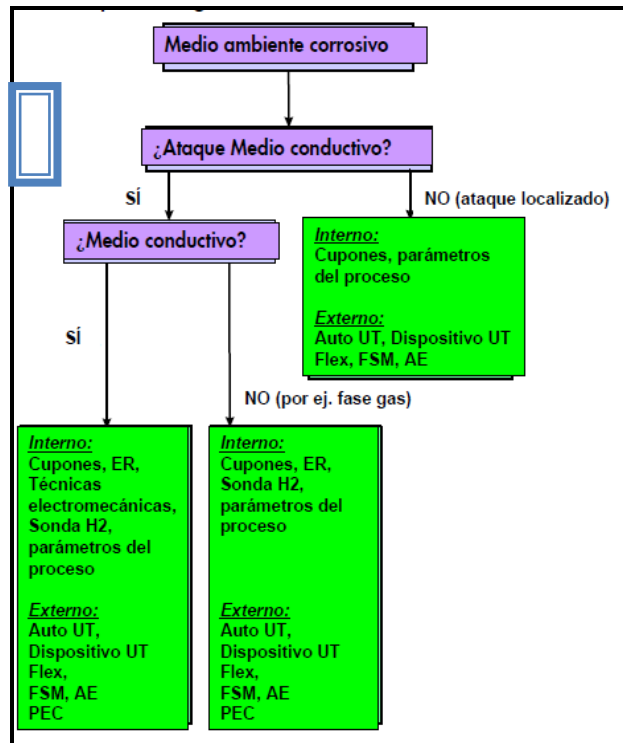
La información de la gestión de la corrosión y las actividades de inspección deben ser recogidas y recopiladas para permitir el análisis y la evaluación de los datos. Esta información también debe incluir las condiciones relevantes del proceso y los datos del resultado de los inhibidores químicos.

A manera de ejemplo, en la Figura 23, se presenta un esquema para seleccionar un método de monitoreo para la corrosión.

7.6.2 Recolección de Datos. Normalmente, los datos a recoger por el Programa de Corrosión de la GRB deberán ser:

- Sobre las condiciones de proceso, destacando los cambios sucedidos.
- De las inspecciones visuales.
- Los datos de monitoreo de Corrosión: pérdida de peso de cupones, Probetas de resistencia eléctrica (ER), Probetas de Erosión, Probetas Galvánicas, Probetas de resistencia a la polarización lineal (LPR). Los sistemas fijos de medición por ultrasonido, si se cuenta con esta tecnología.
- Los datos de las Inspecciones y datos de medición por ultrasonido.
- Los datos de inspección por Radiográfica (Rayos X), y datos de inspección por Corrientes de Eddy (PEC), si se utilizan estas técnicas.
- La información sobre escapes de proceso y estadísticas de fugas, informes de daños por corrosión.

Figura 23. Esquema para la selección de un método de monitoreo de corrosión.



Fuente: *Shell Global Solutions*

Los registros de datos de inspección y análisis de tendencias de cambios en el espesor de la pared, propagación de grietas y desgaste de soldaduras son fundamentales para garantizar la integridad de la instalación durante la operación. La forma de obtener, registrar e interpretar los datos deberán ser identificados en cualquier sistema. Se hace evidente demostrar que los registros del monitoreo e inspección de los sistemas de protección del equipo y a la corrosión (inhibición, protección catódica y/o recubrimientos) se deben revisar periódicamente y se deberán tomar acciones por su incumplimiento. La integridad a largo plazo depende de lograr niveles aceptables de desempeño de los sistemas de protección contra la corrosión.

7.6.3 Almacenamiento de Datos. El Almacenamiento de datos electrónico es considerado beneficioso por muchos operadores para facilitar la gestión de datos, sin embargo, los sistemas manuales basados en papel también se utilizan con éxito, especialmente en compañías con pocos activos. En cualquier caso, se debe tener cuidado en la conservación de los datos, dónde y cómo se almacenan, y quien requiere el acceso a éstos. Los principales puntos a considerar en el modelo propuesto para la GRB deberán incluir:

- La trazabilidad de datos y la capacidad para ser auditados.
- La responsabilidad del operador por mantener el control general, la calidad y el almacenamiento de los datos.
- Las bases de datos computarizadas son recomendables porque facilitan búsquedas rápidas en bases de datos bajo un formato reconocido.
- Se recomienda utilizar formatos comunes de bases de datos electrónicas que manejen todos los diferentes datos sobre corrosión, inspecciones y proceso, ya que son de gran ayuda para el análisis de datos.
- La facilidad de transferencia de datos del contratista (empresas de químicos, otras) a la red del operador (GRB).

7.6.4 Análisis de Datos. La responsabilidad individual para la recopilación y análisis de datos debe estar claramente identificada con una estructura de información evidente. Los periodos para reportes de corrosión deben estar acordes con el impacto potencial sobre la seguridad y deben ser entregados a tiempo.

Una vez que la información disponible haya sido evaluada, ésta puede ser combinada con los datos de la Evaluación de los Riesgos por corrosión para llevar a cabo un análisis basado en el riesgo. Los análisis deben evaluar el potencial y las consecuencias de la falla de estos elementos.

