

**“ESTRATEGIA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD MECÁNICA DE  
PLANTAS DE GAS”**

**LUIS RODRIGO GIRALDO GARCIA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS  
BUCARAMANGA**

**2013**

**“ESTRATEGIA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD MECÁNICA DE  
PLANTAS DE GAS”**

**LUIS RODRIGO GIRALDO GARCIA**

**Monografía presentada para optar el título de Especialista en Ingeniería del  
Gas**

**Director del Proyecto:  
MSc. Nicolás Santos Santos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS  
BUCARAMANGA**

**2013**

Con toda mi fe y amor:

A Dios mi guía y orientador en todos los días de mi vida.

A mi esposa Luz Helena, por su amor incondicional y su apoyo fundamental.

A mi hija Andrea Catalina, quien me da ejemplo de perseverancia.

A mi hijo Rodrigo Andrés, mi motivación para ser cada día un mejor profesional y  
un mejor ser humano.

## AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus más sinceros agradecimientos a:

**MSc. Nicolás Santos Santos**, Director de la tesis, por su valiosa colaboración en la enseñanza y orientación en la Ingeniería del Gas y especialmente para el desarrollo de este trabajo.

**Catedráticos y Cuerpo Docente**, de la 1ª Promoción de la Especialización en Ingeniería del Gas, en la sede de la UIS en Bogotá, por habernos compartido sus conocimientos y el interés por la Industria del Gas y su crecimiento como el energético más ambientalista del momento.

**La Universidad Industrial de Santander UIS**, por habernos dado la oportunidad de pertenecer orgullosamente a su escuela de Ingeniería de Petroleos y su “Alma Mater” pionera del estudio de los “hidrocarburos” en Colombia.

**La Asociación de Egresados de la Universidad Industrial de Santander, ASEDUIS, sede de Bogotá**, por habernos proporcionado y facilitado con diligencia y esmero, todos los recursos humanos y físicos de sus instalaciones en Bogotá.

**La Compañía British Petroleum Colombia Ltd. - BP.**, por la transferencia tecnológica en todas las actividades de su operación en Colombia, que permitieron entre muchos otros, compartir su experiencia y conocimientos a través de este trabajo.

**La Compañía Tecnicontrol S.A.**, por su aporte, colaboración y ejecución de las estrategias trazadas por el autor desde su posición de Líder del Equipo de

Integridad en BP y de Líder de Integridad de Activos en la Vicepresidencia de Producción en Ecopetrol.

**La Compañía NALCO**, por la ejecución impecable del programa de inhibición, diseñado por la estrategia de integridad trazada por Ecopetrol.

**La Corporación para la Investigación de la Corrosión**, por su aporte en la discusión científica y su compromiso con la divulgación del conocimiento en la comunidad empresarial.

**Ing. Milton Carvajalino**, Director del Grupo de Integridad de Activos de Tecnicontrol S.A., por sus siempre acertadas opiniones y discusiones en torno a la confiabilidad.

**Ing. Daniel Moncada**, Jefe del Grupo de Análisis de Riesgo de Tecnicontrol S.A., por su claridad y dominio del tema que hicieron ver fácil la construcción de una estrategia mecánica.

**Ing. Jorge Enrique Meneses**, por su paciencia y valiosa colaboración en la aclaración de conceptos, metodología y calificación de este trabajo.

## CONTENIDO

	pág.
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>16</b>
<b>1. OBJETIVO GENERAL</b>	<b>17</b>
<b>2. OBJETIVOS ESPECIFICOS</b>	<b>17</b>
<b>3. MARCO TEORICO</b>	<b>18</b>
<b>4. JUSTIFICACION</b>	<b>18</b>
<b>5. METODOLOGÍA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD PLANTA DE GAS</b>	<b>19</b>
<b>6. TERMINOS DE REFERENCIA PARA LA EVALUACION DE LA INTEGRIDAD DE UNA PLANTA DE GAS</b>	<b>20</b>
<b>7. INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO (RBI) CUALITATIVO EQUIPO ESTATICO</b>	<b>21</b>
7.1.Recolección de información	21
7.2.Inventario de equipos estáticos con la información requerida por la metodología.	22
7.3.Evaluación del nivel de riesgo de los equipos estáticos que integran la instalación mediante la aplicación del modelo de API-RBI	23
7.4.Determinación de grupos de inventario de fluidos peligrosos	25

<b>8. IDENTIFICACIÓN DE LOS MECANISMOS DE DAÑO.</b>	<b>25</b>
<b>9. DETERMINACIÓN DE CIRCUITOS DE CORROSIÓN</b>	<b>27</b>
<b>10.EVALUACIÓN DEL NIVEL DE RIESGO MEDIANTE API RBI</b>	<b>28</b>
<b>11.PROGRAMA DE INSPECCIÓN BASADO EN RIESGO</b>	<b>29</b>
<b>12.RBI VALVULAS DE SEGURIDAD Y ALIVIO DE PRESION</b>	<b>31</b>
12.1. Recolección e integración de información	31
12.2. Identificación de modos de falla	32
12.3. Evaluación del nivel de riesgo y plan de inspección.	32
<b>13.EJECUCIÓN DEL PROGRAMA DE INSPECCIÓN Y PRUEBA</b>	<b>33</b>
<b>14.VALORACIÓN DE APTITUD PARA EL SERVICIO (FFS)</b>	<b>34</b>
<b>15.CONCLUSIONES</b>	<b>37</b>
<b>16.RECOMENDACIONES</b>	<b>39</b>
<b>17.BIBLIOGRAFIA</b>	<b>41</b>

## 18. LISTA DE ANEXOS

1. ANEXOS 1. GRAFICAS SOBRE ANALISIS DE RIESGO Y SEGURIDAD DE PROCESOS EN LA OPERACIÓN	44
2. ANEXO 2. PROYECTO PLANTA DE GAS CUPIAGUA.	48
3. ANEXO 3. INTEGRITY MANAGEMENT PROGRAM.	49
4. ANEXO 4. ESTRATEGIA DE MANEJO DE LA INTEGRIDAD MECANICA Y DE LA CORROSION DE LA PLANTA DE GAS VENTAS DE 180 MMSCFD DE CUSIANA.	51
5. ANEXO 5. EVALUACION DE TECNOLOGIAS PARA CONTROL DEL DEW POINT PLANTA DE GAS CUPIAGUA.	72
6. ANEXO 6. IMPLEMENTACIÓN DEL PROGRAMA DE INHIBICIÓN QUÍMICA EN LA PLANTA DE ENDULZAMIENTO DE GAS DE CUPIAGUA.	73
7. ANEXO 7. INTEGRIDAD MECANICA. RISK BASED INSPECTION (RBI) PLANTA DE GAS DE CUPIAGUA FASE I.	74

## 19. LISTA DE FIGURAS

Figura1. Metodología de gestión de integridad para plantas de gas.	19
Figura2. Modelo de evaluación de riesgos	20
Figura3. Descripción del Proceso Planta de Gas Cupiagua.	30
Figura4. Vista Aérea de la localización del Proyecto Planta de Gas Cupiagua.	31
Figura5. Secuencia de un incidente, ver 19. Anexos.	44
Figura6. Ciclo de vida de seguridad en el proceso. Ver 19. Anexos	45
Figura7. Aseguramiento del diseño y operación. LOPA. Ver 19. Anexos	46
Figura8. Niveles SIL y Reducción de Riesgos. Ver 19. Anexos	47

## 20. GLOSARIO

**API:** american petroleum institute, instituto americano del petróleo.  
**AS-BUILT:** como construido.  
**ASME:** american society of mechanical engineers, sociedad americana de ingenieros mecánicos.  
**CFR:** code of federal regulations.  
**DOT:** department of transportation of usa.  
**END:** ensayos no destructivos.  
**ECDA:** external corrosion direct assessment, valoración directa de la corrosión externa.  
**FFS:** fitness for service, condición para el servicio.  
**HCA's:** high consequence areas, áreas de alta consecuencia.  
**ICDA:** internal corrosion direct assessment, valoración directa de la corrosión interna.  
**IMP:** integrity management plan.  
**INTEGRIDAD:** alta confiabilidad y bajo riesgo.  
**ISD:** inherently safety design, diseño inherentemente seguro.  
**NDT:** non-destructive testing, ensayos no destructivos.  
**MEG:** mono ethylene glycol.  
**OPS:** office of pipeline safety  
**PHASED ARRAY:** arreglo de fases  
**PHMSA:** pipeline and hazardous materials safety administration.  
**P&ID:** piping and instrument diagram, diagrama de tubería e instrumentos.  
**PS/IM:** process safety integrity management.  
**PRV:** pressure relieve valve, válvula de alivio de presión.  
**PSV's:** pressure safety valves, válvulas de seguridad de presión.  
**QRA:** quantitative risk assessment, valoración cuantitativa del riesgo.  
**RBI:** risk based Inspection, inspección basada en riesgo.  
**SCANNER:** explorador.  
**SIL:** safety Integrity level, nivel de integridad de seguridad.  
**SIS:** safety Integrity system, sistema integrado de seguridad.  
**SOCKET WELD:** soldadura de embonado  
**SPC:** sistema de protección catódica  
**SPOT INSPECTION:** puntos de inspección.  
**THINNING:** Adelgazamiento, disminución de espesor.  
**TEG:** Tri ethylene glycol.

## 21. LISTA DE TABLAS

Tabla1. Las 21 amenazas según norma ASME B31.8s	<b>26</b>
Tabla2. Clasificación según API 1160 - ASME B31.8s	<b>27</b>

## RESUMEN

### TÍTULO

ESTRATEGIA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD MECÁNICA DE PLANTAS DE GAS<sup>\*1</sup>.

### AUTOR

LUIS RODRIGO GIRALDO GARCIA<sup>\*\*2</sup>.

### PALABRAS CLAVES

INTEGRIDAD, ESTRATEGIA, PLANTAS DE GAS, CONFIABILIDAD, RIESGO, CORROSION, INSPECCIÓN, ASEGURAMIENTO Y CONTROL DE CALIDAD.

### DESCRIPCION

La Integridad bajo el concepto más general se define como el manejo de una alta confiabilidad y un bajo riesgo. El objetivo principal de este trabajo es diseñar una estrategia de integridad mecánica para implementar en plantas de gas con el fin de garantizar una operación segura y confiable.

Para la elaboración de éste trabajo, se tiene como base, los conocimientos de Integridad recibidos de la transferencia tecnológica que dejó la compañía BP Exploration, durante su operación en Colombia y específicamente en la Planta de Gas de Ventas de Cusiana, y ahora extensiva a la nueva Planta de Gas del Campo Cupiagua, bajo lo operación de Ecopetrol.

La fase principal de esta estrategia es identificar y analizar el riesgo con metodologías como la Inspección Basada en Riesgo RBI, (Risk Based Inspection), identificando los mecanismos de degradación de cada uno de los equipos y estableciendo su plan de manejo.

Luego se establece su estado mecánico, mediante la aplicación de una recomendación práctica desarrollada por el Instituto Americano del Petroleo, API (American Petroleum Institute) denominada Evaluación de la Condición Para el Servicio, FFS (Fitness For Service), información resultante de inspecciones intrusivas y externas, re-rateos o reparaciones según indique la condición mecánica de los equipos estáticos.

Confirmada la condición actual de servicio, se establecen las medidas de control y de mitigación mediante los Sistemas de Protección, los cuales son especificados y mantenidos para garantizar su desempeño, confiabilidad y disponibilidad de respuesta a cualquier evento inesperado.

Por último se ejecutan los planes de Inspección y Pruebas y se re-evalúa la Condición para el Servicio, determinando que el activo es confiable y seguro para operar, con una alta confiabilidad de tal manera que la planta cumpla con su diseño, operando de forma segura, eficiente y aumentando su vida útil.

---

\*Trabajo de Grado.

\*\*Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Petróleos. Director: Nicolás Santos Santos

## ABSTRACT

### TITLE

STRATEGY FOR THE MANAGEMENT OF THE GAS PLANT MECHANICAL INTEGRITY \*<sup>3</sup>

### AUTHOR

LUIS RODRIGO GIRALDO GARCIA\*\*<sup>4</sup>.

### KEYWORD

INTEGRITY, STRATEGY, GAS PLANTS, RELIABILITY, RISK, CORROSION, INSPECTION, ASSURANCE AND QUALITY CONTROL.

### DESCRIPTION

Integrity under the more general concept is defined as a high reliability and a low-risk management. The main objective of this work is to design a strategy of mechanical integrity to implement in gas plants in order to ensure an operation safe and reliable.

For the preparation of this work, has as a basis, the integrity knowledge received from the technology transfer that left BP Exploration Company, during their operation in Colombia and specifically in the Cusiana sales Gas plant, and now extended to the Cupiagua field of new Gas plant, under the Ecopetrol Operation.

The main phase of this strategy is to identify and analyse the risk methodologies such as Risk Based Inspection, RBI, identifying the mechanisms of degradation of each one of the static equipments and establishing its management plan.

Then establishing its mechanical condition, through the practical recommendation developed by the American Petroleum Institute, API, called Fitness For Service, FFS, information from external and intrusive inspections, re-rating or repairs according to indicate the mechanical condition of static equipment.

Confirmed the current condition of service, laying down the measures of control and mitigation through the protection systems, which are specified and maintained to ensure its performance, reliability and availability of response to any unexpected event.

Finally run inspection and test plans and assesses the condition for the service, determining that the asset is reliable and safe to operate, with a high reliability in such a way that the plant complies with its design, operating in a safe, efficient manner and increasing its useful life.

---

\***Work Degree.**

\*\*Faculty of Physical Chemistry Engineering. School of Petroleum Engineering .Director: Nicolás Santos Santos.

## INTRODUCCIÓN

“Cada cierto tiempo, alguna catástrofe nos recuerda que el eslabón más débil de un sistema de producción, el hombre, es a su vez el que tiene en sus manos la garantía y la confiabilidad de su funcionamiento. Se habla de error humano, se dice que la falta de confiabilidad en un sistema se debe a que, al fin y al cabo, está manejado por hombres”<sup>5</sup>.

El 15 de noviembre de 2002, el Congreso de los Estados Unidos aprobó la ley que mejora la seguridad de las líneas de transporte. Esta ley exige del departamento de transporte (DOT)<sup>6</sup>, como rama de la administración de seguridad de materiales peligrosos (PHMSA)<sup>6</sup> y de la Oficina de seguridad de ductos (OPS) establezca normas dirigidas a los operadores del sistema de gas natural para que por medio de un programa de gestión de integridad, realicen los análisis de riesgos respectivos y adoptan y apliquen un programa o plan de gestión de integridad (IMP)<sup>6</sup>. Esta ley establece requisitos mínimos para los programas de gestión de integridad de tuberías de transmisión de gas ubicadas en zonas de alta consecuencia (HCAs)<sup>6</sup>. Estos requisitos ahora forman parte de código de reglamentos federales (CFR)<sup>6</sup> 49 192, Subpart "O". El IMP es un programa sistemático e integral diseñado para proporcionar información eficaz asignar recursos para las actividades de prevención, detección y mitigación apropiadas necesarias para mejorar la seguridad de la tubería.<sup>7</sup>

---

<sup>5</sup> CONFIABILIDAD HUMANA EN LA GESTIÓN DE ACTIVOS, Luis José Amendola, Dr. Project Engineering Management, Tibaire Depool, Ing. Msc. Project Management, PMM Institute for Learning Universidad Politécnica de Valencia, España, Asociación Española de Mantenimiento (AEM), e-mail: luigi@pmmlearning.com; luiam@dpi.upv.es, www.pmmlearning.com

<sup>6</sup> Ver 18 GLOSARIO. Pag.40

<sup>7</sup> Ver ANEXO 2 Integrity Management Program. [Safety Home Page](#) Pag.42  
<http://www.socalgas.com/safety/pipeline.shtml>

Los dos artículos anteriores, motivaron esta estrategia basada en los dos conceptos fundamentales de la Integridad de un activo: la confiabilidad y el manejo del riesgo.

Mediante la identificación y el análisis de los riesgos a través de metodologías y/o tecnologías, se maneja y asegura desde la etapa de diseño de la planta, la puesta en operación y durante su vida útil, una alta confiabilidad operacional en combinación con un bajo riesgo.

## **1. OBJETIVO GENERAL.**

Diseñar una estrategia de integridad mecánica para implementar en plantas de gas con el fin de garantizar una operación segura y confiable.

## **2. OBJETIVOS ESPECIFICOS.**

- Implementar en la operación de las plantas de gas de Ecopetrol, los conceptos que sobre el tema de Integridad fueron recibidos como transferencia tecnológica durante la operación desarrollada por la compañía BP Exploration en Colombia.
- Aplicar a la operación de las plantas de gas, las lecciones aprendidas que se han desarrollado en materia de Integridad de facilidades de la industria de hidrocarburos, de la participación en foros, seminarios y cursos junto con la experiencia profesional del autor en esta área.
- Definir, priorizar y manejar los riesgos identificados en la operación de una planta de gas<sup>8</sup>.
- Definir los planes para el aseguramiento de los parámetros de operación y mantenimiento de las planta de gas.
- Impactar positivamente el ciclo de vida de este activo, de tal manera que la planta cumpla con su diseño, con una operación segura, eficiente y aumente su vida útil.

