



APLICANDO ESTÁNDARES SIS A PROCESOS DE COQUIZACIÓN

Giorgio Palermo and Angela E. Summers, Ph.D., P.E, SIS-TECH Solutions, LP

Presented at ISA Mexico, Centro Banamex, Cd. De Mexico, June 6-8, 2007.

Abstracto

De acuerdo al alerta de seguridad química de la "United States Occupational Safety and Health Administration" (US OSHA), "Peligros en las Operaciones de la Unidad de Coquización Retardada (DCU)", las operaciones de cambio de carga y cortado de los tambores de coker crean condiciones únicas de peligro que pueden resultar en serios accidentes relativamente frecuentes. El reporte explica la necesidad de entender los peligros, que se listan como Cambio de Carga en Tambor de Coker, Apertura del Tambor de Coker y Corte del tambor de Coker (operaciones de "hydroblasting").

En la página web Delayed Coker & Communications (www.coking.com), usuarios y suplidores publican sus preguntas y respuestas, así como artículos y sugerencias de cómo mejorar la operación y seguridad de la DCU. Uno de los tópicos que ha recibido más atención son las ventajas y las desventajas de la instalación de indicadores de posición en los actuadores de las válvulas. Estos indicadores son utilizados en una matriz de enclavamiento para prevenir que los operadores y/o secuencias automatizadas abran inadvertidamente un tambor en servicio, provocando la liberación de hidrocarburos a la atmósfera y/o permitiendo que hidrocarburos entren a un tambor abierto.

Usuarios experimentados responden regularmente en www.coking.com que la confiabilidad es un problema difícil de superar cuando se añaden indicadores de posición a los actuadores de las válvulas existentes. Otros usuarios recomiendan reemplazar los actuadores de las válvulas existentes por unos con indicadores de posición integrados, una solución muy costosa.

SIS-TECH Solutions (Houston, TX, USA), trabajando en cooperación con tres compañías internacionales, ha desarrollado una solución alternativa. Esta solución consiste en la instalación de "multiple independent protection layers (IPLs)" incluyendo un "safety instrumented system (SIS)" para garantizar una operación segura en la Unidad de Coquización Retardada (DCU).

Impacto de Estándares Internacionales

Años de experiencia en la operación del proceso proveen un valioso entendimiento de los peligros probables y los riesgos asociados con la operación de las unidades de coquización retardada (DCU). Históricamente, propietarios/operadores han implementado estrategias de reducción de riesgos basados en la experiencia y en las buenas prácticas de ingeniería. El criterio de riesgo no ha sido utilizado para definir los requerimientos de reducción de riesgos. En su lugar, prácticas internas detallaban la arquitectura requerida, incluyendo la redundancia, sistema de votación, diagnósticos, detalles de instalación y máximos intervalos de prueba.

En 1993, el centro de seguridad de proceso químicos (Center for Chemical Process Safety – AIChE/CCPS) publicó "Guidelines for Safe Automation of Chemical Processes", que trata la importancia



12621 Featherwood Drive • Suite 120 • Houston, Texas 77034

Tel: (281) 922-8324 • Fax: (281) 922-4362

www.SIS-Tech.com



del diseño de sistemas de seguridad que cumplan las expectativas de desempeño establecidas por un análisis de peligrosidad y riesgo. El concepto de "safety integrity level" (SIL), es también introducido, para establecer el patrón de desempeño de los safety instrumented systems (SIS), implementados para reducir el riesgo de eventos peligrosos que resulten en consecuencias catastróficas.

Los SIS están cubiertos por la norma internacional IEC 61511, la cual ha sido adoptada en varios países, incluyendo los Estados Unidos, donde es conocida como ANSI/ISA 84.00.01-2004 (IEC 61511 mod). ISA 84.01/IEC 61511 usa el concepto de SIL establecido por "Safe Automation" como una plataforma para varios requerimientos que afectan todos los aspectos del ciclo de vida de los SIS. ISA TR84.00.04, "Guidelines on the implementation of ANSI/ISA 84.00.01-2004 (IEC 61511 mod)", provee lineamientos relacionados a tópicos específicos y requerimientos de la norma ISA 84.01/IEC 61511.