Las características claves para el análisis de los datos de la corrosión deberán ser:

- Las tendencias en los períodos de operación.
- La correlación de las tendencias de las diferentes técnicas de monitoreo e inspección.
- La correlación de las tendencias de los parámetros operativos.
- La predicción de la vida remanente.
- La aplicación de los análisis estadísticos relevantes para permitir la extrapolación correcta de datos a toda la estructura o institución.

Existen muchas incertidumbres asociadas con los datos del monitoreo y de la inspección de la corrosión, resultantes de las limitaciones naturales de las técnicas, la variabilidad de la corrosión, las variables del comportamiento humano, etc. El análisis estadístico de los datos puede permitir que esta variabilidad de los datos pueda ser corregida.

7.6.5 Seguimiento y Medición del Desempeño. En esta sección se menciona la forma en que los estándares de operación o los indicadores claves de desempeño se deben utilizar para monitorear y medir la extensión en que los objetivos de la política se van cumpliendo dentro del sistema de gestión de la corrosión.

El proceso de medición del desempeño para la GRB deberá incluir lo siguiente:

- Ajuste de medidas de desempeño.
- Responsabilidad.
- Frecuencia.
- Monitoreo del desempeño.
- Medición del desempeño.
- Acciones Correctivas.

7.6.6 Responsabilidad. Debido a que esta actividad se refiere a la revisión del proceso de gestión de sí mismo, la responsabilidad de supervisar el proceso de

medición del desempeño debe recaer en individuos competentes que, idealmente, estén libres de las presiones de la producción.

Del mismo modo la medición del cumplimiento de las tareas debe recaer en las personas externas responsables directos de la aplicación de los procedimientos específicos y procesos que están siendo evaluados. Este proceso debe incluir discusiones y retroalimentación a cada gerente de unidad de negocio y al personal competente responsables de aspectos de implementación y del control de los procesos y de los procedimientos.

Durante la separación de la responsabilidad para la implementación de la gestión de corrosión, monitoreo y control de la corrosión, de la medición de las tareas del total del cumplimiento de estos procesos, es de vital importancia evitar el posible conflicto de intereses que pueda presentarse.

Las áreas de responsabilidad deberán incluir:

- Los estándares de operación, bajo el control y revisión de individuos responsables de la actividad y/o de los ingenieros de proceso ó de integridad y/o de soporte técnico.
- Los recipientes a presión, “set pressure” de las válvulas de seguridad (PSV), tuberías asociadas y válvulas e inspección, bajo el control de Ingeniería y/o Mantenimiento.
- Número de incidentes por liberación de productos, impacto sobre el medio ambiente; bajo el control del Gerente responsable de Seguridad, Salud y Medio Ambiente (SHE).

7.6.7 Frecuencia de Medición. La frecuencia en la medición del rendimiento puede variar para cada empresa y para cada una de las diferentes unidades de negocio o activos de una organización. Por ejemplo, el desempeño de los activos individuales puede evaluarse de forma rutinaria cada 3 a 6 meses, mientras que el desempeño de la operación en su conjunto sólo podrá ser reevaluada cada año o

dos años regularmente. La frecuencia de medición elegida dependerá de la medida en que los datos demuestren la confiabilidad histórica (estabilidad).

Como la medición del desempeño abarca todos los aspectos de los procesos, procedimientos y gestión, una serie de diferentes niveles de medición, cada uno con diferentes frecuencias adecuadas deberán ser desarrollados. Una serie de actividades requerirá de una revisión y medición inmediatas de la finalización de la tarea. Esto incluiría, por ejemplo:

- El proceso de revisión al final de la Evaluación de Riesgos por Corrosión (CRA). La medida ó revisión puede tomar la forma de chequeo cruzado de los supuestos, datos históricos y tendencias y se llevaría a cabo inmediatamente después de la finalización de la CRA.
- La revisión mensual de los Reportes de daños por corrosión (CDR) y/o de la información de la Inspección Visual basada en Oportunidad (OBVI).
- La evaluación de la ejecución real de los trabajos de inspección y monitoreo en acuerdo con los requisitos y normas.
- La revisión trimestral de la eficacia de las matrices de control de la corrosión.

La frecuencia de las mediciones requeridas dependerá también de los bienes particulares y de los procesos bajo revisión. En circunstancias en donde los datos históricos y experiencia de la operación usan los mismos procedimientos y procesos disponibles y han sido objeto de revisión y, donde los cambios no se han hecho durante períodos relevantes, puede ser justificados períodos más largos antes de la medición de los resultados. Mediciones más frecuente son esenciales en caso de que nuevos procesos o procedimientos hayan sido implementados. Esto puede estar controlado con implementación efectiva y pruebas de suficiencia.

7.6.8 Indicadores de Desempeño. Durante la etapa de planificación se deben identificar y ser acordados con el equipo de gestión de activos los “Indicadores ó estándares Claves de Desempeño” para el sistema de gestión de activos de la

corrosión. Ejemplo de Indicadores Claves de Desempeño que la GRB puede considerar en su programa de gestión para la corrosión, adicionales a los que ya lleva, son:

- Número de fugas causadas por corrosión al año.
- Porcentaje de equipos programados para la inspección que se han inspeccionados por trimestre.
- Período entre la identificación del problema y el momento de su reparación, su ejecución o implementación.
- El número de paradas no programadas causadas por daño atribuible a la corrosión.
- Porcentaje de los equipos identificados para iniciar el retiro dentro de un plazo de 2 años. (vida remanente).