---

<sup>8</sup> Ver Gráfica Modelo de Evaluación de Riesgos. Cortesía de Tecnicontrol S.A. Pag.15

### **3. MARCO TEORICO.**

La estrategia contiene básicamente los siguientes temas:

- Definiciones y terminología usada en Integridad.<sup>9</sup>
- Metodologías tecnológicas para la identificación de riesgos<sup>6</sup>.
- Diseño básico y general del proyecto planta de gas de Cupiagua<sup>10</sup>.
- Identificación de los sistemas de proceso principales en una planta de gas típica.
- Identificación y manejo de Riesgos en los sistemas de proceso definidos.
- Identificación de los mecanismos de degradación, daño o falla, de cada uno de los equipos considerados críticos para la operación.
- Plan de manejo de Integridad de los equipos estáticos con riesgo identificado.
- Conclusiones
- Recomendaciones.

### **4. JUSTIFICACION.**

- No existe en la actualidad en la industria de hidrocarburos una filosofía, política o recomendación práctica y específica para el manejo de la integridad en las plantas de gas para ventas.
- La vida útil del diseño de una planta puede ser garantizado, asegurado e inclusive incrementado, mediante el establecimiento de una estrategia para mantener la Integridad mecánica.
- La eficiencia y la productividad son elementos de valor agregado cuando la integridad asegura la confiabilidad de la planta, al ampliar los ciclos de vida de los activos.

---

<sup>9</sup> Ver Glosario pág. 31.

<sup>10</sup> Ver ANEXO 1. PROYECTO PLANTA GAS CUPIAGUA.TALLER DE RIESGOS.

- La seguridad en los procesos bajo el requerimiento, seguimiento y los parámetros que establece la integridad, no solamente reduce significativamente la incertidumbre del riesgo, sino que lo maneja haciendo de la operación un proceso seguro y confiable para el trabajo del recurso humano, la protección del medio ambiente y la vida útil de la planta.

## 5. METODOLOGÍA DE GESTIÓN DE INTEGRIDAD PLANTA DE GAS

El siguiente diagrama se describe la metodología planteada para el manejo sistemático de la integridad de activos en una planta de gas.

**Fig. 1 Metodología de gestión de integridad para plantas de gas.**



Cortesía de Tecnicontrol S.A.

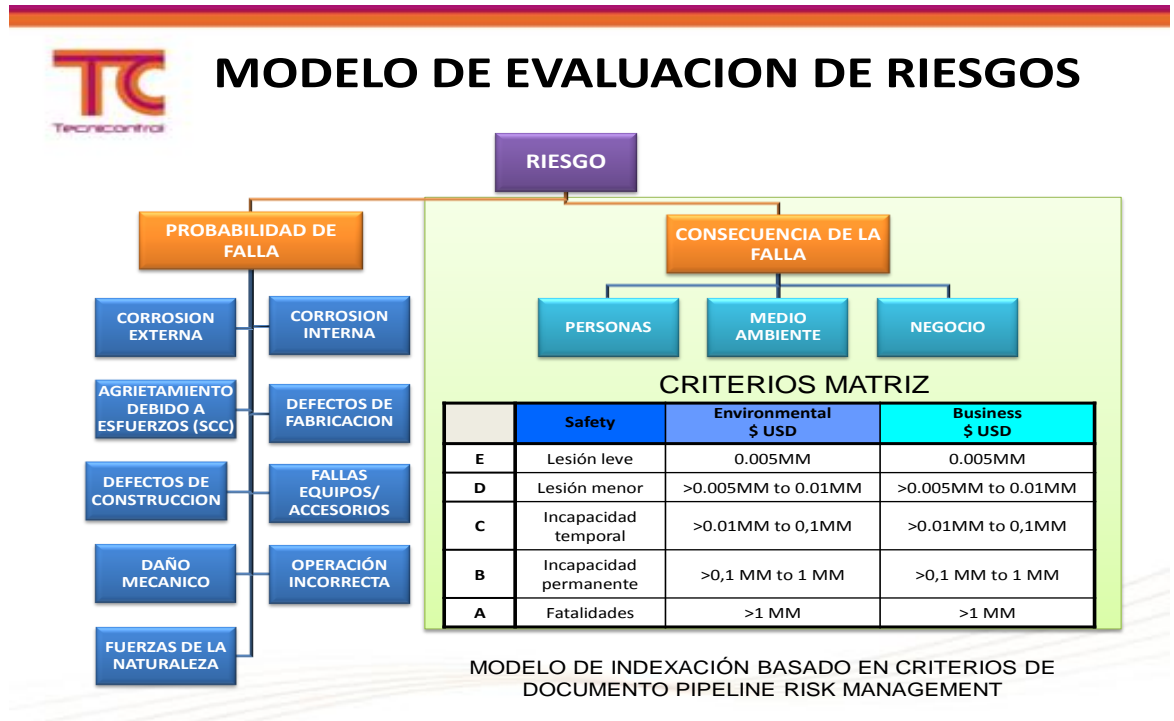
## 6. TERMINOS DE REFERENCIA PARA LA EVALUACION DE LA INTEGRIDAD DE UNA PLANTA DE GAS

Los siguientes términos de referencia, plantean la metodología para el manejo sistemático de la integridad de activos en una planta de gas.

La metodología comprende:

- Un programa de inspección basada en riesgo de equipo estático.
- Un programa de inspección basada en riesgo de dispositivos de alivio de presión.
- Ejecución de planes de inspección y pruebas.
- Valoración de la aptitud para el servicio.

Fig. 2 Modelo de evaluación de riesgos.



Cortesía de Tecnicontrol S.A

## **7. INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO (RBI) CUALITATIVO – EQUIPO ESTÁTICO**

### **7.1. Recolección de información**

La información requerida para llevar a cabo el estudio de Inspección Basada en Riesgo, tiene la finalidad de conocer con mayor relevancia las áreas de Operación, Mantenimiento y Seguridad de la instalación, y que servirán para alimentar la base de datos requerida para aplicar la metodología API RBI, así como establecer los criterios necesarios para la evaluación del nivel de riesgo de los equipos estáticos de la instalación.

Esta actividad se compone de:

- Revisión de planos e isométricos modificados: En esta fase del proyecto se ejecutara una revisión de los planos con Rev. As-built de la facilidad, con el objeto de identificar las modificaciones dentro de la instalación producto del proceso del manejo del cambio. Adicionalmente, se incluye la revisión de ampliaciones de planta con la instalación de nuevos equipos o componentes de tipo estático, de esta forma se actualiza el inventario de equipos estático y tuberías de proceso, que forman parte de la instalación y que no se encuentran incluidos en el análisis de RBI ejecutado en años anteriores.
- Adicionalmente, también se realiza el inventario de los componentes nuevos de ampliaciones y/o actualización de las modificaciones dadas por el manejo del cambio, sobre planos e isometría, durante esta actividad se realizará un desglose detallado de las líneas de tuberías y equipos de proceso revisando sobre planos cada uno de los sistemas nuevos o modificados y sus respectivos componentes y accesorios, tales como: válvulas, piernas muertas, puntos de inyección de químicos, uniones socket Weld y roscadas, puntos de monitoreo y control de corrosión, juntas bridadas, etc.
- Inventario en campo de componentes nuevos o modificados. Mediante la información recopilada e integrada sobre planos e isométricos del

punto anterior, se procede a una verificación en campo de la información del P&ID, condiciones operacionales y geometría de cada uno de los sistemas. En este caso se trabajará con la información existente de ingeniería básica y de detalle.

- Recolección información de mantenimiento e inspección. Se realizará una revisión de los registros de inspección y mantenimiento de los equipos incluidos dentro del alcance del proyecto, con el objeto de identificar zonas susceptibles o con daños por los mecanismos de daño, que se encuentren presentes en el sistema, falla o pérdidas de contención previas, reparaciones y re-rateos de equipos. En caso de la no existencia de registros de inspección, se ejecutara un levantamiento de la línea base de inspección, mediante la aplicación de ensayos no destructivos (END<sup>11</sup>), para el caso de pérdida de espesor por corrosión generalizada se propone una línea base de inspección por medición de espesores por ultrasonido, para corrosión localizada la inspección propuesta puede ser ejecutada a través de radiografía con técnica de exposición pared doble/ vista doble y/o Scan C o Phased Array (Arreglo de Fases).

## 7.2. Inventario de equipos estáticos con la información requerida por la metodología.

Con la finalidad de determinar el número de equipos estáticos que formarán parte del estudio de RBI, se delimitarán en los planos correspondientes los sistemas de cada una de las estaciones y los tramos definidos por el cliente. Es posible tomar como base la clasificación de equipos de la instalación desarrollada para la planificación del mantenimiento.

Una vez delimitado cada sistema, se hará un inventario preliminar con la información inscrita en los planos. Luego, se realizará una visita a campo

---

<sup>11</sup> END: Ensayos No Destructivos, de las siglas en inglés NDT Non Destructive Testing, ensayos que no dañan el espécimen o material a examinar, como rayos X, Scan, ultrasonidos, tintas penetrantes, etc.

para corroborar la información obtenida a través de los planos comparando lo actualmente instalado contra lo inscrito en los planos.

### 7.3. Evaluación del nivel de riesgo de los equipos estáticos que integran la instalación mediante la aplicación del modelo de API-RBI.

Metodologías del tipo de estudio de RBI.

Los estudios de Inspección Basada en Riesgo pueden ser llevados a cabo usando diferentes métodos, tales como: cualitativo y cuantitativo, sin embargo, en la práctica se han realizado esfuerzos para usar una metodología intermedia entre las mencionadas anteriormente, la cual es llamada: semicuantitativa.

A continuación se describen brevemente el método cualitativo y el cuantitativo que pueden emplearse en un estudio de RBI:

El modelo cualitativo puede ser interpretado como una evaluación basada en “juicio de expertos”, en el cual no son calculados valores numéricos pero en su lugar, se asignan intervalos descriptivos tales como: riesgo bajo, riesgo medio, riesgo alto o bien, una clasificación numérica tal como: 1, 2 ó 3. La clasificación cualitativa es el resultado de la evaluación del riesgo utilizando criterios de ingeniería.

La ventaja en utilizar este método de evaluación es que puede realizarse relativamente rápido y un costo inicial bajo; en este tipo de estudio se requiere de poca información detallada y los resultados son de fácil interpretación. Sin embargo, estos resultados son subjetivos basados en las opiniones y experiencias del equipo multidisciplinario de RBI, y no es reproducible utilizando la información de inspecciones posteriores. No es fácil obtener resultados diferentes a la clasificación previamente determinada en términos de riesgo y es prácticamente imposible calcular la variación del riesgo con respecto a un periodo de inspección estimado con base a un valor tolerable de riesgo.

El estudio cualitativo en este trabajo, es el resultado de la evaluación del riesgo de los equipos estáticos, componentes y sistemas en la planta de gas ventas de 180 mmscfd de Cusiana<sup>12</sup>.

El modelo cuantitativo es un análisis de riesgo que básicamente:

- a. identifica y delimita las combinaciones de eventos que, si ocurren, darán lugar a un accidente grave (por ejemplo, explosión) o cualquier otro evento no deseado.
- b. calcula la frecuencia de aparición de cada combinación de eventos.
- c. estima o valoriza las consecuencias.

En un análisis de riesgo cuantitativo se integran en una metodología la información sobre diseño de instalaciones, funcionamiento, prácticas, históricos, confiabilidad de componentes, de operación, de acciones humanas, la evolución física de accidentes, y el potencial ambiental y de efectos en la salud, generalmente de la manera más realista que sea posible.

El análisis de riesgo cuantitativo utiliza modelos lógicos que representan combinaciones de eventos que podrían ocasionar accidentes graves y modelos físicos representando la progresión de accidentes con el transporte de un material peligroso hacia el medio ambiente. Para este trabajo se aplicaron los dos análisis de riesgo en el modelo de la Estrategia de Integridad para la Planta de Gas Ventas de 120 mmscfd de Cupiagua, y podemos observar la gráfica de la diapositiva 18 que muestra los resultados del RBI cuantitativo de líneas y equipos de proceso<sup>13</sup>.

Estos modelos son evaluados detalladamente para proporcionar tanto Información cualitativa como cuantitativa sobre el nivel de riesgo y así Identificar en el diseño, el sitio donde las características operativas son el riesgo más importante.

---

<sup>12</sup> Ver Anexo 2, Estrategia del Manejo de la Integridad Mecánica y de la Corrosión de la Planta de Gas Ventas de 180 mmscfd de Cusiana. Pág. 35

#### 7.4. Determinación de grupos de inventario de fluidos peligrosos.

La definición de “inventario” para el estudio de RBI, se describe como la cantidad de fluido disponible y susceptible de ser liberado de un equipo; es decir la cantidad que se encuentra contenida en equipos presurizados o no, como recipientes, tanques y tuberías, ubicados dentro de secciones de proceso delimitadas por válvulas de aislamiento que puedan cerrarse rápidamente ante alguna eventualidad, con la finalidad de detener la liberación del fluido. Esta fase se desarrolla sobre los planos actuales as-built<sup>14</sup> y se validan en campo, lo anterior se desarrolla para los sistemas con modificaciones o instalaciones nuevas, para lo existente y ya incluido en el anterior estudio se realizara una validación.

### **8. IDENTIFICACIÓN DE LOS MECANISMOS DE DAÑO.**

Los mecanismos de daño se presentan por condiciones normales o atípicas del proceso que provocan un deterioro a nivel micro o macro del material, este deterioro o alteración, con el tiempo afecta las condiciones y propiedades del material, y por consecuencia la capacidad operativa del equipo, bajo la cual fue concebida en el diseño del mismo.

Generalmente el daño producto de los mecanismos de deterioro se van acumulando y a su vez incrementándose, y en la mayoría de los casos son irreversibles. Algunos de los mecanismos de daños más comunes se clasifican en corrosión, afectación de la metalurgia, fatiga y agrietamiento, entre otros.

Un mecanismo de daño, potencialmente puede activarse en el equipo, dependiendo las características físicas y químicas que involucran los siguientes factores:

- Material de fabricación.

---

<sup>13</sup> Ver Anexo 3 RISK BASED INSPECTION (RBI) PLANTA DE GAS DE CUPIAGUA, FASE I, Pág.55

<sup>14</sup> Como construido.

- Condiciones del proceso (tipo de fluido, velocidad, temperatura, presión, etc.).
- Condiciones ambientales externas.

Es importante mencionar que los mecanismos de daños potenciales, pueden ser confirmados con los registros de los históricos de inspección de los planes previamente realizados a un estudio de RBI.

Para las áreas de alta consecuencia (HCA's, High Consequence Areas), o segmento de línea que contenga el proceso, se podrá evaluar con una de las dos metodologías utilizadas comúnmente; el nivel de riesgo para las 21 amenazas establecidas en el ASME B31.8S:

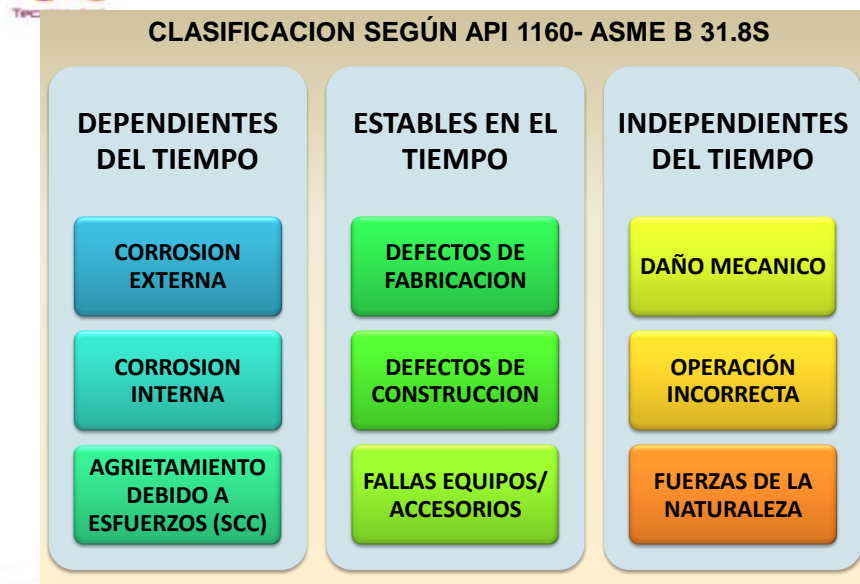
**Tabla1.** Las 21 amenazas según norma ASME B31.8s

LAS 21 AMENAZAS	
<p style="text-align: center;"><b>(a) Dependiendo del tiempo</b></p> <p><b>(1)Corrosión Externa</b>  <b>(2)Corrosión Interna</b>  <b>(3)Fractura por Corrosión</b></p> <p style="text-align: center;"><b>(b) Estable</b></p> <p><b>(1)Defectos de Fabricación</b>  <b>(a)Unión de Tubo Defectuosa</b>  <b>(b)Tubo Defectuoso</b></p> <p><b>(2)Relacionada con soldadura/ ensamble</b>  <b>(a)Soldadura alrededor del tubo defectuosa</b>  <b>(b)Soldadura de fabricación defectuosa</b>  <b>(c)Arrugas o dobleces</b>  <b>(d)Roscas estropeadas/ tubos rotos/ fallas en los acoples</b></p> <p><b>(3)Equipo</b>  <b>(a)Fallas en los Empaques O-ring</b>  <b>(b)Fallas en el equipo de alivio/ control</b>  <b>(c)Fallas en la empaquetadura/ sellos de la bomba</b>  <b>(d)Varios</b></p>	<p style="text-align: center;"><b>(c) Independiente del Tiempo</b></p> <p><b>(1)Daños mecánico/ terceros</b>  <b>(a)Daño infligido por primeros, segundo o terceros (falla instantánea/ inmediata)</b>  <b>(b)Tubo dañado con anterioridad (Modo de falla retrasada)</b>  <b>(c)Vandalismo</b></p> <p><b>(2)Operaciones Incorrectas</b>  <b>(a)Procedimiento operacional incorrecto</b></p> <p><b>(3)Relacionado con el clima y fuerzas externas</b>  <b>(a)Clima Frio</b>  <b>(b)Rayos</b>  <b>(c)Lluvias fuertes o inundaciones</b>  <b>(d)Movimientos de Tierra</b></p>

Tomado y traducido de ASME B31.8s

**Tabla2.** Clasificación según API 1160 - ASME B31.8s

## **TC IDENTIFICACION DE AMENAZAS**



Cortesía de Tecnicontrol S.A.