Aunque los estándares orientados hacia el desempeño proveen flexibilidad en el diseño y manejo de los SIS, ellos no eliminan la necesidad de prácticas internas. Un nuevo libro del CCPS llamado "Guidelines for Safe and Reliable Instrumented Protective Systems (IPSS)", discute este punto y ofrece trabajos de procesos para soportar el desarrollo y mejoramiento continuo del las prácticas del propietario/operador. El ciclo de vida del IPS (Figura 1), trata la instrumentación y el control responsable de la prevención de incidentes de seguridad de procesos, como un SIS. Las prácticas internas aseguran la consistencia en el diseño e implementación de los SIS a través de la planta y permite el desarrollo de soluciones estándares usando el ciclo de vida de la ISA 84.01/IEC 61511.



Análisis de Riesgo

- Identificar eventos peligrosos.
- Crear una estrategia de reducción de riesgo.

Figura 1. Análisis de Riesgo y Ciclo de vida de los IPS

Entendiendo el problema

A lo largo de un año, análisis de peligrosidad de riesgo fueron realizados en tres compañías internacionales, con más de 10 refinерías cada una. El equipo de análisis de peligrosidad y riesgo incluía expertos en el proceso de Coker y en operaciones. Cada DCU contenía por lo menos dos tambores de coker, cuya operación es controlada por un operador de campo que alineaba manualmente el tambor de coker. Cada tambor tiene un set de válvulas con poca distinción entre un set de válvulas y otro. La alineación de válvulas ubica al operador en la proximidad de los tambores de Coker y potencialmente en el área de peligrosidad en caso de que ocurriera un escape.

Análisis de factores humanos habían sido aplicados en el área de trabajo, resultando en la mejora de la identificación de los equipos, código de colores, y ubicación de señales en lugares visibles. Los



procedimientos operacionales y el entrenamiento enfatizaban la importancia del alineamiento correcto y de los peligros asociados con la desviación del procedimiento aprobado. Sin embargo, aún con la identificación, la frecuencia de la actividad de alineamiento es tan alta que aumenta la posibilidad de una alineación incorrecta. Falla de apertura o cierre de las válvulas en la secuencia correcta puede resultar en la liberación de hidrocarburos a altas temperaturas así como ácido sulfhídrico (H₂S). De hecho, la alineación incorrecta de los tambores de coker ha generado serios incidentes de seguridad, incluyendo fatalidades, dentro de la industria de refinación.

Para reducir la posibilidad de errores en la alineación de las válvulas, muchas compañías utilizan la verificación de pasos en el procedimiento de alineación, donde el operador de sala de control confirma la indicación de la válvula en puntos críticos durante el proceso de cambio de tambores y da aprobación verbal al operador de campo para proceder. En algunas refinerías, se requiere que el operador de consola inicie un permisivo en puntos críticos durante la operación de cambio para permitir la manipulación de la válvula por el operador de campo.

Al equipo le fue asignada la actividad de evaluar los peligros asociados con la operación de cambio y descabezado de tambores de Coker y determinar si las protecciones existentes fueron suficientes. Siguiendo un proceso de siete pasos (Figura 2), el equipo identificó eventos que resultan en la liberación a la atmósfera de hidrocarburos y H₂S desde un tambor en servicio o abierto.

La fuga de H₂S represento una significativa exposición del personal al peligro y los hidrocarburos representaron un peligro de fuego.

**Figura 2.
Evaluación del Proceso**

1. Identificación del Peligro
2. Identificación del evento iniciador
3. Estimación de la frecuencia del evento iniciador
4. Evaluación de la severidad de las consecuencias
5. Análisis de la diferencia de riesgo
6. Identificación de las capas de protección independientes (IPL)
7. Asignación de la reducción de riesgo

Los siguientes eventos iniciadores fueron identificados en cada modo operativo:

Modo Operativo	Eventos iniciadores
En servicio	<ul style="list-style-type: none"> • Apertura de válvula de venteo • Apertura de válvula de blowdown (el sistema no está clasificado para alta temperatura > 800 °F) • Apertura de válvula de drenaje • Apertura del cabezal superior • Apertura del cabezal inferior
Tambor abierto	<ul style="list-style-type: none"> • Apertura de válvula de tope hacia la fraccionadora • Apertura de válvula de alimentación



Debido a que la alineación de las válvulas es realizada manualmente, el evento iniciador es error del operador; ya sea la operación de la válvula errada en el tambor correcto o la operación de la válvula correcta en el tambor errado. La alineación de las válvulas es más compleja por la implementación de múltiples trenes de tambores de Coker. Mejoras en la operación de la DCU han acortado el tiempo del ciclo de operación, aumentando la probabilidad de errores. La frecuencia del evento iniciador fue estimada en base a la experiencia del equipo.