Para el éxito de cualquier plan de seguimiento hay tres puntos que necesitan tenerse en cuenta durante el ejercicio de la planificación inicial con respecto a los indicadores de desempeño, estos deben ser: Medibles, Alcanzables y Realistas.

Las mediciones para evaluar la consecución de los criterios de rendimiento predeterminados pueden ser un conjunto de indicadores diferentes, éstos deben incluir las siguientes consideraciones:

- Número de fugas.
- Proporción de emisiones de hidrocarburos.
- Número de accidentes y otros incidentes.
- El incumplimiento de sistemas de gestión.
- Evaluación del sistema de gestión.
- Monitoreo del desempeño de los grupos o individuos dentro del sistema.
- Pérdida de metal aceptable por año.
- Rendimiento de las técnicas de inspección física para evaluar la condición de activos.

- El progreso de la inspección basado en el riesgo (RBI) y las actividades de mantenimiento en comparación con el resultado que se esperaba al inicio.
- El logro de la disponibilidad de inhibidores.
- Rendimiento de las técnicas de control de la corrosión empleadas para el control por inhibidores.
- Tendencias que no muestran problemas significativos hasta el final de la vida de operación.

Cada uno de éstos debe tener cuantificados los objetivos fijados durante el desarrollo de la evaluación de riesgos y sistemas de gestión y como consecuencia de cualquier revisión posterior. La medición inicial, por lo tanto, necesita de una simple comparación de los factores cuantificables para asegurar que los objetivos se cumplan.

➤ **Mediciones proactivas y reactivas de desempeño.**

Sólo mediante la medición regular puede ser demostrado que las políticas y procedimientos para el control de la corrosión son eficaces.

Hay dos tipos de sistema de medición utilizados: Mediciones Proactivas y Mediciones Reactivas.

- **Medición del desempeño proactivo:** las medidas preventivas consisten en la comparación de los objetivos y logros cubriendo las siguientes áreas.
 - Utilizar chequeos e inspecciones periódicas, o incluso evaluaciones continuas, para garantizar que los criterios acordados se están cumpliendo.
 - Hacer mediciones antes que las cosas vayan mal.
 - Predecir que cuando un sistema no está funcionando bien, se previene el daño mediante el monitoreo de la condición y, por medio

de presentación de informes de retroalimentación y control de procedimientos.

- Las mediciones satisfactorias y el refuerzo de un logro positivo, recompensan un buen trabajo.
- No deberán penalizarse las fallas.

- **Medición del desempeño reactivo:** la medición reactiva implica la revisión de las medidas adoptadas en el caso de incidentes y la revisión de los posibles cambios para reducir aún más la probabilidad de incidentes. Las medidas reactivas se refieren a:

- Revisiones hechas después de haber ocurrido la falla.
- Reparación de incidentes.
- Otras pruebas de rendimiento deficiente del control de la corrosión, incluidos casos de daños inaceptables o cuasi accidentes.
- Mala Operación.
- Eventos Inesperados.
- Procedimientos inadecuados.

Las mediciones de desempeño, tanto reactivas como proactivas, debe ser objeto de revisiones periódicas.

En general, la medición del desempeño no deben enfocarse a la identificación de la causa de incidentes, sino que debe asegurar que los procedimientos y los procesos se traduzcan en respuestas adecuadas sobre los incidentes. Sin embargo, es importante que las causas subyacentes ya sean los cambios en las condiciones del proceso o en adecuaciones al sistema de gestión de la corrosión, sean identificadas.

Actualmente, el programa de corrosión de la GRB lleva como indicadores de desempeño los siguientes.

- Número de puntos monitoreados vs total de puntos a monitorear.
- Numero de lazos de corrosión en control vs número de lazos monitoreados.
- Porcentaje de control de la corrosión por año.

Estos indicadores no son suficientes para la gestión de un verdadero programa de control de la corrosión y no se encuentran integrados sistemáticamente con otros indicadores de Gestión de Activos como lo son:

- Informes de inspección.
- Mitigación del Riesgo para equipos con alta valoración RAM por RBI
- Tasa de falla de intercambiadores de calor.
- % de intercambiadores de calor confiables.
- DPNP por equipo estático.
- Numero de pérdidas de contención (fugas) por año.
- Mitigación de riesgo en Bancos de tubería.
- Equipos con inspección vigente.
- Numero de malos actores solucionados “*bad actors*”.
- Costos por equipo estacionario.
- Tasa de falla de equipo estacionario.
- Información de proceso.
- Informes del diseño de planta.
- otros