### **9. DETERMINACIÓN DE CIRCUITOS DE CORROSIÓN**

Un circuito de corrosión es un grupo de equipos o partes del mismo que están expuestos al mismo ambiente externo o interno (presión, temperatura, tipo fluido, etc.) y fabricados con el mismo material, y que tendrán el mismo mecanismo potencial de degradación.

En cada circuito de corrosión la degradación de los componentes puede ser en la superficie interna o externa. La velocidad o tasa de degradación de éstos dependen de la combinación de los siguientes factores:

- Material de construcción.
- Condiciones operativas del equipo (para la degradación interna).
- Las condiciones del medio ambiente (para la degradación externa).
- Medidas de protección.

Para cada circuito de corrosión es necesario identificar los mecanismos de daños activos, para ello es necesario revisar cuales potencialmente puede activarse en el circuito, para ello es necesario evaluar características físicas y químicas que involucran: material de fabricación, condiciones del proceso (tipo de fluido, temperatura, etc.), las condiciones ambientales externas. Adicionalmente se deben analizar e integrar registros e históricos de inspección, monitoreo y control de corrosión y de mantenimiento. La identificación de los mecanismos de daño se hará bajo el estándar API RP-571. Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry.

## **10. EVALUACIÓN DEL NIVEL DE RIESGO MEDIANTE API RBI**

Para el desarrollo de una evaluación de Inspección Basada en Riesgo (RBI), es posible apoyarse en el uso de herramientas informáticas especializadas en la aplicación de la metodología de API RP 581.

Este tipo de análisis involucra una metodología sistemática, consistente y documentada, basada en sí misma en los resultados de inspecciones y registros de monitoreo previos existentes o información obtenida de la ingeniería básica y de detalle con la cual se cuente en el momento del estudio.

Para la evaluación de riesgos API RP 581 y actualización del nivel de riesgo se plantean las siguientes actividades:

- Determinación de la probabilidad de falla
- Cálculo de consecuencias de falla
- Definición de niveles de riesgo
- Análisis de resultados del modelo de riesgo

Lo anterior tiene como objeto que los resultados de este estudio, se reflejan en la asignación a cada equipo de un valor o nivel de riesgo, una categoría de probabilidad de falla y de consecuencia, lo anterior con la finalidad de mostrar los resultados de manera gráfica y que ello brinde un panorama general de los

niveles de riesgo en que se encuentran los equipos de la instalación. Adicionalmente es posible desarrollar una jerarquización de los equipos por su nivel de riesgo y establecer un programa de inspección que incluye el intervalo, la técnica y el spot de inspección.

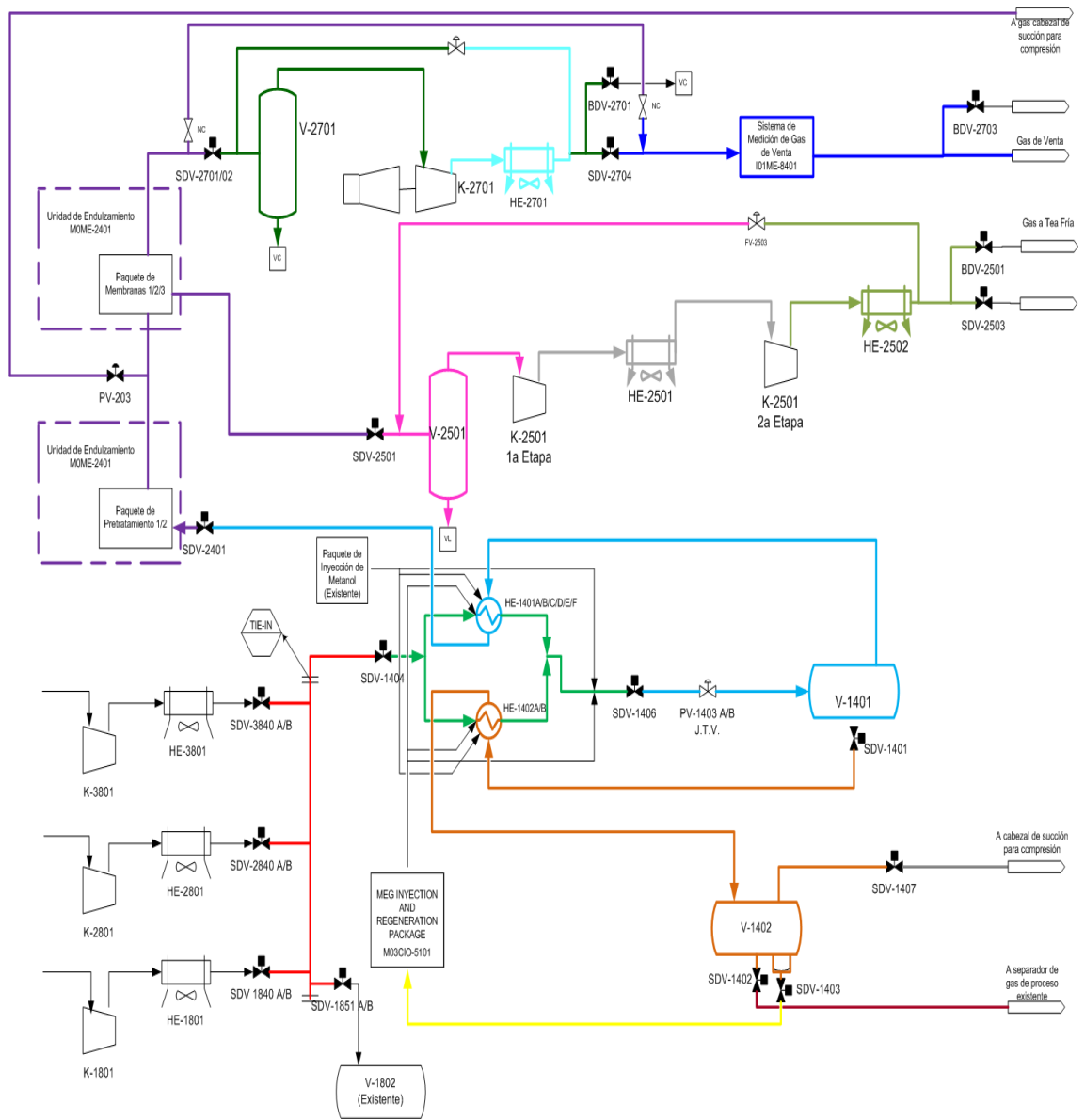
## **11. PROGRAMA DE INSPECCIÓN BASADO EN RIESGO**

El entregable tangible de esta estrategia y de un estudio de inspección basada en riesgo, es un plan de inspección que estará alineado a los mecanismos de deterioro detectados, identificando las zonas más susceptibles a presentarse daño, la técnica de inspección apropiada a la detección del mismo y a la frecuencia establecida acorde con el nivel de riesgo del elemento. En la aplicación de ésta estrategia para el caso de la Planta de Gas de Ventas de Cupiagua<sup>15</sup>, el plan de inspección descrito se definirá para cada componente incluido en el estudio para los años 2012, 2013 y 2014, es decir, para los 3 años siguientes a la terminación del estudio. (Ver estudio presentado en diciembre de 2011, anexo 3, Inspección Basada en Riesgo, RBI, Planta de Gas de Cupiagua Fase I).

---

<sup>15</sup> Ver fig. 4 Descripción del Proceso Planta de Gas Cupiagua.

**Fig. 3 Descripción del Proceso Planta de Gas Cupiagua.**



**Cortesía de Ecopetrol S.A. / Tecnicontrol S.A.**

**Fig. 4** Vista Aérea de la localización del Proyecto Planta de Gas Cupiagua.



Cortesía de Ecopetrol S.A.

## **12. RBI VALVULAS DE SEGURIDAD Y ALIVIO DE PRESION**

### **12.1. Recolección e integración de información.**

En esta fase del proyecto se recopila la información de diseño, inspección y mantenimiento de las válvulas de seguridad y alivio de presión de la facilidad, esta información se integra y estructura de tal forma que cumpla con los requisitos de información solicitados para la ejecución del modelo de API RBI para válvulas de alivio y seguridad. Para esta actividad se extraerá la información cargada en las respectivas bases de datos de PSV's.

Adicionalmente sobre los P&ID's se identificará los equipos que son protegidos por la PSV o PRV. Finalmente se desarrollará una validación de la información levantada en campo.

## 12.2. Identificación de modos de falla.

Para la identificación de los modos de falla se utilizarán los referenciados por API RBI, la validación de los equipos se hará en función del tipo y características de las válvulas, igual que a partir de los registros de falla, mantenimiento e inspección.

## 12.3. Evaluación del nivel de riesgo y plan de inspección.

La información integrada de cada válvula junto con los modos de falla previamente identificados se cargará en la base de datos de la herramienta utilizada, donde se integrará al módulo de RBI del equipo estático y la evaluación de riesgos de las válvulas de seguridad y de alivio de presión se valorará bajo el entorno y nivel de riesgo de los equipos estáticos que protegen, de esta forma la criticidad asignada a cada válvula contempla y se alinea al estado actual de integridad del equipo que protege.

Previo al desarrollo del análisis de riesgo de las válvulas de seguridad y de alivio, se debe definir los valores límites de riesgo tolerable, los cuales deberán ser asignados por el cliente o propietario.

El plan de inspección y pruebas para las válvulas de seguridad incluirá la frecuencia y tipo de inspección recomendada, de acuerdo con el nivel actual de riesgo de los equipos que componen la instalación y la condición operativa actual de la válvula.

### **13. EJECUCIÓN DEL PROGRAMA DE INSPECCIÓN Y PRUEBA**

Producto del programa de gestión de integridad generado en las fases anteriores se desarrollaran las siguientes acciones encaminadas a disminuir el nivel de riesgo:

- Inspección visual externa de equipos para identificar potenciales condiciones de pérdida de integridad.
- Ensayos no destructivos (UT Scan A, Scan C, etc.) para establecer directamente el estado mecánico del equipo estático.
- Caracterización fisicoquímica de fluidos mediante la toma de muestras en tuberías, recipientes y tanques que tengan las facilidades para el desarrollo de esta actividad.
- Verificación periódica del estado de rectificadores y sistemas de protección de catódica.
- Verificación de aislamiento eléctrico en juntas con kit de aislamiento.
- Identificación de tramos de tubería con fluido estancado (en condición de pierna muerta).
- En las interfaces suelo – aire se realizará inspección visual, toma de perfil de resistividades, muestreo del terreno para análisis fisicoquímico (perfil bacteriano del terreno, acidez, etc.), medición de potenciales con electrodo de referencia Cu/CuSO<sub>4</sub>.

- Actualización del programa de gestión de integridad mecánica con la retroalimentación de los resultados obtenidos con las evaluaciones directas realizadas durante esta fase.

#### **14 VALORACION DE APTITUD PARA EL SERVICIO (FFS)**

A partir de los hallazgos del punto anterior, se ejecutara la evaluación de aptitud para el servicio por pérdidas de metal por corrosión (API 579, ASME B31G, Rstrenght, etc.) de acuerdo a los estándares aplicables, y a través de cualquier herramienta de software como por ejemplo FFS Tool Boxes.

El desarrollo de la metodología conlleva un trabajo multidisciplinario, en el cual se involucra personal de proceso, inspección, personal con conocimientos en mecánica de fractura, y cualquier otra disciplina que se requiera de acuerdo a los hallazgos.

Dentro de los pasos requeridos para llevar a cabo un análisis de aptitud para el servicio o “Fitness For Service”, el de mayor importancia, es la identificación del mecanismo de daño. La identificación del mecanismo permitir definir el trabajo a seguir en la valoración del daño o defecto que se encuentra presente en el material del equipo. De acuerdo a la norma API-579, los siguientes son los pasos que se deben tener en cuenta para llevar a cabo un análisis de Aptitud para el Servicio, sin embargo el número de pasos, depende del mecanismo de daño en el equipo que se encuentre analizando.

1. Identificación del mecanismo de daño y el defecto.
2. Aplicación y limitación de los procedimientos de FFS.
3. Requerimientos de información.
4. Técnicas de evaluación y criterios de aceptación
5. Determinación de vida remanente.
6. Remediación.

7. Monitoreo en servicio.

8. documentación.

La metodología permite valorar la criticidad de varios mecanismos de daño, entre los que se encuentran corrosión, erosión, daño por hidrogeno, termo fluencia, daños mecánicos, sin embargo uno de los defectos más comunes que se pueden encontrar son las grietas y en los cuales se ha aplicado ampliamente la metodología de valoración.

Cuando se valora la criticidad de algún mecanismo de daño según API 579 se pueden emplear tres diferentes criterios de aceptación: 1. El esfuerzo admisible, el cual hace referencia a la comparación de la resistencia mecánica de un componente y de los valores de esfuerzos presentes en la zona de interés; 2. Factor de resistencia remanente (RSF), el cual corresponde a la relación entre la resistencia a la falla, determinada para el componente con el defecto y el componente sin defecto; 3. El diagrama de evaluación de falla (FAD), el cual mide la aceptabilidad de una indicación tipo grieta o la posibilidad de que otro tipo de defecto pueda ocasionar una falla por fractura frágil, en este diagrama de mide la relación de tenacidad y la relación de esfuerzos que se encuentran presentes en la zona con agrietamiento.

Los tres criterios anteriores son la base para determinar la aceptabilidad de un componente con un defecto, sin embargo para determinar esta aceptabilidad cada mecanismo de daño debe ser evaluado con unos procedimientos que están divididos en tres niveles, en donde dependiendo de la información disponible, las condiciones de operación el diseño del equipo, y el grado de detalle que se quiera manejar se escoge el respectivo nivel.

La clasificación general de los niveles de valoración es la siguiente:

**NIVEL 1.** Los procedimientos de valoración en este nivel emplean criterios de análisis conservativos que pueden ser utilizados con una cantidad mínima de

inspección o de información del componente. El personal de inspección de planta es el participante.

NIVEL 2. Evaluación más precisa que en el nivel 1, procedimientos más detallados, requerimientos de información similares a los del 1 nivel, con cálculos detallados. Interviene el personal de ingeniería de la compañía o de la propia planta.

NIVEL 3. Evaluación más detallada que en el nivel anterior. Requiere información más detallada del componente. Realiza análisis con técnicas numéricas como la de elementos finitos. Conducido por especialistas en FFS o personal experto de la empresa.

Lo enunciado anteriormente corresponde a la descripción general de la metodología empleada, la cual está basada en los procedimientos contemplados dentro del API 579.