El error humano fue asumido como 1 en cada 10 años bajo las siguientes condiciones:

- Identificación única es utilizada para cada tambor de Coker y sus válvulas asociadas;
- Los operadores son entrenados y evaluados antes de ser asignados al cargo.
- La acción del operador es considerada una parte normal de las responsabilidades del operador.
- Las acciones del operador son auditadas periódicamente para determinar si ha seguido los lineamientos de los procedimientos.
- El operador tiene fácil acceso a la información (procedimientos).

La severidad de las consecuencias de los peligros identificados fue determinada. El equipo determinó que la liberación de hidrocarburos a altas temperaturas y la liberación de H₂S pueden resultar en posible fuego con exposición del personal y potencial fatalidad. Una frecuencia tolerable del evento de 1/10,000 años fue utilizada para un evento de fatalidad única. Con una frecuencia de evento iniciador de 1/10 años, el equipo identificó una diferencia de riesgo de 1,000, que claramente indicaba la necesidad de IPLs.

Identificando las capas de protección

Una capa de protección (Figura 3) es una entidad física soportada por un sistema de gerencia, que es capaz de prevenir que un evento peligroso se propague causando consecuencias no deseadas.

Muchas unidades de proceso, incluyendo la DCU, confían en las siguientes capas de protección:

- Control - procedimientos de operación estándar, sistemas de control de procesos básico, y alarmas de proceso – esta capa está generalmente enfocada en mantener el proceso dentro de los límites normales de operación.
- Supervisión – alarmas de protección, supervisión y monitoreo por parte del operador, y acciones de proceso – esta capa está diseñada para alcanzar y mantener un estado seguro del proceso para reducir la frecuencia de eventos peligrosos.
- Prevención – sistemas instrumentados de protección, como los sistemas instrumentados de seguridad (safety instrumented systems) – esta capa está diseñada para alcanzar ó mantener un estado seguro del proceso para reducir la frecuencia de un evento peligroso.

Las capas de protección pueden ser consideradas capas independientes de protección (independent protection layer IPLs), cuando las mismas son diseñadas y manejadas con el rigor necesario para alcanzar las cualidades base (Core Attributes):

- Independencia – el desempeño de una capa de protección no es afectado por la causa iniciadora de un evento peligroso o por la falla de otras capas de protección.
- Funcionalidad – la operación requerida de la capa de protección como respuesta a un evento peligroso

- Integridad – relacionado a la reducción de riesgo que puede ser razonablemente esperada dado el diseño y el manejo de la capa de protección.
- Confiabilidad – la probabilidad de que una capa de protección opere según lo previsto bajo condiciones indicadas por un período específico de tiempo.
- Auditabilidad – habilidad para inspeccionar información, documentos y procedimientos, que demuestra la suficiencia y la adherencia al diseño, inspecciones, mantenimiento, prueba, y prácticas de operación utilizados para alcanzar las otras cualidades base.
- Acceso de Seguridad – uso de controles físicos y administrativos para reducir el potencial de cambios no intencionales o no autorizados.
- Manejo del Cambio – proceso formal utilizado para revisar, documentar, y aprobar modificaciones a equipos, procedimientos, materiales, condiciones de procesamiento, etc., que no sean reemplazo de un equipo del mismo tipo, previo a la implementación.

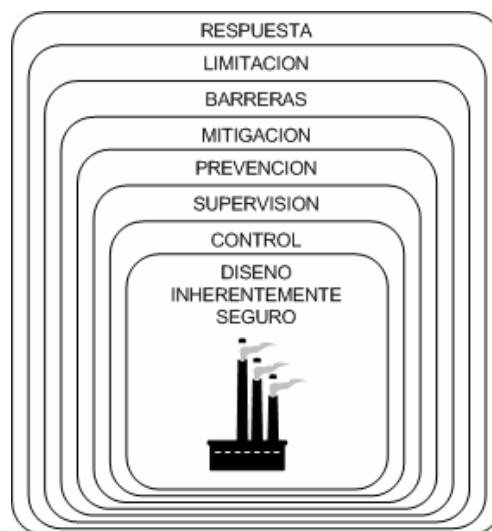


Figura 3. Capas de Protección

El equipo identificó los siguientes IPL:

1. Una función de supervisión.

El operador de consola verifica el modo de operación del tambor y la posición de la válvula en la interfase del operador y comunica su aprobación al operador de campo para proceder al siguiente paso en las operaciones de cambio y descabezado. Esta verificación es incluida en el procedimiento del operador y todos los operadores están entrenados en la importancia de seguir el procedimiento para asegurar una operación segura.