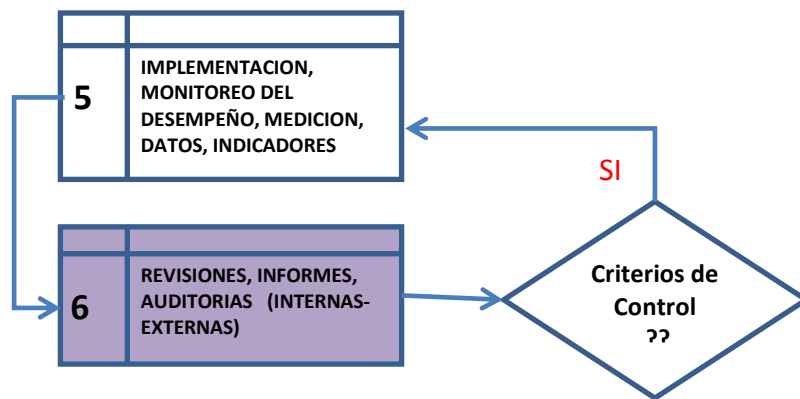
Un ejemplo del indicador global de corrosión en la GRB, se muestra en la Figura 24.

Figura 24. Indicador Global de control de la Corrosión en la GRB.



Fuente: ECOPETROL SA

7.7 DEFINICION DEL GRADO DE AUDITORÍAS, INDICADORES Y LA FRECUENCIA DE LAS REVISIONES GERENCIALES REQUERIDAS PARA EL PROGRAMA.



Etapa 6 - Fuente: Autor.

7.7.1 Revisión del Desempeño. En esta sección se detalla el proceso de revisión por el cual los propietarios y/o operadores deben garantizar que los procedimientos y procesos de la gestión de corrosión son consistentes con los cambios del plan de negocios y evolución de las necesidades de producción.

Cabe señalar que para la revisión del Desempeño se refiere a una revisión interna normal del sistema de gestión de la corrosión en forma general, y no cubre la revisión detallada del monitoreo de corrosión, datos de corrosión por inspección o algún tipo de auditoría formal del sistema.

El alcance de la revisión del sistema debe incluir todos los aspectos de los procedimientos y procesos. Al igual que con la medición del desempeño, también requiere enfoques reactivos y proactivos.

La revisión del sistema debe incluir:

- La evaluación de la eficacia de los procesos y procedimientos en materia de la mejora al HSE, por ejemplo, reducir el número de emisiones, reducción del número de incidentes, la mejora de la conformidad con la planeación y la mejora de procedimientos para minimizar la escalada de incidentes y para garantizar que la información sea eficaz para mejorar el desempeño y la reducción de los incidentes.
- Asegurar que los procedimientos y procesos en el sitio no se vean comprometidos por los cambios previstos derivados del plan de negocios y variaciones de los requerimientos de producción.
- Llevar a cabo la revisión de los parámetros de medición que abarque tanto las medidas proactivas y reactiva.

7.7.2 Frecuencias. La frecuencia de la revisión deberá depender de la naturaleza particular de los activos y procesos que intervienen y de las circunstancias imperantes en el momento. Es común en la práctica llevar a cabo una revisión inicial un año después de la implementación del Sistema de Gestión de Corrosión. El plazo para la próxima revisión deberá acordarse en cada revisión. El plazo dependerá de si los cambios en la frecuencia y/o una significativa demanda pueden influir en la adecuación del sistema de gestión de corrosión.

El Sistema de Gestión de la corrosión debe incorporar procesos y procedimientos para garantizar que dichos cambios se destaquen y su potencial influencia se trate oportunamente. Revisiones del desempeño garantizan que los criterios acordados se estén logrando. Esto significa que los procesos y procedimientos estén en su lugar y funcionando correctamente, y logren los objetivos requeridos y que los procedimientos hayan sido apropiados para el período de referencia y sigan siendo apropiados por lo menos hasta la próxima revisión prevista.

Además, las tendencias deben ser revisadas para proporcionar las correcciones necesarias y mejoras:

- Hay que asegurarse de que la información generada como consecuencia de los incidentes, por ejemplo, los cambios asociados a los procedimientos y procesos se estén incorporando en las instrucciones de la compañía y estén siendo debidamente aplicadas por todas las unidades de negocio.
- Determinar si las áreas particulares ó activos son más eficaces o peores que el promedio en términos del logro de indicadores claves de desempeño (KPI) y en la reducción de incidentes. Las causas de las diferencias deben

ser investigadas y retroalimentadas a través de la organización para mejorar aún más el control y la seguridad.

En el evento que el plan de negocios o requisitos del proceso cambien durante un periodo de revisión, en este mismo período deberá llevarse a cabo la revisión del sistema. Debe haber un procedimiento en el lugar para revisar el impacto potencial sobre el Sistema de Gestión de corrosión y garantizar que las modificaciones a los procedimientos y procesos sean desarrolladas, probadas e implementadas antes que esos cambios tengan lugar.

Esto no significa que todos los cambios a los resultados de producción requieran revisión y modificación del sistema. Esto sólo se aplica para los cambios comprendidos fuera del plan de negocios anterior.

7.7.3 Procedimientos de Revisión. Donde los cambios tengan que ser hechos antes de la próxima revisión programada, los cuales estén fuera de las condiciones previstas identificadas en la revisión anterior, debe llevarse a cabo una revisión de inmediato antes de que sean hechos los cambios. Esta revisión tendrá como función:

- Identificar los activos y unidades que podrían ser afectadas.
- Identificar los cambios que se llevarán a cabo.
- Retroalimentar los cambios a los departamentos pertinentes y personas responsables para:
 - Evaluación del impacto potencial.
 - Identificación de los cambios necesarios en los procesos y procedimientos.
 - Asegurarse de que los cambios apropiados en los procesos y procedimientos sean hechos.