## 15. CONCLUSIONES

- La metodología de inspección basada en riesgo, se enfoca más en la probabilidad de ocurrencia que en la consecuencia, por lo que se le denomina también como metodología preventiva del riesgo.
- La confiabilidad radica en el ser humano, por lo que el análisis de riesgo se ve limitado por factores tales como: personal no calificado; información insuficiente y/o incorrecta; ingeniería inadecuada; ejecución ineficaz de los planes de inspección y monitoreo; operación por fuera de los parámetros del diseño.
- El análisis de riesgo no compensa la falta de información o la información incorrecta, ni los diseños o ingeniería inadecuados, ni menos la operación con parámetros fuera de los establecidos en el diseño. Al igual que la ejecución inadecuada de los planes de inspección, o estos ejecutados por personal no capacitado.
- La metodología del análisis de aptitud para el servicio o “fitness for service” no solo permite identificar el estado mecánico del activo, además ayuda a determinar el tipo de acciones que se deben llevar a cabo para mitigar la criticidad y tener bajo control el riesgo de falla de los equipos donde ésta se aplica.
- La aplicación del RBI de la estrategia de Integridad mecánica en la Planta de Gas de Cupiagua arroja como resultados los siguientes<sup>16</sup>:
  - El 80% del riesgo de los equipos estáticos se concentra en el 16% de los equipos de la planta de gas Cupiagua Fase I.
  - El 38% del total de los equipos estáticos se encuentran en Riesgo bajo y el 62% se encuentra en riesgo Medio.
  - Los sistemas de endulzamiento, Joule Thompson y Sales Gas Compresor corresponden a los de mayor susceptibilidad de falla, con un 36,85%, 33,32% y 7,31%, respectivamente.
  - Los sistemas de endulzamiento, Joule Thompson y Sales Gas Compresor corresponden a los de mayor nivel de riesgo, con un 38,56%, 35,67% y 8,79%, respectivamente.

---

<sup>16</sup> VER ANEXO 6. INTEGRIDAD MECANICA RISK BASED INSPECTION (RBI) PLANTA DE GAS DE CUPIAGUA FASE I

- El 80% del riesgo de las PSVs, se concentra en el 15% de dichos dispositivos estáticos.
- El 29% del total de las PSVs, se encuentran en Riesgo bajo y el 71% se encuentra en riesgo Medio.
- El mecanismo de daño más probable para el fenómeno de adelgazamiento interno (thinning), corresponde a corrosión por CO<sub>2</sub>, de igual manera en el eventual caso que ocurra degradación del Glicol se esperaría afectación de los equipos del sistema MEG, como consecuencia de la disminución del pH.
- El factor de daño Fatiga fue considerado en el presente estudio de forma conservativa, con el objeto de identificar los posibles sistemas de la planta susceptibles a dicho fenómeno; sin embargo, la ocurrencia real de dicho sistema estará determinada por la existencia de posibles fuentes de vibraciones durante la operación de la planta.

## 16.RECOMENDACIONES

- Se recomienda incluir dentro de la estrategia de integridad mecánica, los equipos rotativos, y los sistemas de instrumentación y control como parte fundamental del análisis de riesgo de una facilidad o planta de proceso, definiendo de esta manera la estrategia de Integridad Mecánica única, cuyo valor agregado se verá reflejado en una operación segura y altamente confiable.
- Se recomienda la revalidación de las variables una vez inicie la operación teniendo en cuenta que durante el desarrollo del Análisis de Inspección Basada en Riesgos (RBI) de la planta de gas Cupiagua Fase I, (En 2011, la planta se encuentra en construcción), se requirió el uso de criterios, asunciones y consideraciones teóricas. A continuación se relacionan las principales variables a verificar:
  - Velocidades de Corrosión.
  - Variables de proceso: Temperaturas de Operación, Presiones de operación y caudales.
- Después del análisis de los posibles hallazgos y/o desviaciones operacionales, (en la etapa de estabilización de la planta de gas Cupiagua Fase I), aproximadamente después de 3 meses del “start up”<sup>17</sup>, se recomienda llevar a cabo una actualización del presente estudio RBI.
- Se recomienda valorar la integridad mecánica de las líneas no inspeccionables con herramientas inteligentes por la metodología de evaluación directa. (ECDA, ICDA<sup>18</sup>).
- Para el sistema de agua contraincendio, se recomienda la formulación de una estrategia para el manejo integral de la corrosión externa, la evaluación del potencial corrosivo del agua de dicho sistema y la tendencia a formación de scale como consecuencia de la composición química de la misma, y/o la presencia de microorganismos.
- Para el sistema de drenaje cerrado, se recomienda la formulación de una estrategia para el manejo integral de la corrosión externa.

---

<sup>17</sup> START UP, Momento de Arranque de un proceso o de una operación.

<sup>18</sup> ECDA, External Corrosion Direct Assessment, Valoración Directa de la Corrosión Externa. ICDA, Internal Corrosion Direct Assessment, Valoración directa de la corrosión interna.

- Para inhibir la formación de hidratos en el gas se recomienda inyectar monoetilen glicol (MEG) a la corriente de proceso donde se combina con la fase condensada acuosa para bajar la temperatura de formación de hidratos a una presión dada.
- Se recomienda usar el MEG debido a que es un producto de bajo costo, baja viscosidad y baja solubilidad en hidrocarburos líquidos comparado con otros glicoles disponibles en el mercado.
- Se recomienda una vez entre en operación la planta, estimar anualmente los costos por reducción de pérdidas de integridad (producción, reparación, fugas, etc.) como resultado de implementar esta estrategia.

## 17. BIBLIOGRAFIA

- **ANSI/API RECOMMENDED PRACTICE 754.** Process Safety Performance Indicators For the Refining and Petrochemical Industries. First edition, April 2010.
- **API RP-571.** Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry.
- **API RP 572:** Inspection of Pressure Vessels
- **API STD 1160.** Managing System Integrity For Hazardous Liquid Pipelines. First Edition, November 2001.
- **API Code 570:** Piping Inspection Code—Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In service, Piping Systems.
- **API Code 510:** Pressure Vessel Inspection Code—Inspection, Repair, Alteration, and Rerating.
- **API RP 580:** Recommended Practice. Risk-Based Inspection. 2008.
- **API 581: Risk-Based Inspection** Base Resource Document. 2008.
- **API STANDARD 1160** Managing System Integrity For Hazardous Liquid Pipelines.
- **API 1104** Welding of pipelines and Related Facilities.
- **API RP 579-1/ASME FFS-1,** “Fitness For Service”, Second edition, USA, 2007.
- **ASME** Boiler and Pressure Vessel Code Section VIII - Rules for Construction of Pressure Vessels Division 1.
- **ASME** Boiler and Pressure Vessel Code Section VIII - Rules for Construction of Pressure Vessels Division 2 - Alternative Rules.
- **ASME BPVC** Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII, Rules for Construction of Pressure Vessels, Divisions 1 and 2.

- **ASME B31.3** Process Piping.
- **ASME B31.8S**. Managing System Integrity. 2004.
- **API RP14**. Recommended Practice For Design and Installation of Offshore Production Platform Piping Systems. Fifth Edition. Reaffirmed, March 2007.
- **BP Exploration Company:**
  - **GP 06-20** Guidance on Practice for Materials for Sour Service.
  - **GP 36-10** Guidance on Practice for Metallic Materials Selection.
  - **GIS 36-102** Guidance on Industry Standard for Hardness Testing, Post Weld Heat Treatment, Stress Relief, and Pickling for Pressure Vessels, Piping, and Other Components.
  - **GIS 36-107** Guidance on Industry Standard for Integral Cladding, Weld Overlay, and Limited Loose Lining of Pressure Vessels and Components.
  - **GS 136-1** Materials for Sour Service.
  - **RP 13-1-14** Amine Plants (provides tables with specific materials selection for guidelines).
  - **GP 43-52** Inspection and Integrity Assessment of Pipeline Systems.
- **GPSA**. Engineering Data Book. 12 Th Edition. 2004.
- **ISO 13628-1** Petroleum and natural gas industries - Design and operation of subsea production systems - Part 1: General requirements and recommendations.
- **NACE TM0177** Laboratory Testing of Metals for Resistance to Sulphide Stress Cracking in H<sub>2</sub>S Environments.
- **NACE RP0472** Methods and Controls to Prevent In-Service Environmental Cracking of Carbon Steel Weldments in Corrosive Petroleum Refining Environments.

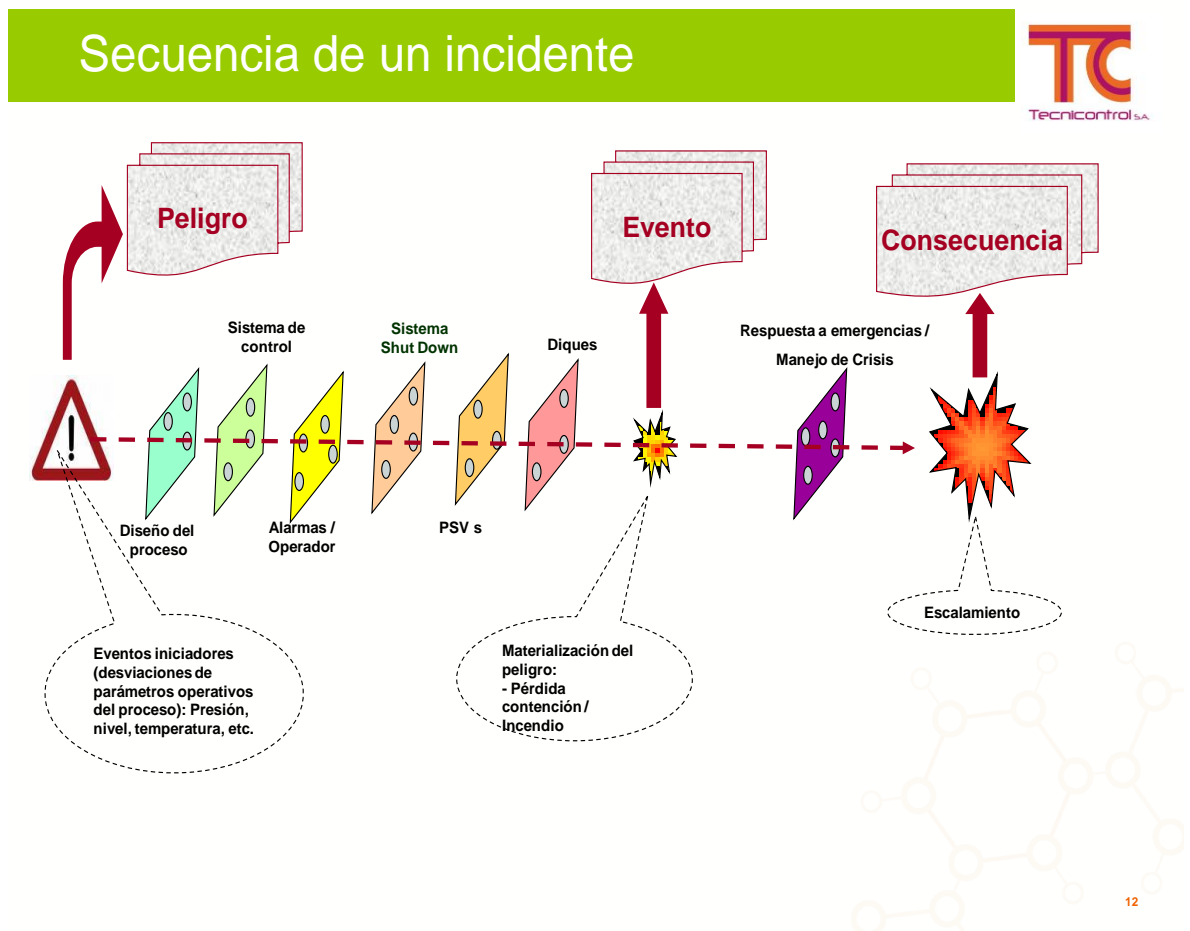
- **NACE MR0175** Sulphide Stress Cracking Resistant Metallic Materials for Oil Field Equipment (same as ISO 15156).
- **NACE MR0103** Materials Resistant to Sulphide Stress Cracking in Corrosive Petroleum Refining Environments.
- **OSHA 29 CFR 1910.119** Process Safety Management.

## 19. LISTA DE ANEXOS

### ANEXO 1

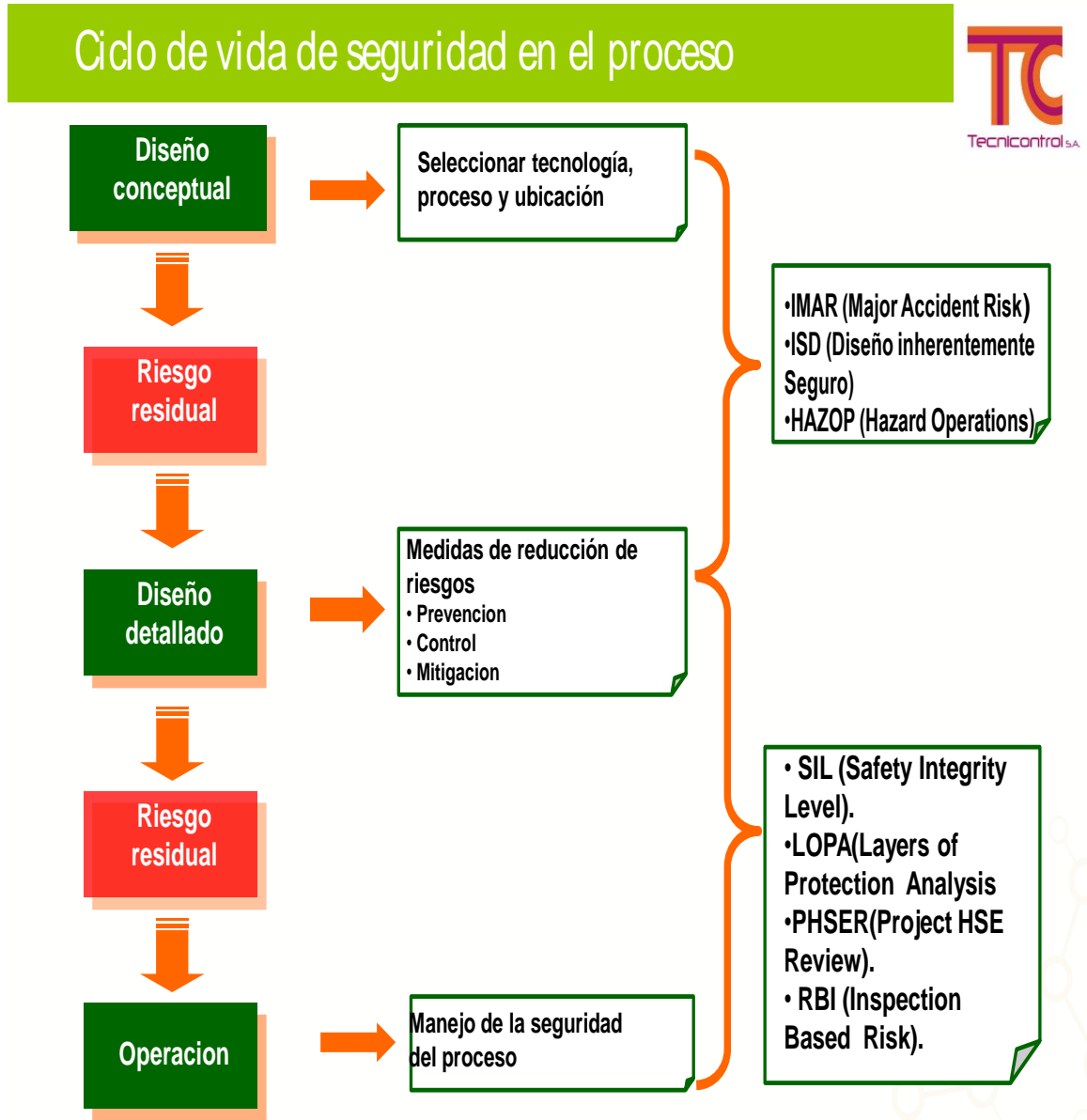
## GRAFICAS SOBRE ANALISIS DE RIESGO Y SEGURIDAD DE PROCESOS EN LA OPERACIÓN.

Fig. 5 Secuencia de un incidente.



Cortesía de Tecnicontrol S.A.

Fig. 6 Ciclo de vida de seguridad en el proceso.



Cortesía de Tecnicontrol S.A.