7.7.4 Presentación de Informes. Informes de anomalías, las responsabilidades y los procedimientos deben estar en un lugar para asegurar que, cuando las anomalías se identifican, se les notifique de manera oportuna y se generen las recomendaciones para su solución. La estructura de reportes para anomalías es particularmente importante cuando se han establecido alianzas entre la compañía y uno o varios contratistas. El reconocimiento positivo de la culminación de las acciones se requiere para asegurar que el lazo de corrosión que se estaba evaluando ya se ha completado.

La presentación del informe debe estar estructurada para garantizar que las características y problemas claves se hayan evidenciado, junto con las acciones que debieron realizarse.

7.7.5 Auditorías. La siguiente sección detalla el proceso de auditoría al Sistema de Gestión de la Corrosión. El objetivo de las auditorías es asegurar que este sistema sea eficiente, eficaz y confiable, y que los procesos y procedimientos se estén aplicando de conformidad con los procedimientos.

Las auditorías son un control esencial en el desempeño de la gestión del sistema de corrosión y, normalmente, se llevan a cabo por un tercero. En principio, la auditoría incluye la determinación de la gestión de los procesos empleados para garantizar la continuidad de la integridad y el estado del equipo. Las auditorías que debe implementar el sistema de gestión para la corrosión en la GRB tienen que abarcar los siguientes aspectos:

- La disciplina en la aplicación de los procedimientos y procesos.
- Las competencias del personal.
- Los controles que se llevan en el lugar.
- El cumplimiento ó desempeño del programa.

La auditoría no debe regular otros aspectos como el logro de los indicadores claves de desempeño, pero si la correcta implementación de los procesos y

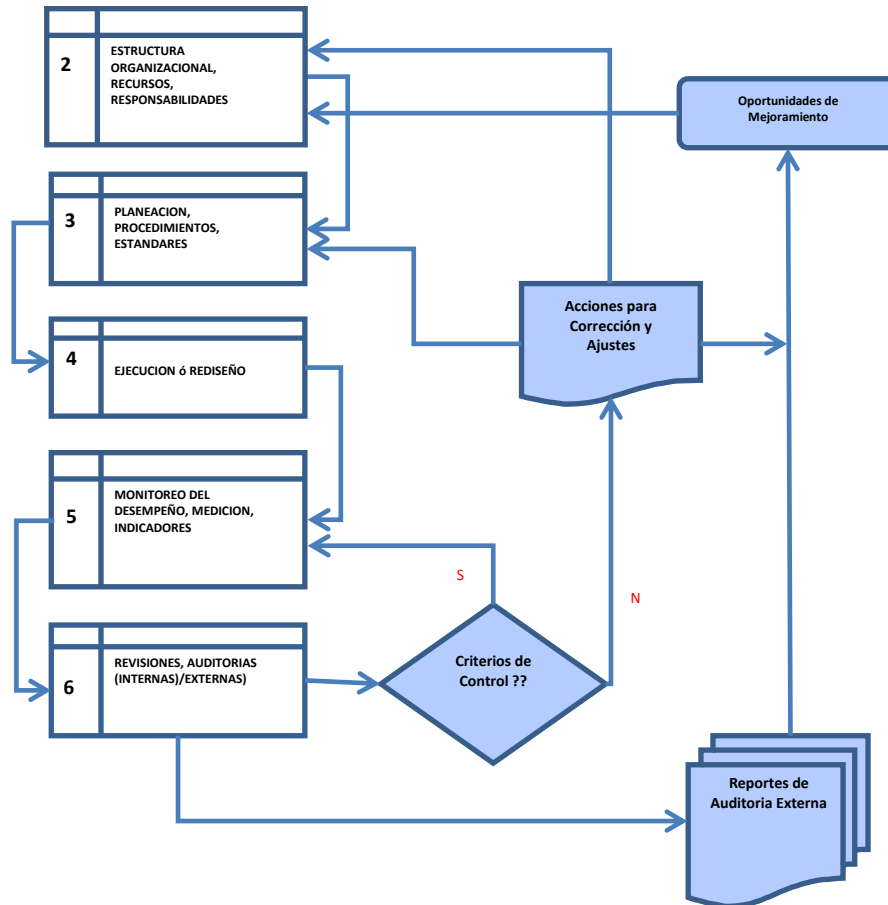
procedimientos destinados a lograr dichos objetivos, y para asegurar que si se estén alcanzando. Cuando las actividades no se ajustan a los procedimientos y procesos deberán ser identificados como “no conformidades”.

Además de estas inspecciones, las auditorías internas más frecuentes se deben llevar a cabo cubriendo los procedimientos específicos y/o unidades específicas y/o funciones. Los procedimientos de los contratistas deben ser auditados en la adjudicación del contrato si es que no están cubiertos en la etapa de pre-calificación.

Las auditorías deben ser realizadas por personas que sean suficientemente independientes para garantizar que su evaluación sea objetiva. En la mayoría de los casos, las auditorías deberán ser llevadas a cabo por firmas independientes (externas), o por personal de otro negocio o distrito. El deber de la firma auditada será el de ser responsable de asegurar que las medidas correctivas adecuadas sean adoptadas. Este proceso asegura que las auditorías no sean cerradas hasta que todas las acciones no se hayan aclarado. En todos los casos, es importante que los auditores no estén directamente involucrados en la operación diaria del sistema de gestión de la corrosión.

Las auditorías más frecuentes relacionadas con aspectos específicos de los activos o las funciones pueden llevarse a cabo por personal de la misma Unidad de negocio siempre y cuando sean debidamente independientes de la producción.

7.8 DEFINICION DEL PROCESO DE CONTROL, ASEGURAMIENTO Y RETROALIMENTACIÓN PARA EL LOGRO DEL MEJORAMIENTO CONTINUO DEL PROGRAMA.



Fuente: Autor.

7.8.1 Medidas Correctivas. Una vez que la evaluación de riesgos por corrosión se haya completado y/o los datos de monitoreo e inspección se hayan recopilado y analizado, necesitan ser identificadas y puestas en su lugar las acciones correctivas requeridas. Las opciones disponibles dependerán del tipo de instalación y la naturaleza del daño, de la extensión de los daños o de la clase de

deterioro identificado.

El impacto práctico y económico de las distintas opciones dependerá también de la etapa del “ciclo de vida de la instalación” es decir, un nuevo equipo, una modificación mayor y la evaluación del envejecimiento.

Ambientes altamente corrosivos y/o condiciones “agrias” (es decir los fluidos de proceso que contienen niveles moderados o altos de H₂S), por ejemplo, pueden necesitar aleaciones especiales resistentes a la corrosión para soluciones específicas de ingeniería. Sin embargo, la aplicación de recientes avances tecnológicos, por ejemplo el uso de un diseño especial de inhibidores de corrosión, puede permitir que un equipo que funcione satisfactoriamente fuera de la ventana normal de operación, sea aceptado.

Un desempeño inferior al esperado, debe ser investigado e informar si las mejoras fueron hechas y si los errores fueron eliminados. El uso de “formatos estándar” ayudará a la notificación de los resultados del monitoreo. Sin embargo, es esencial el uso de procedimientos adecuados y de una base de datos adecuada, que permita un fácil acceso para la investigación y análisis, y para el desarrollo de un sistema de respuesta para los problemas de revisiones y acciones.

Cuando los indicadores claves de desempeño (KPI) no se han alcanzado, es importante que la causa(s) se identifiquen y que todas las medidas necesarias para garantizar que el sistema pueda mejorar se apliquen. Esto requiere de una constante re-evaluación y de la incorporación de “las lecciones aprendidas” que conduzcan a la mejora del sistema de gestión de la corrosión.

Tanto los sistemas de medición proactiva como reactiva exigen procedimientos que no sólo investigan las causas de la mala ejecución, sino que también deben recomendar mejoras en los procedimientos. Lo esencial de una buena gestión de la auditoría de control no son sólo los aspectos técnicos (las tasas de corrosión,

vida remanente), sino también los procedimientos, estructuras organizativas y las responsabilidades individuales que también requieren de su verificación.

Las evaluaciones de las conformidades, no conformidades y planes de acción deben ser llevadas a cabo por los inspectores.

Las principales características de un sistema de verificación deben incluir:

- Personas independientes y competentes.
- Comunicaciones.
- Elementos críticos de seguridad.
- Consultas.
- Reservas, Frecuencias, Revisiones, Expedientes y Gestión.

7.8.2 Mejores Prácticas (Best Practice) y Mejoramiento Continuo. El éxito de las auditorías depende de la implementación y mantenimiento de un marco estructurado auditable que incluya roles y responsabilidades claramente definidas. Tanto las auditorías internas como externas deben ser llevadas a cabo por personal competente. Las auditorías incluyen la revisión de los procedimientos, la revisión de los registros y los debates con personal de la compañía. Los informes de auditoría deben incluir los resultados de los avances y recomendaciones. Los aspectos más destacados del informe anual de auditoría y de todas las auditorías internas deben ser difundidos a todo el personal interesado. Los detalles de las auditorías internas y sus resultados deben ser puestos a disposición del organismo de control independiente antes de la auditoría anual.

Siempre que sea posible, listas de control deben desarrollarse para determinados procesos e instalaciones con el fin de garantizar la coherencia de las auditorías y asegurar una adecuada cobertura global.

Un aspecto que ha sido identificado por varias compañías del sector petrolero es que los resultados de las auditorías de los sistemas de gestión de la corrosión a menudo no son tan bien documentados. Esto es debido a que estas auditorías se llevan a cabo como parte de una auditoría general a toda la compañía. Para obtener el mayor beneficio, es importante que los resultados y, en particular las recomendaciones y la lista de las acciones correctivas identificadas en la auditoría, sean registradas en el sistema particular de gestión de la corrosión.

La información pertinente y las lecciones aprendidas deben ser enviadas en el documento Evaluación de Riesgos a la corrosión. Esto es igualmente aplicable tanto en el caso de que se encuentre corrosión como en el caso donde la corrosión no sea evidente donde se preveía.