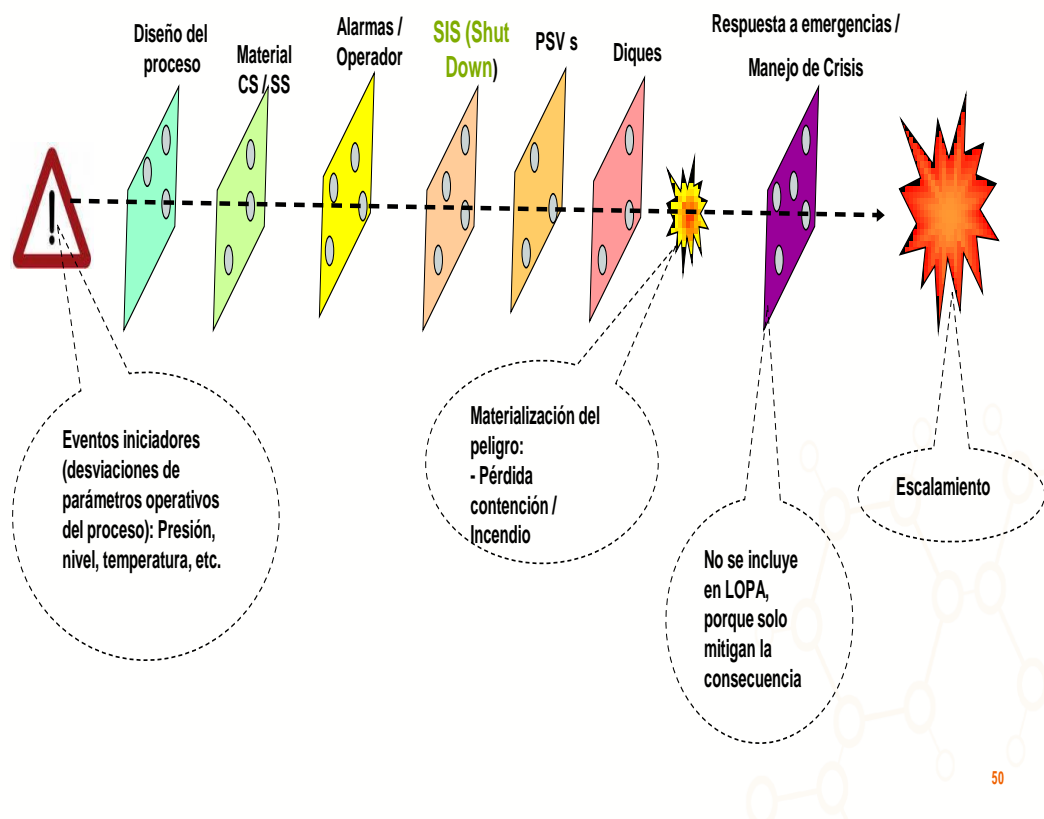
**Fig. 7 Aseguramiento del diseño y operación. LOPA.**

## Aseguramiento del diseño y Operación -LOPA (Layer of Protection Analysis)



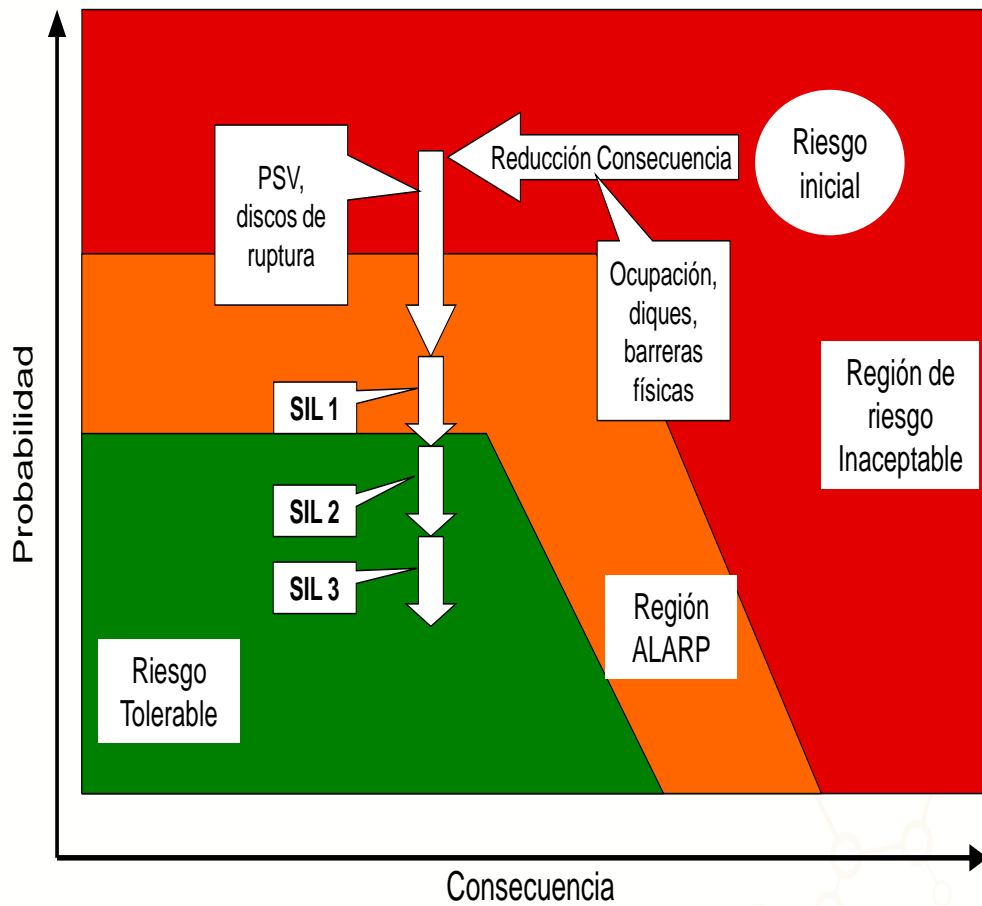
El LOPA es un análisis de riesgo SEMICUANTITATIVO que permite determinar si se requiere instalar un sistema instrumentado de seguridad (SIS), y si se requiere instalarlo determina su respectivo nivel de integridad de seguridad (SIL) requerido.

### Capas de Protección



Cortesía de Tecnicontrol S.A.

**Fig. 8 Niveles SIL y Reducción de Riesgos.**



Cortesía de Technicontrol S.A.

## **ANEXO 2**

### **INFORMACIÓN BÁSICA PROYECTO PLANTA GAS CUPIAGUA TALLER DE RIESGOS.**

**NOTA: HACER CLICK CON EL BOTON DERECHO SOBRE LA PRESENTACION DESPLEGAR ITEMS CLICK SOBRE OBJETO PRESENTACION Y CLICK BOTON IZQUIERDO SOBRE MOSTRAR.**



**Proyecto Planta de Gas Cupiagua  
Taller de Riesgos**

Universidad Javeriana (Bogotá D.C.) , Abril 25 de 2011

## ANEXO 3

# Integrity Management Program

[Safety Home Page](http://www.socalgas.com/safety/pipeline.shtml) <http://www.socalgas.com/safety/pipeline.shtml>

On November 15, 2002, Congress passed the Pipeline Safety Improvement Act of 2002. This law requires the Department of Transportation's (DOT) branch Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration/ Office of Pipeline Safety (PHMSA/OPS) to issue regulations prescribing standards to direct a natural gas system operator to conduct a risk analysis and adopt and implement an integrity management program. The statute sets forth minimum requirements for integrity management programs for gas transmission pipelines located in High Consequence Areas (HCAs). These requirements have been incorporated into 49 Code of Federal Regulations (CFR) Part 192, Subpart "O".

The pipeline integrity regulation mandates that an operator develop and maintain an Integrity Management Plan (IMP) that addresses regulatory requirements. The IMP is a systematic and comprehensive program designed to provide information to effectively allocate resources for the appropriate prevention, detection and mitigation activities needed to improve pipeline safety.

The IMP applies to DOT regulated natural gas transmission pipelines that coincide with High Consequence Areas. These pipelines are typically larger diameter (6" to 36") steel pipe; operating at pressures from 60 psig to over 1000 psig. High Consequence Areas are defined as areas in close proximity to a DOT pipeline that contain high population density and/or "identified sites" (known facilities housing people with limited or impaired mobility such as hospital, school, prison, recreation areas, etc).

Statutory requirements for an integrity program include conducting baseline and reassessment testing of each covered transmission pipeline segment at specified intervals, conducting an integrated data analysis on a continuing basis, taking actions to address integrity concerns, addressing issues raised by PHMSA/OPS and by state (California Public Utilities Commission) and local authorities, conducting testing in an environmentally appropriate manner, providing notification of changes to a program, and permitting a state or OPS agent access to the risk analysis and integrity management program.

Key elements of The Gas Company's IMP include:

<ul style="list-style-type: none"> <li>• HCA Identification</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Evaluation/ Reassessment</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Threat Identification</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Management of Change</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Risk Assessment and Prioritization</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Quality Assurance</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Development of Baseline Assessment Plan</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Record Keeping</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Conducting Assessments</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Performance Planning/Reporting</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Remediation of Anomalies</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Communications Plan</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Preventive and Mitigative Measures</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Regulatory/ Public Interaction</li> </ul>

Additional program requirements include completion of the baseline assessment for the top 50% risk ranked HCA's by December 17, 2007 and the remainder by December 17, 2012.

The Gas Company continues to make extensive efforts and allocate significant resources to safely and reliably operate its natural gas pipeline system. The additional requirements of the Pipeline Safety Act along with The Gas Company's ongoing operations and maintenance procedures will help in providing the flow of clean, safe, and reliable energy for Southern California.

Updated 8/2010

## ANEXO 4

---

# ESTRATEGIA DE MANEJO DE LA INTEGRIDAD MECANICA Y DE LA CORROSION DE LA PLANTA DE GAS VENTAS DE 180 MMSCFD DE CUSIANA

---

## INTRODUCCION

Se ha revisado el diseño básico de las Facilidades de la Planta de Gas Ventas de 180MMSCFD CPF de Cusiana, presentándose a continuación la Estrategia de Manejo de la Integridad Mecánica basada en la estrategia de la Corrosión. Dicha Estrategia incluye modificaciones al diseño básico, así como lecciones aprendidas en la operación de los campos de Cusiana y Cupiagua.

## POTENCIAL DE RIESGOS DE FALLAS POR CORROSION

El potencial de riesgos de fallas por corrosión se ha identificado de la siguiente manera:

### 1. CORROSION INTERNA

#### 1.1. Sistema de gas húmedo:

La corrosión por CO<sub>2</sub> es el mecanismo dominante de daño en este sistema para el material de construcción en acero al carbono. Una idea del riesgo potencial de falla por corrosión considerando la presión parcial de CO<sub>2</sub>, se presenta a continuación (“regla del dedo”):

- < 3 psia      bajo
- >3 < 7 psia    medio
- > 7 psia      alto

Los puntos de condensación de gas como por ejemplo, a la salida de los coolers, son susceptibles a sufrir fallas por corrosión.

## 1.2. Sistema de aminas:

El sistema de aminas es susceptible a la corrosión en la eventualidad en que los gases ácidos se separen de alguna forma de la solución de amina.

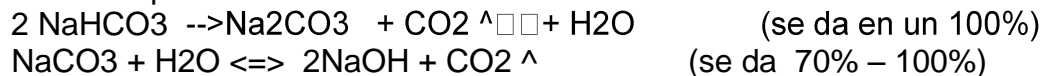
En general, la corrosividad del sistema aumenta en función del incremento de la temperatura, del contenido de sólidos en la amina que esta recirculando (erosión-corrosión), la relación de carga de gas ácido vs. moles de amina, la presencia de O<sub>2</sub> y de sales estables al calor que se forman por reacción química de ácidos orgánicos y oxígeno con la amina.

Puede presentarse corrosión tipo picadura del material 304 por acumulación de cloruros contenidos en el agua de make up (~1.6ppm) al ser un circuito cerrado.

## 1.3. Sistema agua caliente:

Los siguientes son los mecanismos de corrosión que caracterizan este sistema: Corrosión por CO<sub>2</sub> disuelto en agua; las fuentes de CO<sub>2</sub> son:

- por el contacto con el medio ambiente en la planta de desmineralización (CO<sub>2</sub> que no es removido por las membranas de osmosis inversa)
- por la descomposición de los iones carbonato y bicarbonato a las condiciones de presión y temperatura del sistema, según la siguiente reacción química:



Corrosión localizada causada por la presencia de oxígeno disuelto, cuya fuente puede estar asociada a la entrada de oxígeno en el sistema de suministro (make-up) y por las bombas de recirculación.

Corrosión picadura del material 304 por acumulación de cloruros contenidos en el agua desmineralizada (~1.6ppm) por ser un circuito cerrado.

## 1.4. Sistema glicol:

Se identifica un mecanismo de corrosión por CO<sub>2</sub> disuelto en agua para acero al carbono en las zonas de condensación como por ejemplo, en la malla de la still column y en el reboiler. Se requiere un control estricto del pH de la mezcla glicol / agua.

Corrosión por presencia de ácidos orgánicos producto de la degradación térmica del glycol, la cual reduce notablemente el pH del agua condensada e incrementa su corrosividad.

## 1.5. Sistema de condensados:

Las líneas de condensado de proceso que contienen agua están en acero al carbono y pueden sufrir corrosión por CO<sub>2</sub> disuelto en sistemas no inhibidos.

En el resto de los sistemas como estabilización de condensados, gas de exportación, y fuel gas, no se esperan daños por corrosión dada la especificación de calidad que se espera obtener de las corrientes.

El asunto de integridad de piernas muertas se ha dejado en rojo debido a que en general, se maneja mediante seguimiento por inspección y no por control de corrosión, hasta la caracterización del sistema (línea base).

## 2. CORROSION EXTERNA

El propósito de la estrategia de manejo de corrosión externa para sistemas de líneas enterradas y tanques instalados en contacto directo con el suelo únicamente considera corrosión externa (lado externo de las tuberías y superficie externa de los tanques en contacto directo con el suelo)

Los dos tipos de corrosión más comúnmente relacionados con las estructuras son la general y la puntual, la presencia de una u otro tipo depende de las condiciones presentes en el medio.

### 2.1. Peligros externos que favorecen la presencia de corrosión:

2.1.1. **Resistividad del suelo:** En la Tabla I se clasifica la corrosividad del terreno dependiendo de su resistividad.

Tabla I. Relación entre la resistividad y corrosividad del terreno

Resistividad del suelo (ohms/cm)	Corrosividad del suelo
0-1,000	Altamente corrosivo
1,000-5,000	Corrosivo
5,000-10,000	Poco corrosivo
10,000-en adelante	Muy poco corrosivo

2.1.2. **Contenido de cloruros y sulfato en el suelo:** El contenido de cloruros y sulfatos en el medio aceleran positivamente el proceso de corrosión, en la Tabla II se clasifica la agresividad de acuerdo con el contenido de iones en partes por millón.

Tabla II Agresividad del suelo según el contenido de cloruros.

CONCENTRACION EN ppm	GRADO DE CORROSIVIDAD
<ul style="list-style-type: none"> <li>• MAYOR A 5000</li> <li>• ENTRE 1500 y 5000</li> <li>• ENTRE 500 y 1500</li> <li>• MENORES A 500</li> </ul>	SEVERO CONSIDERABLE CORROSIVO INSIGNIFICANTE

SULFATOS	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayores a 10000</li> <li>• ENTRE 1500 y 10000</li> <li>• ENTRE 150 y 1500</li> <li>• DE 0 a 150</li> </ul>	SEVERO CONSIDERABLE POSITIVO INSIGNIFICANTE

**2.1.3. pH del suelo:** El valor de pH acelera positivamente el proceso de corrosión a medida que disminuye el valor, en la Tabla III se clasifica el grado de corrosividad según el pH del suelo

Tabla III. Relación entre el pH y corrosividad del terreno

pH	Corrosividad del suelo
Menores a 5.5	severo
Entre 5.5 y 6.5	moderado
Entre 6.5 y 7.5	neutro
Mayor a 7.5	No afecta

**2.1.4. Corrientes DC/ AC:** Uno de los principales peligros existentes que aceleran el proceso de corrosión es la interacción de sistemas enterrados (tuberías vs. Sistemas de puesta a tierra, Tubería vs. Tubería, entre otros) conectados a diferentes circuitos, la severidad esta dada según la Tabla IV:

Tabla IV. Relación entre Corrientes DC / AC y severidad

Corrientes DC	Severidad
No existen	baja
Existen con medidas de mitigación	media
Existen sin medidas de mitigación	alta
Corrientes AC	Severidad
Están a una distancia mayor a 1000 pies	baja
Existen a una distancia menor a 1000 pies con medidas de mitigación	media

Existen a una distancia menor a 1000 pies sin medidas de mitigación	alta
---	------

2.1.5. **Condiciones Ambientales:** Por las condiciones ambientales presentes en esta área, se consideran ambientes limpios de bajo potencial de daño

2.1.6. **Aislamientos de protección y/o conservación:** La combinación de diversos factores puede generar potencial daño por corrosión bajo aislamiento (CUI) (Tabla V)