Es importante que no haya cambios en la producción como consecuencia de cambios en el plan de negocios, estos se aplican hasta que los pasos anteriores se hayan completado, ya sea en una revisión programada o en una revisión especial que pudiera derivarse de los cambios requeridos. Otro aspecto que debe tenerse en cuenta en el proceso de revisión es considerar cualquier “lección aprendida” de incidentes en otras instalaciones e industrias.

Hay que tener en cuenta que las estrategias para la ejecución de los planes de gestión de la corrosión puede ser diferente dependiendo de si son para los sistemas existentes o con algún grado de envejecimiento ó si son para nuevas instalaciones o bienes. Para las nuevas construcciones se deben incorporar todas las mejores prácticas, desde el concepto de “ciclo de vida del activo”.

Las anteriores acciones implementadas en el modelo de la GRB lograran que se cumpla el ciclo PHVA y se desarrolle un mejoramiento continuo de forma permanente.

CONCLUSIONES

- A través de este estudio se pudo lograr el diseño del modelo de gestión para el programa de corrosión de la GRB y la definición de cada una de las etapas que conforman el modelo, tal como se había propuesto en los objetivos trazados al inicio de la investigación.
- En particular, se identificaron las necesidades de gestión de la corrosión, con referencia a la gestión de la seguridad en refinerías e integridad de los activos. Un programa para la gestión de la corrosión tiene un papel clave para asegurar un buen desempeño en la integridad de los activos, control de emisiones de hidrocarburos y en la seguridad del personal y en las instalaciones de las Refinerías. El manejo exitoso de la corrosión también influye en el resultado económico, garantizando la selección rentable de materiales, tratamientos químicos, revestimientos, sistemas de protección catódica y diseños apropiados.
- La GRB deberá reevaluar su programa actual de corrosión y utilizar los elementos descritos en esta investigación como guía para lograr un alineamiento estratégico de sus procesos y así poder implementar un verdadero modelo de gestión para su programa de corrosión.
- Se debe hacer énfasis en asegurar un plan de entrenamiento para mejorar competencias del personal de Operaciones, Proceso y Confiabilidad en los temas relacionados con los mecanismos de corrosión y ventanas de integridad.
- Es claro para todos que la corrosión se debe controlar para mantener la integridad y la operación segura de las plantas, para no afectar la salud y

seguridad de las personas e instalaciones, conocer la extensión de vidas de los activos, lo cual redundara en beneficios financieros para nuestra empresa.

- Se requiere priorizar las acciones a realizar de acuerdo con el resultado de evaluación de riesgo de los lazos de corrosión, ejecutando aquellas relacionadas con la mitigación directa del riesgo hasta llevarlo a niveles tolerables por la organización.
- La administración debe garantizar los recursos y el presupuesto requerido para mejorar y ampliar el monitoreo remoto y la confiabilidad de los datos mediante la implementación de las nuevas tecnologías de monitoreo que se fueron evaluadas en este estudio.
- La causa de las fallas relacionadas con la corrosión son atribuidas a errores humanos y/o pobres controles en la gestión. Estas causas son la falta de inspección y monitoreo, la falta de comunicación, la mala operación, revisión del diseño insuficiente y la falta de atención a las advertencias y a la información técnica.
- Las técnicas de análisis de riesgos son los medios con los cuales las organizaciones enfrentan la incertidumbre. Las buenas decisiones a un nivel comercial suelen agregar valor al negocio. En el caso de control de la corrosión las decisiones correctas ofrecen el menor costo durante el ciclo de vida de los proyectos y minimizan los riesgos de integridad estructural a niveles aceptables.
- El uso de modelos basados en el riesgo, evaluaciones de riesgos y estrategias basadas en la inspección, son generalmente considerado como el camino correcto para gestionar el riesgo y controlar la corrosión en instalaciones de petróleo y gas.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda cambiar el enfoque que se le ha dado hasta el momento al programa de corrosión de la GRB, integrando los datos de diseño de equipos, los criterios de Ventanas de Integridad, los criterios de control de corrosión, RBI y la evaluación de riesgo por matriz RAM. Estos resultados se tienen que integrar con los programas de inspección, mantenimiento y reposición de equipos. Para esto se requiere una alineación de los objetivos de control de la corrosión entre Operaciones, Proceso y Confiabilidad, ya que actualmente no se realiza completamente de esta forma.
- Al programa de gestión para la GRB, se le debe dar un enfoque pro-activo, es decir un manejo exitoso de la corrosión, lo que significa que los riesgos por corrosión se identifican y los riesgos asociados se minimizan mediante la aplicación de acciones adecuadas antes de que un daño importante se presente en la instalación.
- Se recomienda poner en marcha el cumplimiento estricto del control de ventanas de integridad en el área Operativa. Realizar reporte y seguimiento de tendencias a las variables fuera de la ventana, alertando a la organización del riesgo que se corre si se continúa operando bajo esta condición.
- Hacer mayor seguimiento a los procesos de compra y ejecución de las actividades relacionadas en el plan de acción y tomar acciones correctivas si se evidencia desviaciones con respecto al plan trazado. Exigir mayor acompañamiento por parte de los Líderes de cada negocio para la movilización del personal y cumplimiento de las metas.

- Se requiere asegurar que las buenas prácticas sean interiorizadas y sostenibles en el tiempo y las lecciones por aprender sean realmente aprendidas y no se vuelvan a repetir.
- Como el proyecto PMRB es una realidad por ser estratégico para la supervivencia de la refinería de Barrancabermeja, frente a la realidad apremiante de exceso de oferta de crudos ácidos y pesados, paralelamente se debe implementar el monitoreo de corrosión en línea y monitoreo analítico de corrientes para aquellos sistemas que se evalúen como vulnerables bajo las condiciones actuales de carga, con el fin de disponer de datos de velocidad de corrosión en tiempo real que permitan tomar decisiones de inspección, reposición o mejoramiento más oportunas para evitar incidentes por pérdida de integridad.

BIBLIOGRAFIA

- *ABB ENGINEERING SERVICES, Papers SPE 146225, Ageging and Life Extension of Offshore Oil and Gas Installations, UK, 2011.*
- *BRITISH STANDARDS INSTITUTE (BSI), PASS 55-2, Asset Management, Part 2- Guidelines for the Application of PASS 55-1, 2008.*
- *CAMPETROL, Cámara Colombiana de Servicios Petroleros, La Producción de los distintos tipos de Crudo en Colombia, Septiembre, 2009.*
- *CAPCIS LIMITED FOR THE HEALTH AND SAFETY EXECUTIVE (HSE), Review of Corrosion Management for Offshore Oil and Gas Processing, Offshore Technology Report, N° 044, Manchester, UK, 2001.*
- *CAPCIS LIMITED FOR THE HEALTH AND SAFETY EXECUTIVE (HSE), Corrosion Risk Assessment and Safety Management for Offshore Processing Facilities, Offshore Technology Report, N° 064, Manchester, UK, 1999.*
- *COLOMBIA, ANH, Agencia Nacional de Hidrocarburos, Petróleo y Futuro, 2009.*
- *ECOPETROL SA, Gerenciamiento de Activos tangibles en empresas del sector real: un paralelo entre la industria de Refinación de Crudos e Industria de Minerales en Colombia, 2010.*

- ECOPETROL SA, Documentos de Referencia Internos:

- Política de Gestión de Riesgos (ECP–GFI–D–001).
 - Política Gerencia de Activos (ECP-DGO-CCM-D-01).
 - Manual de Gerencia de Activos (ECP-DGO-CCM-D-02).
 - Instructivo para Uso de la Matriz RAM (ECP-DRI-I-007).
 - ECOPETROL GCB-F-002, Directrices de Integridad para Equipos Estacionarios de la GRB.
 - Informes Varios de confiabilidad 2005-2010.
 - Ecopetrol, Política y directrices de gerenciamiento de activos, años 2008-2010.
 - Procedimientos e instructivos para el laboratorio de corrosión de la GRB, revisión 2010.
 - ICP, Informe interno sobre nuevas Tecnologías de Monitoreo (MOTR), Noviembre del 2010.
 - ECP-ICP-GCM-I-006, Instructivo para la aplicación de la metodología RBI en ECP, Octubre 2007.

- ICP, Informes de auditorías internas y externas, 2010.

- GONZÁLEZ, Miguel Angel y SIERRA, Ernesto Camilo, Efecto de los Crudos Ácidos y de los Crudos Pesados en el Riesgo Operacional de la GRB, Refinería de Barrancabermeja, Junio 15 de 2010.

- INSTITUTO DE NORMAS TÉCNICAS COLOMBIANAS, Bogotá, ICONTEC NTC 1486-2008, NTC 4490-2008, NTC 5613-2008.

- *MORKEN, American Innovations, Risk Intelligence Solutions, Análisis y Gestión de Integridad de ductos e instalaciones, 2011.*
- *NACE Corrosion, Paper 07268, 2007.*
- *QUIROGA, Haydee y ZABALA Luis. Preservación de la Integridad y Control de la Corrosión en la GCB, Bucaramanga, Instituto Colombiano del Petroleo ICP, 2005.*
- *SARAVIA, Marcelo Andrés, Metodología de Investigación Científica, Orientación Metodológica para la elaboración de Proyectos e Informes de Investigación, Enero 2006.*
- *SOLARI, Mario, Gestión del Ciclo de Vida de Equipos basado en Riesgos, CTI, Marzo 2009, Bogotá.*
- *VAN DER BERG, Han., Pautas para Manejo de Inspecciones, Shell Global Solutions, SGS, 2004.*
- **SITIOS WEB:**
 - <http://www.oilproduction.net>
 - http://www.upme.gov.co/Docs/Cadena_Petroleo_2004.
 - <http://www.portafolio.co/noticias/Petroleo-Colombia>.
 - http://www.upme.gov.co/Docs/Cadena_Petroleo_2004
 - http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera.
 - <http://www.anh.gov.co>.
 - <http://www.acipet.com>.

ROIJ, Johan, Curse M-183, Corrosion Monitoring, SGS, Shell Global Solutions, 2002.

ANEXOS

Anexo A. Mapas para los sub-Procesos de Monitoreo y Control de la Corrosión para la G RB