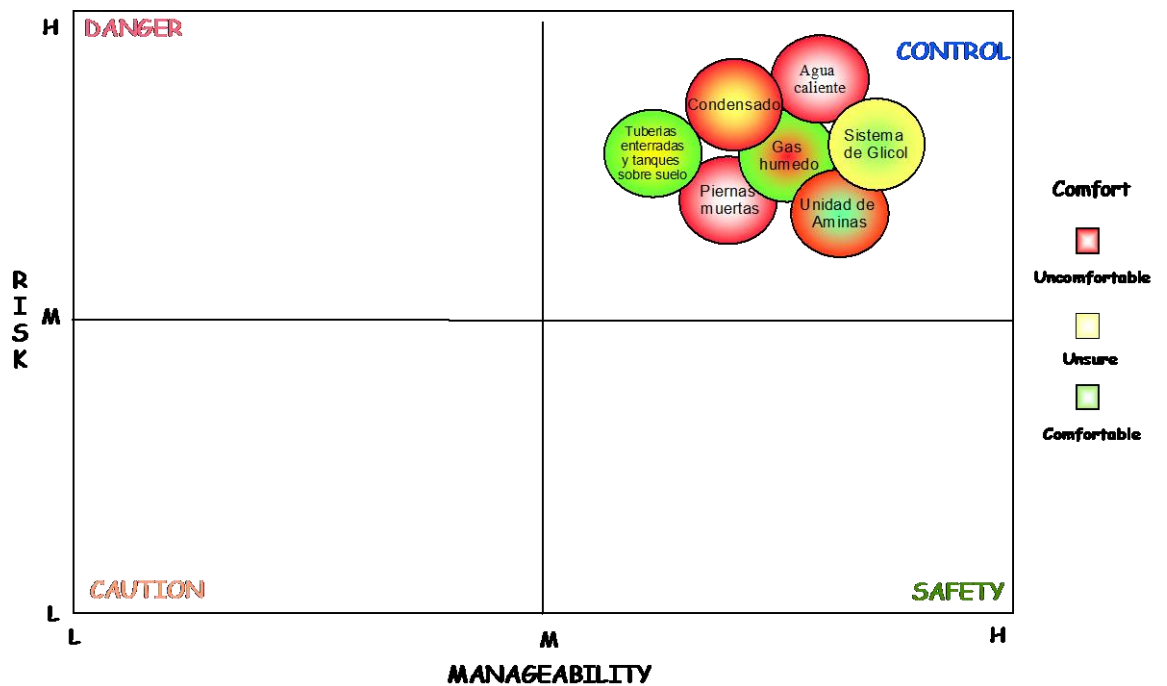
Tabla V. Análisis de probabilidad de falla debido a CUI para aceros al carbono

<b>AGENTE</b>	<b>AGRESIVIDAD (alto, medio, bajo)</b>			
<b>Años de servicio del Equipo</b>	< 5 años <b>BAJO</b>	5 a 10 años <b>MEDIO</b>	10 a 15 años <b>MEDIO</b>	> 15 años <b>ALTO</b>
Temperatura de operación (°C)	< 20 > 200 <b>BAJO</b>	120 A 200 <b>MEDIO</b>	60 a 120 <b>MEDIO</b>	20 a 60 <b>ALTO</b>
Microclima local	Shelter cerrado <b>BAJO</b>	Lluvia indirecta <b>MEDIO</b>	Lluvia directa / descarga de fluido adyacente <b>MEDIO</b>	Frecuente inundación con agua contra incendio <b>ALTO</b>
Condición del aislamiento	Intacto y totalmente sellado <b>BAJO</b>	Intacto pero no totalmente sellado <b>MEDIO</b>	Deteriorado / juntas rotas. <b>MEDIO</b>	Secciones perdidas <b>ALTO</b>
Recubrimiento protector	Buena condición <b>BAJO</b>	Presente pero no se conoce la condición <b>MEDIO</b>	Recubrimiento incierto / pobre recubrimiento <b>MEDIO</b>	Ninguno <b>ALTO</b>
Indicio de calor	No			Si

	<b>BAJO</b>			<b>ALTO</b>
Diámetro ( inch)	>12	4 a 12	2 a 4	>2
	<b>BAJO</b>	<b>MEDIO</b>	<b>MEDIO</b>	<b>ALTO</b>
Temperatura Cíclica	No	Siempre arriba al ambiente	>Arriba ambiente al ambiente	Arriba del ambiente abajo del ambiente
	<b>BAJO</b>	<b>MEDIO</b>	<b>MEDIO</b>	<b>ALTO</b>

**En la Figura 1:** se presenta la matriz de riesgos de fallas por corrosión con base en la revisión del diseño sin considerar la implementación de la Estrategia de Manejo de la Corrosión.

**Figura 1.** Matriz de riesgos de fallas por corrosión vs. Manejabilidad, a partir de la revisión del diseño de la Planta de 180 MMSCFD, sin implementar la Estrategia de Manejo de Corrosión.



De la Figura 1, de acuerdo con la identificación y clasificación de cada sistema en la matriz, se requiere un programa de acción general que comprende los planes de control / monitoreo de corrosión, lo cual se presenta a continuación.

## CONTROL DE CORROSION

### 1. INTERNA

#### 1.1. USO DE PRODUCTOS QUÍMICOS COMO METODO DE CONTROL

En la Tabla VI, se presentan los diferentes programas de tratamiento químico que han sido identificados con el propósito de optimizar la operación de la Planta y asegurar la calidad de los fluidos.

Tabla VI. Programas de Tratamiento Químico

Sistema	Producto	Descripción	Tipo de inyección
Gas húmedo	EC-1010A	Control de Corrosión	Continua
Agua caliente	EC1017A	Control de Corrosión	Por bache a manejar una residualidad
Amina	EC9078A	Antiespumante	Por bache a manejar una residualidad
	EC1017A	Control de Corrosión	Por bache a manejar una residualidad
Aguas de refrigeración de motores y compresores	Nalcool 2000	Control de Corrosión	Por bache a manejar una residualidad

Los puntos de inyección de químico requerido para el control de la corrosión en el sistema de gas húmedo y agua caliente; así como para evitar la formación de espuma en la torre de regeneración de amina, se presentan en la Tabla VII. En la misma se señala la capacidad requerida para la bomba y la concentración del químico a inyectar. Se debe adjuntar la Hoja de Seguridad y el Boletín Técnico de cada químico.

ITEM	LÍNEA	EQUIPO	QUÍMICO	Dosis inyección (GPH)	Capacidad de la bomba requerida (GPH)	Presión OPS (psi)	Bomba a usar	Disponibilidad	Tipo de inyección
Inhibidor de corrosión de gas húmedo (EC-1010A a 0.25pints/mmsctd)									
1	20°-GR-81004-B0G1	Entrada de sour gas al Cabezal común tren 1 y 2 de aminas	Inhibidor de Corrosión Fase Gas	0,31	0,62	460	1 Bomba	Existe en BODEGA con el número de código 71PF1010 ( Qmáx=0.88, Pmáx=925 Psi.)	Inyección continua
2	16°-NG-81106-B1-(S/60)-(SR) y 16°-NG-81206-B1-(S/60)-(SR)	Salida gas dulce V-81X03	Inhibidor de Corrosión Fase Gas	0,2	0,4	450	2 Bombas	Hay Dos Bombas Disponibles en Tren 1/2: REF: P-0002C REF: P-000B (Hacer solicitud a H. Tarazona para reservaría)	Inyección continua
3	3°-AG-81751-A1-(SR) y 3°-AG-81761-A1-(SR)	Salida gas ácido V-81X02	Inhibidor de Corrosión Fase Gas	0,013	0,025	65	2 Bombas	Hay 1 en BODEGA con No. Código 71PF1020 (Q=0,2, P=250 Psi), Hay 1 disponible en Tren 3/4 (REF: P-0003N, Q=0,39, P=1500 Psi), Hacer solicitud con H. Tarazona para reservaría)	Inyección continua. Por ser el caudal tan pequeño se puede pensar en diluir el producto al 90% con diesel y aumentar la capacidad de la bomba 0.26 GPH
4	3°-FL-72706-A1	Salida EG Flash Tank V-72001	Inhibidor de Corrosión Fase Gas	0.0000331gpd			1 Bomba	por comprar	Inyección continua
5	4°-FL-72708-A1-1°PP	Salida EG Regeneration Still CT-72010	Inhibidor de Corrosión Fase Gas	0.0025gpd			1 Bomba	por comprar	Inyección continua. Por ser el caudal tan pequeño se puede pensar en diluir el producto al 90% con diesel y aumentar la capacidad de la bomba 0.26 GPH
Inhibidor de corrosión (EC1017A a 20ppm)									
6	16°-AG-81753-A111-1°PP y 16°-AG-81763-A111-1°PP	Salida gas ácido/amina CT-81X02	Inhibidor de Corrosión Fase Líquida	0,46	1	7	P-81105/ P-81205		Inyección por bache. Bomba disponible por proyecto
7	12°-LA-81301-A302-(SR) y 12°-LA-81401-A302-(SR)	Salida de Amina Pobre TK-81X01	Inhibidor de Corrosión Fase Líquida	0,46	1	10	P-81105/ P-81205		Inyección por bache. Bomba disponible por proyecto
8	2°-WA-81622-A302-(SR) y 2°-WA-81682-A302-(SR)	Reflujo de amina a la CT-81X02	Inhibidor de Corrosión Fase Líquida	0,46	1	12	P-81105/ P-81205		Inyección por bache. Bomba disponible por proyecto
9	16°-NG-81104-B302-(S/60)-(SR) y 16°-NG-81204-B302-(S/60)-(SR)	Salida amina-gas dulce de la CT-81X01	Inhibidor de Corrosión Fase Líquida	0,21	1	460	P-81105/ P-81205		Inyección por bache. Bomba disponible por proyecto
10	14°-WH-82601-B1-3°EC	Salida de Agua Caliente V-82001	Inhibidor de Corrosión	0,3	0,6	260	1 Bomba	Existe en BODEGA con el número de código 71PF1010 ( Qmáx=0.88, Pmáx=925 Psi.)	Inyección por bache
Inyección de metilanolamina (MEA)									
11	3°-EG-72128-A2AL-FY	Cabezal de las P-72015A/B	Neutralizador de pH	0,2	0,2	150	1 Bomba	Por ubicar en la bodega	
Antiespumante (EC9078A a 20ppm)									
12	12°-LA-81301-A302-(SR) y 12°-LA-81401-A302-(SR)	Salida de Amina Pobre TK-81X01	Antiespumante	0,46	1	10	P-81104 / P-81204		Inyección bache. Bomba disponible por proyecto
13	14°-RA-81328-A111-21/2°EC-(S/10S) y 14°-RA-81428-A111-21/2°EC-(S/10S)	Reflujo de amina a la CT-81X02	Antiespumante	0,46	1	12	P-81104 / P-81204		Inyección bache. Bomba disponible por proyecto

Tabla VII. Puntos de inyección de químico para la Planta de 180 MMSCFD

En el caso de vasijas que manejen servicios limpios como fuel gas, aire de instrumento, gas seco; de los resultados de las inspecciones realizadas en Cusiana y Cupiagua, no se requiere de la aplicación de recubrimiento interno.

## 2. EXTERNA

### 2.1. USO DE LA PROTECCIÓN CATÓDICA Y LOS RECUBRIMIENTOS

Como primera barrera para el control de la amenaza de la corrosión externa esta la aplicación de revestimientos a las tuberías y estructuras enterradas, como segunda barrera de control se instalan sistemas de protección catódica, dicho sistema es la única barrera presente como control para los fondos de los tanques que se encuentran directamente en contacto con el suelo.

De los equipos fuera de skid, se ha considerado protección catódica a los TK-81001/02 utilizando ánodos de sacrificio por el lado externo. Internamente los tanques se recubrirán de plasite 9060 (epoxi fenólico).

Las vasijas V-72010 (EG)/ V-81005 (drenajes de amina) son vasijas enterradas. Se estableció la instalación de sistemas de protección catódica por ánodos de sacrificio teniendo en cuenta que la longitud de los equipos es pequeña. Se sugiere evaluar la posibilidad de instalar estas vasijas en cajas, evitando así tener que proteger con revestimientos y protección catódica; adicionalmente es ventajoso poder acceder a la estructura para realizar cualquier inspección, en el caso de optar por condiciones totalmente enterradas se requería excavar para poder inspeccionar.

Se ha considerado un recubrimiento externo de tipo cinta poliken para las tuberías del drenaje cerrado enterradas de 6" en CS. Este tipo de cintas tiene un bajo desempeño en condiciones enterradas debido al daño mecánico que sufren durante el tapado de las estructuras. En caso de utilizar este tipo de revestimiento se debe realizar un aseguramiento estricto durante su aplicación y condición final. Adicionalmente, se debe diseñar un sistema de protección catódica para estas líneas, así su longitud sea corta.

Para las juntas entre tubería de materiales disímiles así como uniones de tuberías enterradas y aéreas se ha considerado kit de aislamiento tipo pikotek.

En el momento Energético no tiene información sobre protección catódica de los equipos dentro de los skids, por ser diseño de Howe Baker. Este punto queda pendiente para revisión.

Los aspectos a tener en cuenta para el diseño de sistema de protección catódica son los siguientes:

- Conocer la resistividad y condiciones del terreno como criterio de selección del tipo de sistema de protección catódica.
- Realizar pruebas de requerimiento de corriente para tener un criterio adicional de selección del tipo de sistema de protección catódica.
- Prever posibles interferencias de los sistemas de PC con los sistemas de puesta a tierra, los cuales pueden en determinado momento consumir corriente de protección y generar interferencia.

Se adjuntan los flash de integridad de protección catódica: "FI-03-12-07 sobre Corrosión externa en tuberías causada por interferencia de sistemas de puesta a tierra con tuberías enterradas" y "FI-03-08-003 sobre Ánodos de

Sacrificio para Estaciones de prueba protección Catódica” para que se tomen en consideración en el diseño, como lección aprendida.

## 2.2. RECOMEDACIONES:

### 2.2.1. DISEÑO:

- Debido al bajo desempeño que han mostrado los revestimientos tipo cinta en las facilidades existentes se recomienda evaluar la posibilidad de aplicar otros sistemas genéricos que ofrezcan una mejor desempeño.
- Instalar Facilidades de monitoreo en cada una de las estructuras protegidas (estaciones de prueba).
- En el caso de las vasijas de amina V-72010 (EG)/ V-81005 (drenajes de amina) el diseño contempla instalación de un sistema de protección catódica por ánodos galvánicos se recomienda realizar la instalación de electrodos de referencia permanentes dentro de las facilidades de monitoreo.
- Todos los tramos de tubería enterrada deben contar con un sistema de protección catódica
- Deben instalarse juntas aislantes para aislar eléctricamente las estructuras protegidas de las no consideradas en el diseño.

### 2.2.2. CONSTRUCCIÓN:

- Las estaciones de prueba debe identificarse adecuadamente y de forma clara.
- Una vez instalado el sistema de protección catódica se debe tener un registro de potenciales.
- Se deben evitar todo tipo de interferencias (Cruces) entre las estructuras protegidas catódicamente y los sistemas de puesta a tierra.
- Todas las conexiones y uniones de empalme se deben recubrir utilizando resinas o revestimientos epóxicos

### 2.2.3. MANTENIMIENTO:

- Se debe cumplir con el siguiente plan de inspección:
- Frecuencias de Inspección.

1 MEDICION	FRECUENCIA	RESPONSABLE
Verificación de aislamientos, Bidas de aislamiento	Anual	Inspector PC
Perfil de potenciales en estaciones de prueba	semestral 100%	Inspector PC
Pintura y remarcado de los postes de potencial	Cada 3 años	Inspector PC
Inspección de revestimiento	Cada 5 años	Inspector PC
Inspección visual de tubería	Cada vez que se tiene oportunidad de verificar	Inspector PC
Inspección visual estado aislamiento	Anual	Inspector PC

## MONITOREO DE CORROSION

### 3. INTERNA

En la Tabla VIII se presentan los puntos de monitoreo de corrosión interna a colocar para validar el plan de tratamiento químico y evaluar la agresividad corrosiva de los fluidos de proceso.

El Plan de monitoreo de corrosión requiere de los siguientes elementos:

- fittings de monitoreo de corrosión
- soporte para cupones
- cupones de platina y de disco,
- probetas de resistencia eléctrica
- probetas de hidrógeno

En las líneas de 2 y 3" hasta una presión de 150 psi se colocarán retráctiles para el monitoreo según Figura 2.

Figura 2. Esquemático de un retráctil para el monitoreo de corrosión

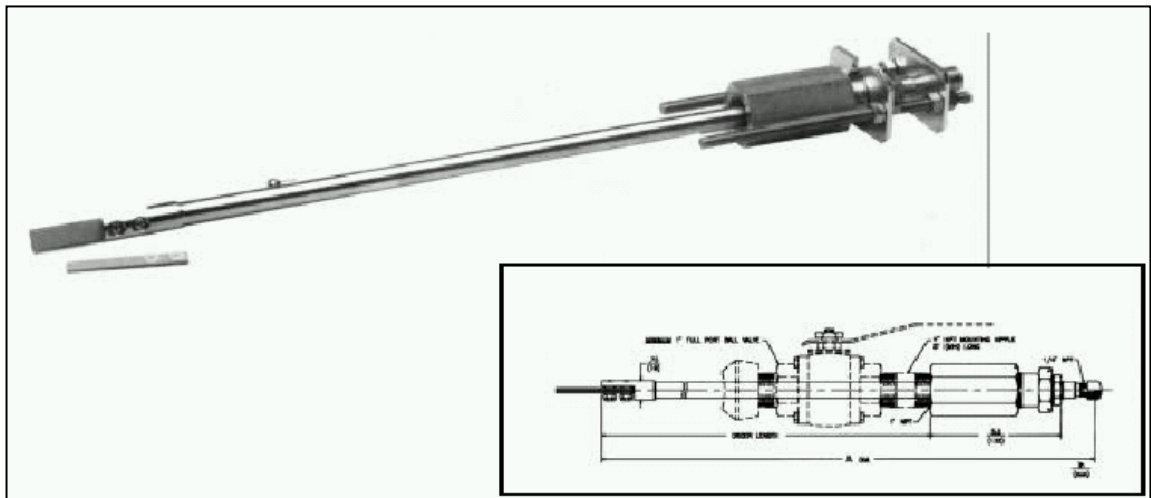


Tabla VIII. Puntos de monitoreo de corrosión para la Planta de 180 MMSCFD  
(Siguiete página)

ITEM	UBICACIÓN				FACILIDAD		Tipo de fitting	Tipo de elemento de monitoreo a comprar
	UNIDAD	LÍNEA	EQUIPO	ON SKID / OFF SKID	TIPO	existe (SI / NO)		
1	Wet Sour Gas Header	20"-GR-81004-B0G1	----	OFF SKIID - PDE	CC-81XX	NO (señalado en el Hazop)	Flareweld de 2"	soporte para cupones de disco al fondo de la línea / probeta de resistencia eléctrica
2	Wet Sweet Gas Header	20"-GS-81009-B2A1	----	OFF SKIID - PDE	CC-81XX	NO	Flareweld de 2"	soporte para cupones de disco al fondo de la línea / probeta de resistencia eléctrica
3	Sales Gas Header 68mmscfd	8"-NG-30270-D2A1	----	OFF SKIID - PDE	CC-8701	NO	Flareweld de 2"	soporte para cupones de disco al fondo de la línea / probeta de resistencia eléctrica
4	Sales Gas Header de 20mmscfd	NG-19-06-DA2-18	----	OFF SKIID - PDE	CC-8702	NO	Flareweld de 2"	soporte para cupones de disco al fondo de la línea / probeta de resistencia eléctrica
5	Sales Gas desde unidades de dew point (140mmscfd)	12"-PG-83024-D2A1	----	OFF SKIID - PDE	CC-8703	NO	Flareweld de 2"	soporte para cupones de disco al fondo de la línea / probeta de resistencia eléctrica
6	Amine Filters Condensates Header	2"-NC-81184-B3A1	----	OFF SKIID - PDE	CC-8101	SI	Retractable de 1"	soporte para cupones de platina al fondo de la línea
7	M01-081-00001	16"-NG-81103-B302-(S/60)-(SR)	Entrada gas amargo CT-81101	ON SKID - CB&I HB	CC	NO (señalado en el Hazop)	Flareweld de 2"	soporte para cupones de disco al fondo de la línea / probeta de resistencia eléctrica
8	M01-081-00001	10"-RA-81311-B302-(SR)	Salida Amina Rica CT-81101	ON SKID - CB&I HB	CC	SI	Flareweld de 2"	soporte para cupones de disco al fondo de la línea / probeta de hidrógeno
9	M01-081-00001	3"-RA-81315-B302-(SR)	Salida Condensa V-81103	ON SKID - CB&I HB	CC	SI	Retractable de 1"	soporte para cupones de platina al fondo de la línea
10	M01-081-00001	3"-AG-81751-A2A1-(SR)	Salida gas ácido V-81102	ON SKID - CB&I HB	CC	NO (señalado en el Hazop)	Retractable de 1"	soporte para cupones de disco al fondo de la línea / probeta de resistencia eléctrica
11	M01-081-00001	10"-LA-81310-B302-(SR)	Amina Pobre P-81101A/B/C	ON SKID - CB&I HB	CC	NO	Flareweld de 2"	soporte para cupones de disco al fondo de la línea / probeta de resistencia eléctrica
12	M01-081-00001	3"-WA-81681-A302-(SR)	Salida agua ácida V-81104	ON SKID - CB&I HB	CC	SI	Retractable de 1"	soporte para cupones de platina al fondo de la línea
13	M02-081-00001	16"-NG-81203-B302-(S/60)-(SR)	Entrada gas amargo CT-81201	ON SKID - CB&I HB	CC	NO (señalado en el Hazop)	Flareweld de 2"	soporte para cupones de disco al fondo de la línea / probeta de resistencia eléctrica
14	M02-081-00001	10"-RA-81411-B302-(SR)	Salida Amina Rica CT-81201	ON SKID - CB&I HB	CC	SI	Flareweld de 2"	soporte para cupones de disco al fondo de la línea / probeta de hidrógeno
15	M02-081-00001	3"-RA-81415-B302-(SR)	Salida Condensa V-81203	ON SKID - CB&I HB	CC	SI	Retractable de 1"	soporte para cupones de platina al fondo de la línea
16	M02-081-00001	3"-AG-81761-A2A1-(SR)	Salida gas ácido V-81202	ON SKID - CB&I HB	CC	NO (señalado en el Hazop)	Retractable de 1"	soporte para cupones de disco al fondo de la línea / probeta de resistencia eléctrica
17	M02-081-00001	10"-LA-81410-B302-(SR)	Amina Pobre P-81201A/B	ON SKID - CB&I HB	CC	NO	Flareweld de 2"	soporte para cupones de disco al fondo de la línea / probeta de resistencia eléctrica
18	M02-081-00001	3"-WA-81691-A302-(SR)	Salida agua ácida V-81204	ON SKID - CB&I HB	CC	SI	Retractable de 1"	soporte para cupones de platina al fondo de la línea
19	M12-082-00001	14"-WH-82601-B1-3"EC	Salida agua caliente V-82001	ON SKID - CB&I HB	CC	SI	Flareweld de 2"	soporte para cupones de platina al fondo de la línea
20	M13-072-00001	3"-EG-72919-A1-1"EC	Salida de glicol rico caliente HE-72008	ON SKID - CB&I HB	CC	NO (señalado en el Hazop)	Retractable de 1"	soporte para cupones de platina al fondo de la línea
21	M13-072-00001	3"-EG-72905-A1	Salida de glicol pobre HE-72004	ON SKID - CB&I HB	CC	NO (señalado en el Hazop)	Retractable de 1"	soporte para cupones de platina al fondo de la línea
22		20"-FL-53542-A2A1	Línea a tea desde la unidad de glicoles	OFF SKIID - PDE	CC	NO	Flareweld de 2"	soporte para cupones de platina al fondo de la línea

#### **4. INSTALACION DE TOMAMUESTRAS:**

Para el control de la calidad de los fluidos se requiere de la instalación de toma muestras en los puntos señalados en la Tabla IX.

##### **4.1. EXTERNA**

###### **4.1.1. MONITOREO SISTEMAS DE PROTECCIÓN CATÓDICA**

Durante la construcción se debe realizar la verificación y aseguramiento de la condición final de las estructuras de tal forma que se evite el cruce o interacción con sistemas existentes o sistemas de puesta a tierra.

Para el monitoreo de los sistemas de protección catódica se deben instalar estaciones de prueba que permitan monitorear el nivel de protección alcanzado y el desempeño de los ánodos. Frecuencia Semestral

###### **4.1.2. MONITOREO DE REVESTIMIENTOS**

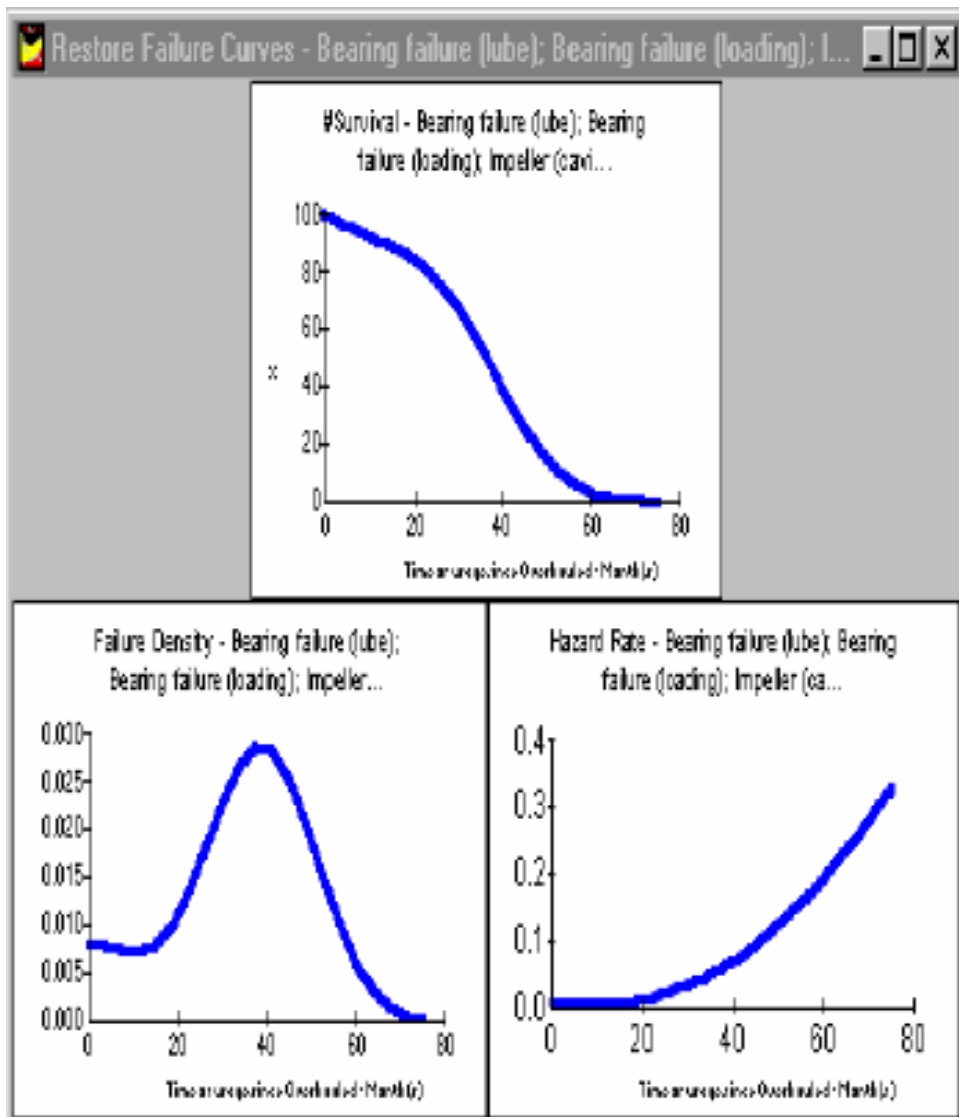
De acuerdo con el tipo de revestimiento que se tiene planeado instalar a las estructuras enterradas (cinta poliken), el cual presenta bajo desempeño por su alta susceptibilidad a daño mecánico y pérdida de adherencia es conveniente realizar un aseguramiento estricto del proceso de aplicación a la estructura y condición final durante el tapado.

Para el monitoreo de los revestimientos se deben contar con las estaciones de monitoreo del sistema de protección catódica, se realizaran inspecciones indirectas del estado del revestimiento de acuerdo a lo consignado en el plan de inspección. Frecuencia Anual.

#### **5. ACCIONES EN LA FASE DE DISEÑO:**

Tener en cuenta que para el caso de tuberías de acero al carbono que transportan amina es mandatorio hacer alivios térmicos. Los alivios térmicos se deben realizar siguiendo API 945, (numeral 5.2.3.1.; se definen las temperaturas y duración del PWHT aplicable para todos los espesores) que es más exigente que el código ANSI B 31.3 (bajo los requerimientos solicitados en el Parágrafo 331 y Tabla 331.1.1. y ASME sección VIII división 1 para el caso de recipientes a presión).

- Los internos de las válvulas y bombas de los sistemas de amina deben estar en acero inoxidable.
- Aplicar recubrimiento interno a las vasijas V-81X01/02/03/04.
- Se recomienda el uso de empaques pikotek en las juntas de las líneas a closed drain, del sistema de amina rica y en la línea de reflujo del tope de la torre de amina.



ITEM	UBICACIÓN				FACILIDAD		NOTAS
	UNIDAD	LÍNEA	EQUIPO	ON SKID / OFF SKID	TIPO	PREVISTA (SI/NO)	
1	M01-081-00001	10"-RA-81312-B302-(SR)	Salida de amina rica CT-81101	ON SKID - CB&I Howe-Baker	SQ	NO	Habilitar toma muestra con válvula de bola de 3/4", válvula de aguja y tubing de 1/2". Ubicar en isométrico. Verificar si en la válvula 3/4"VG-64-AM (aguas arriba SP-81175) se puede habilitar el toma muestras.
2	M01-081-00001	2"-NC-81183-B3A1	Salida condensado de la V-81101	ON SKID - CB&I Howe-Baker	SQ	NO	POR UBICAR
3	M01-081-00001	3"-RA-81315-B302-(SR)	Salida condens V-81103	ON SKID - CB&I Howe-Baker	SQ	NO	Habilitar toma muestra con válvula de bola de 3/4", válvula de aguja y tubing de 1/2". Ubicar en isométrico. Verificar si en la válvula 3/4"VG-64-AM (aguas arriba LV-8102B) se puede habilitar el toma muestras.
4	M01-081-00001	10"-RA-81319-A302-(SR)	Salida amina rica V-81102	ON SKID - CB&I Howe-Baker	SQ	NO	Habilitar toma muestra con válvula de bola de 3/4", válvula de aguja y tubing de 1/2". Ubicar en isométrico. Verificar si en la válvula 3/4"VG-64-AM se puede habilitar el toma muestras.
5	M01-081-00001	10"-RA-81321-A302-(SR)	Salida amina rica F-81101	ON SKID - CB&I Howe-Baker	SQ	NO	No hay prevista válvula de donde hacer el toma muestra. Se requeriría hacer todo el típico de SQ.
6	M01-081-00001	6"-RA-81324-A302-(SR)	Salida amina rica F-81102	ON SKID - CB&I Howe-Baker	SQ	NO	No hay prevista válvula de donde hacer el toma muestra. Se requeriría hacer todo el típico de SQ.
7	M01-081-00001	6"-RA-81325-A302-(SR)	Salida amina rica F-81103	ON SKID - CB&I Howe-Baker	SQ	NO	Habilitar toma muestra con válvula de bola de 3/4", válvula de aguja y tubing de 1/2". Ubicar en isométrico. Verificar si en la válvula 3/4"VG-64-AM se puede habilitar el toma muestras.
8	M01-081-00001	14"-RA-81328-A111-21/2"EC-(S/10S)	Salida amina rica HE-81101A	ON SKID - CB&I Howe-Baker	SQ	NO	No hay prevista válvula de donde hacer el toma muestra. Se requeriría hacer todo el típico de SQ.
9	M01-081-00001	14"-RA-81327-A111-21/2"EC-(S/10S)	Salida amina rica HE-81101B	ON SKID - CB&I Howe-Baker	SQ	NO	No hay prevista válvula de donde hacer el toma muestra. Se requeriría hacer todo el típico de SQ.
10	M01-081-00001	10"-LA-81339-A302-21/2"EC-(SR)	Descarga amina pobre P-81103A/B/C	ON SKID - CB&I Howe-Baker	SQ	NO	Habilitar toma muestra con válvula de bola de 3/4", válvula de aguja y tubing de 1/2". Ubicar en isométrico. Verificar si en la válvula 3/4"VG-64-AM (aguas arriba TI-8106B) se puede habilitar el toma muestras.
11	M01-081-00001	10"-LA-81310-B302-(SR)	Descarga amina pobre P-81101A/B/C	ON SKID - CB&I Howe-Baker	SQ	NO	Habilitar toma muestra con válvula de bola de 3/4", válvula de aguja y tubing de 1/2". Ubicar en isométrico. Verificar si en la válvula 3/4"VG-64-AM (aguas arriba FV-8104) se puede habilitar el toma muestras.
12	M01-081-00001	2"-WA-81692-A302-(SR)	Descarga agua ácida P-81102A/B	ON SKID - CB&I Howe-Baker	SQ	NO	Habilitar toma muestra con válvula de bola de 3/4", válvula de aguja y tubing de 1/2". Ubicar en isométrico. Verificar si en la válvula 3/4"VG-64-AM (aguas arriba LV-8104) se puede habilitar el toma muestras.
13	M02-081-00001	10"-RA-81412-B302-(SR)	Salida de amina rica CT-81201	ON SKID - CB&I Howe-Baker	SQ	NO	Habilitar toma muestra con válvula de bola de 3/4", válvula de aguja y tubing de 1/2". Ubicar en isométrico. Verificar si en la válvula 3/4"VG-64-AM (aguas arriba SP-81275) se puede habilitar el toma muestras.
14	M02-081-00001	2"-NC-81184-B3A1	Salida condensado de la V-81201	ON SKID - CB&I Howe-Baker	SQ	NO	POR UBICAR
15	M02-081-00001	3"-RA-81415-B302-(SR)	Salida condens V-81203	ON SKID - CB&I Howe-Baker	SQ	NO	Habilitar toma muestra con válvula de bola de 3/4", válvula de aguja y tubing de 1/2". Ubicar en isométrico. Verificar si en la válvula 3/4"VG-64-AM (aguas arriba LV-8152B) se puede habilitar el toma muestras.
16	M02-081-00001	10"-RA-81419-A302-(SR)	Salida amina rica V-81202	ON SKID - CB&I Howe-Baker	SQ	NO	Habilitar toma muestra con válvula de bola de 3/4", válvula de aguja y tubing de 1/2". Ubicar en isométrico. Verificar si en la válvula 3/4"VG-64-AM se puede habilitar el toma muestras.
17	M02-081-00001	10"-RA-81421-A302-(SR)	Salida amina rica F-81201	ON SKID - CB&I Howe-Baker	SQ	NO	No hay prevista válvula de donde hacer el toma muestra. Se requeriría hacer todo el típico de SQ.
18	M02-081-00001	6"-RA-81424-A302-(SR)	Salida amina rica F-81202	ON SKID - CB&I Howe-Baker	SQ	NO	No hay prevista válvula de donde hacer el toma muestra. Se requeriría hacer todo el típico de SQ.
19	M02-081-00001	6"-RA-81425-A302-(SR)	Salida amina rica F-81203	ON SKID - CB&I Howe-Baker	SQ	NO	Habilitar toma muestra con válvula de bola de 3/4", válvula de aguja y tubing de 1/2". Ubicar en isométrico. Verificar si en la válvula 3/4"VG-64-AM se puede habilitar el toma muestras.
20	M02-081-00001	14"-RA-81426-A111-21/2"EC-(S/10S)	Salida amina rica HE-81201A	ON SKID - CB&I Howe-Baker	SQ	NO	No hay prevista válvula de donde hacer el toma muestra. Se requeriría hacer todo el típico de SQ.
21	M02-081-00001	14"-RA-81427-A111-21/2"EC-(S/10S)	Salida amina rica HE-81201B	ON SKID - CB&I Howe-Baker	SQ	NO	No hay prevista válvula de donde hacer el toma muestra. Se requeriría hacer todo el típico de SQ.
22	M02-081-00001	10"-LA-81439-A302-21/2"EC-(SR)	Descarga amina pobre P-81203A/B	ON SKID - CB&I Howe-Baker	SQ	NO	Habilitar toma muestra con válvula de bola de 3/4", válvula de aguja y tubing de 1/2". Ubicar en isométrico. Verificar si en la válvula 3/4"VG-64-AM (aguas arriba TI-8156B) se puede habilitar el toma muestras.
23	M02-081-00001	10"-LA-81410-B302-(SR)	Descarga amina pobre P-81201A/B	ON SKID - CB&I Howe-Baker	SQ	NO	Habilitar toma muestra con válvula de bola de 3/4", válvula de aguja y tubing de 1/2". Ubicar en isométrico. Verificar si en la válvula 3/4"VG-64-AM (aguas arriba FV-8154) se puede habilitar el toma muestras.
24	M02-081-00001	2"-WA-81692-A302-(SR)	Descarga agua ácida P-81202A/B	ON SKID - CB&I Howe-Baker	SQ	NO	Habilitar toma muestra con válvula de bola de 3/4", válvula de aguja y tubing de 1/2". Ubicar en isométrico. Verificar si en la válvula 3/4"VG-64-AM (aguas arriba LV-8154) se puede habilitar el toma muestras.
25	M12-082-00001	12"-WH-82609-B1-31/2"EC	Entrada FH-82001	ON SKID - CB&I Howe-Baker	SQ	NO	No hay prevista válvula de donde hacer el toma muestra. Se requeriría hacer todo el típico de SQ.
26	M13-072-00001	3"-EG-72920-A1-1"EC	Salida glicólico V-72001	ON SKID - CB&I Howe-Baker	SQ	NO	No hay prevista válvula de donde hacer el toma muestra. Se requeriría hacer todo el típico de SQ.
27	M13-072-00001	3"-EG-72922-A1-1"EC	Salida glicólico F-72003	ON SKID - CB&I Howe-Baker	SQ	NO	No hay prevista válvula de donde hacer el toma muestra. Se requeriría hacer todo el típico de SQ.
28	M13-072-00001	3"-EG-72905-A1	Salida glicólico HE-72004	ON SKID - CB&I Howe-Baker	SQ	NO	Habilitar toma muestra con válvula de bola de 3/4", válvula de aguja y tubing de 1/2". Ubicar en isométrico. Verificar si en la válvula 1/2"VG-64 (aguas abajo TI-7202C) se puede habilitar el toma muestras.

Tabla IX. Puntos de muestreo de fluidos para la Planta de 180 MMSCFD

- Todos los puntos de inyección de químico deben tener quill de inyección. Todos los que están ubicados en las líneas de gas o vapor tienen que tener boquilla atomizadora.
- Implementar la Estrategia de Manejo de Piernas Muertas desde la etapa de diseño. (Ver documento adjunto).

## 6. ACCIONES EN LA FASE DE CONSTRUCCIÓN / ARRANQUE:

### 6.1. INTERNA

- Colocar en posición 12 (de ser posible) todas las conexiones futuras para evitar el efecto de piernas muertas.
- El material de construcción del tubing de inyección de químico debe ser de acero inoxidable.
- La distancia entre puntos de inyección de químicos ubicados en la misma línea debe ser mínima 5 metros entre ambos.
- La ubicación de los fittings de monitoreo de corrosión debe regirse de acuerdo con las lecciones aprendidas en los campos de BP. (Ver documento adjunto).
- El sistema de agua desmineralizada y de agua caliente debe quedar libre de sólidos en el commisioning, para evitar futuro ensuciamiento y problemas de corrosión / erosión.

## 7. RECOMENDACIONES A LA OPERACIÓN

### 7.1. Control de calidad de los fluidos en el sistema aminas, agua caliente y glycol para disminuir los riesgos por corrosión

El control de calidad de los fluidos de interés se presenta en la Tabla XI-XIII:

Tabla XI. Límites de Control Típicos para la Calidad del Glicol

No	Parámetro	Unidades	Límite de control
1	pH	-	7.5-8.5
2	cloruros	(mg/L)	<100
3	hierro disuelto	(mg/L)	<10
4	Hidrocarburos	(%)	Máx. 0.1
4	Sólidos totales suspendidos	(mg/L)	<100

Tabla XII. Límites de Control Típicos para la Calidad del agua caliente  
(Parámetros promedios de calidad del agua permeada de Cusiana)

No	Parámetro	Unidades	Límite de control
1	pH	-	7.0 - 8.0
2	cloruros	(mg/L)	0.0
	oxígeno		0
3	hierro disuelto	(mg/L)	0.05
4	Dureza total	(mg/L CaCO <sub>3</sub> )	< 1.0
5	Alcalinidad	(mg/L CaCO <sub>3</sub> )	< 1.0
6	Conductividad	(uS/cm)	< 7.0
7	Sólidos totales suspendidos	(mg/L)	0

Tabla XIII. Límites de Control Típicos para la Calidad de la amina

No	Parámetro	Unidades	Límite de control
1	CO <sub>2</sub> dis en amina rica	(mg/L)	<50
2	CO <sub>2</sub> dis en amina pobre	(mg/L)	<30
3	Carga ácida amina rica	%	TBD (depende de la amina que se elija)
4	Carga ácida amina pobre	%	TBD (depende de la amina que se elija)
5	Hierro disuelto	(mg/L)	5
6	Sales estables al calor	(%)	< 0.5% wt
7	Sólidos totales suspendidos	(mg/L)	10-50

## 7.2. Matriz de laboratorio para análisis fisicoquímicos de fluidos

En la Tabla XIV se presenta los ensayos a realizar en los sistemas de interés desde el punto de vista de corrosión, señalándose la frecuencia de los ensayos para comenzar a caracterizar el sistema.



- zonas de impingement de flujo,
- líneas de alta temperatura,
- líneas de baja temperatura por el lado externo bajo el aislamiento (CUI)
- zonas de alta turbulencia del flujo,
- Líneas de re-flujo de vapores / condensados.
- Líneas enterradas

### **7.3.2. Troubleshooting de la operación**

En la Tabla XV se presenta el Troubleshooting de la operación de la unidad de amina de la Planta de 180MMSCFD.

Estos lineamientos han sido recopilados de la experiencia en sistemas similares y deben ser usados como una guía.

Su validez se establecerá de acuerdo a las especificaciones del fabricante y a las condiciones reales de operación.

### **7.3.3. INDICADORES DE DESEMPEÑO**

La estrategia contempla un proceso de seguimiento y aseguramiento mediante indicadores de desempeño (Tabla XVI) que debe garantizar el mantenimiento de la integridad de los equipos y líneas dentro de la operación.

El aseguramiento incluye indicadores de desempeño que se reportarán mensual y trimestralmente con el objeto de medir la efectividad de los planes de acción y/o mitigación.

Estos indicadores están estrechamente ligados con los lineamientos de la Estrategia General de Integridad Mecánica y específicamente están incluidos en los indicadores que reportará el Grupo de Integridad.

Tabla XVI. Indicadores de desempeño de la Planta de 180 MMSCFD

Indicadores	Resp.	Target	Mes	Traffic Light
Disponibilidad de químicos en sitio (tanqueado)	Nalco	95%		●
Disponibilidad de bombas de inyección de químico	Equipo	99%		●
Cumplimiento dosis de inyección de químicos recomendada	Operaciones	95% - 105%		●
Cumplimiento del plan de monitoreo de corrosión interna	Nalco	95%		●
% puntos de monitoreo de corrosión $\leq 2$ mpy	Nalco	95%		●
Lecturas de H <sub>2</sub> S en gas venta $\leq 4$ ppm	Operaciones	100%		●
Lecturas de CO <sub>2</sub> en gas venta $\leq 2\%$ mol	Operaciones	100%		●
Sistemas de protección catódica fuera de potencial ( $< -850$ mv)	TC	100%		●
Disponibilidad de sistemas de protección catódica	Equipo	95%		●
Disponibilidad del revestimiento	TC	95%		●
Cumplimiento plan de seguimiento de líneas con aislamiento (CUI)	TC	95%		●
Cumplimiento plan de mitigación a piernas muertas con alto riesgo de falla	Nalco	95%		●

Se debe incluir el manejo de la Estrategia de Corrosión de la Planta de 180MMSCFD en las reuniones del Grupo de Integridad que son:

- Reunión Mensual del GIT, liderada por el ITL (Integrity Team Leader).
- Reunión de asuntos de Integridad, liderada por el ITL
- Reunión Trimestral de Seguimiento de la Estrategia de Corrosión de la Planta de 180MMSCFD, liderada por el ITL.

Tabla XV. Troubleshooting de la operación de la Planta de 180MMSCFD

No.	EQUIPO	CONTROLES OPERACIONALES	EFECTO	ACCIONES
1	Torre contactora o Absorbadora	* deltaT (Amina pobre - Gas entrada) >10 °F	* Espuma por condensación de hidrocarburos si deltaT < 10 °F	* Aumentar o disminuir temp. de la amina o el gas para alcanzar el deltaT óptimo. * Inyectar antiespumante.
		* Máx. carga de gas en MDEA Rica : 0.5 Mol CO2/Mol MDEA	* Eficiencia de remoción de CO2	* Revisar rata de circulación de MDEA
		* Mín. carga de gas en MDEA Pobre : 0.01 Mol CO2/Mol MDEA		
		* Tiempo de residencia en platos	* Rata de reacción del CO2 con MDEA	* Altura de nivel de platos de 2" - 4" para 2 - 6 segundos.
		* Temperatura de la amina pobre < 140 °F	* Eficiencia de remoción de CO2	
2	Unidad de regeneración (Despojador)	* Carga de gas ácido en MDEA pobre menor a la recomendada	* Eficiencia de remoción de CO2	* Reducir lentamente el flujo de calor al Reboiler para evitar sobre tratamiento.
		* Delta de carga de gas a través del reboiler (feed-Lean) < 0.2 Mole/Mole	* Rata de despojo	
		* Temperatura de piel en el reboiler < 350 F		
		* Temperatura de fluido en el reboiler < 260 F	* Rata de despojo	* Revisar condiciones de operación del sistema de agua caliente.
		* Contenido de MDEA en el reflujo de cima 0.5 - 1.5 %	* Pérdida de amina, espuma, corrosión-erosión	* Incrementar temperatura del reboiler * Inyectar inhibidor de corrosión filmico en el overhead
		* Control en operación del Intercambiadores de calor Amina pobre/Rica	* Corrosión en el lado amina pobre * Corrosión en el lado amina rica	* Chequear concentración de formato. * Carga de gas ácido en la amina excede el máximo valor. Chequear análisis de la amina.
3	Filtros (Cartucho. Carbón)	* TSS en la amina de circulación < 200 mg/Lt		* Monitoreo de ?P.
		* Frecuencia de cambio de elementos filtrantes debe ser > 30 días	* Indicativo de ensuciamiento, corrosión, espuma	* Análisis de sedimentos de filtros
		* Apariencia de la amina antes y después de filtros de carbón.	* Presencia de hidrocarburos, corrosión.	* Regenerar o cambiar carbón activado.
4	Apariencia MDEA	* Clara, brillante	* Buena operación. Un tinte azul o verde indica presencia de cianuro.	* Ok
		* Gris	* Aceptable pero hay evidencia de corrosión.	
		* Negro translucido con sedimentos.	* Corrosión erosión con generación de partículas.	* Revisar programa de control de corrosión
		* Negro opaco	* Corrosión erosión severa. Potencial de ensuciamiento de la unidad.	
		* Marrón, café	* Entrada de aire en el sistema. La amina oxidada es corrosiva.	
4	Calidad MDEA	* Misceláneos :	<b>Parámetro de control</b> * Ceniza < 10% * Cloruros < 600 ppm (para material CS) * Sodio < 8% * Hierro < 15 ppm * TSS < 200 ppm	Implementar plan de trabajo en el laboratorio para el control de calidad de la amina
		* Sales estables al calor (Menos del 10% del total de amina) :	* Formato < 1000 ppm * Acetato < 2000 ppm * Oxalato < 3000 ppm * Tiocianato < 10000 ppm	
		* Pureza MDEA :	* 50 - 55 %	
		* Carga de gas ácido en MDEA pobre :	* 0.008 - 0.02 Mol gas ácido/Mol amina libre	
		* Carga de gas ácido en MDEA rica :	* 0.5 Mol gas ácido/Mol amina libre	

## ANEXO 5

### EVALUACION DE TECNOLOGIAS PARA CONTROL DEL DEW POINT PLANTA DE GAS CUPIAGUA.

**NOTA: HACER CLICK CON EL BOTON DERECHO SOBRE LA PRESENTACION DESPLEGAR ITEMS CLICK SOBRE OBJETO PRESENTACION Y CLICK BOTON IZQUIERDO SOBRE MOSTRAR.**



### EVALUACIÓN DE TECNOLOGIAS PARA CONTROL DE DEW POINT PLANTA DE GAS CUPIAGUA

Luis Rodrigo Giraldo Garcia  
Lider de Integridad de Activos y Seguridad de Procesos de la VPR

Bogotá, sábado, 14 de abril de 2012

## ANEXO 6

### IMPLEMENTACIÓN DEL PROGRAMA DE INHIBICIÓN QUÍMICA EN LA PLANTA DE ENDULZAMIENTO DE GAS DE CUPIAGUA.

**NOTA: HACER CLICK CON EL BOTON DERECHO SOBRE LA PRESENTACION DESPLEGAR ITEMS CLICK SOBRE OBJETO PRESENTACION Y CLICK BOTON IZQUIERDO SOBRE MOSTRAR.**

Red square	Topographic map of an industrial site	Aerial photograph of the industrial plant
NALCO Essential Expertise for Water, Energy and Air™	Implementación del programa Nalco de inhibición química.	
Orange square	Planta de endulzamiento de Gas en Cupiagua	

## ANEXO 7

### INTEGRIDAD MECANICA RISK BASED INSPECTION (RBI) PLANTA DE GAS DE CUPIAGUA FASE I

**NOTA: HACER CLICK CON EL BOTON DERECHO SOBRE LA PRESENTACION DESPLEGAR ITEMS CLICK SOBRE OBJETO PRESENTACION Y CLICK BOTON IZQUIERDO SOBRE MOSTRAR.**



INTEGRIDAD MECANICA  
RISK BASED INSPECTION (RBI)  
**PLANTA DE GAS CUPIAGUA FASE I**  
Presentación Final de Resultados  
Al Ing. Luis Rodrigo Giraldo Garcia  
Líder de Integridad de Activos y Seguridad de Procesos de la  
Vicepresidencia de Producción VPR Ecopetrol.

Cupiagua  
Diciembre 13 de 2011