La función generó un factor de reducción de riesgo (risk reduction factor, RRF) de 10.

La Figura 4 provee la evaluación de diferencia de riesgo considerando los IPLs existentes. Una reducción insuficiente de riesgo provista por el equipo actual, resultando en una diferencia de riesgo de 100. El equipo consideró un número de opciones para reducir la diferencia de la reducción de riesgo y cada opción fue evaluada en términos de costo, complejidad, y beneficios de reducción de riesgo.



Figura 4. Evaluación de Diferencia
<ul style="list-style-type: none"> • Error del operador = 1/10 años • Verificación independiente = 1/10 • Frecuencia del evento = 1/100 años • Frecuencia tolerable = 1/10000 años • Diferencia = 100

Los permisos de las válvulas podrían ser fácilmente instalados para prevenir combinaciones específicas de válvulas. Como se muestra en la figura 5, esto deja una diferencia de 10.

2. Una función de control.

Un permiso de válvula monitorea la posición de la válvula y prohíbe combinaciones específicas de la misma (apertura de válvulas), si los criterios especificados no son cumplidos. Esta función provee un RRF de 10.

Figura 5. Evaluación de Diferencia
<ul style="list-style-type: none"> • Error del operador = 1/10 años • Verificación independiente = 1/10 • Sistema permisivo de válvulas = 1/10 • Frecuencia del evento = 1/1000 años • Frecuencia tolerable = 1/10000 años • Diferencia = 10

El análisis de peligrosidad de la DCU usualmente se enfoca en la inapropiada secuencia de las válvulas, debido a que esta es la causa iniciadora del evento. Sin embargo, el acto de apertura o cierre de una válvula no es peligroso; más bien se considera peligrosa la apertura de una válvula de un tambor en operación o de un tambor abierto a la atmósfera. El estado del tambor puede ser detectado usando tres variables de proceso: presión de tope, temperatura de tope y temperatura de entrada. Cada variable indica claramente la condición de proceso que representa un peligro cuando la válvula incorrecta es abierta.

Una función preventiva puede ser implementada usando un SIS que monitoree las variables de proceso y prohíba la apertura de válvulas a menos que las condiciones de proceso indiquen que es seguro hacerlo. El SIS puede ser diseñado para proveer un RRF de 10. La diferencia de riesgo es eliminada por el IPL identificado y la reducción de riesgo asociada. El SIS fue asignado con un RRF de 10, lo que establece un requerimiento de SIL 1 (safety integrity level). Como se muestra en la Figura 6, la diferencia de riesgo es reducida a 0.

3. Una función preventiva.

Un SIS monitorea tres variables de proceso y prohíbe la apertura de válvulas que pudieran resultar en un evento peligroso.

La función provee un RRF de 10.

Figura 6 Evaluación de Final de Diferencia
<ul style="list-style-type: none"> • Error del operador = 1/10 años • Verificación independiente = 1/10 • Sistema permisivo de válvulas = 1/10 • SIF = 1/10 • Frecuencia del evento = 1/10000 años • Frecuencia tolerable = 1/10000 años • Diferencia = 0

Diseñando el SIS

El SIS monitorea tres entradas – presión de tope, temperatura de tope, y temperatura de entrada del tambor de Coker – y provee contactos secos de salida que son cableados en serie con la señal de control que opera la válvula motorizada. La evaluación del sistema de seguridad incluye una variedad de controladores lógicos programables (PLCs) en configuración segura y relés. Cuando el análisis es aplicado a tambores individuales, la opción de utilizar PLC en configuración segura es muy costosa debido a la baja cantidad de puntos I/O por sistema. Un SIS basado en sistemas de relés podría ser implementado para cada tambor de Coker por un costo menor al valor de un PLC configurado seguramente que sea capaz de proteger todos los tambores de Coker.

El uso de relés elimina la necesidad de software y entrenamiento especializado. La instalación, prueba, y mantenimiento pueden ser ejecutados por un electricista calificado solamente usando los esquemáticos eléctricos del sistema y procedimientos de prueba. Errores de causa común son minimizados debido a lo simplificado de la inspección, pruebas y mantenimiento. Para maximizar la operación y mantenimiento de estos sistemas, cada tambor está provisto de un SIS, que puede ser inspeccionado, probado y mantenido independientemente. Adicionalmente, el arreglo de SIS individuales mejora la disponibilidad del proceso, minimizando el potencial de que una falla común impacte a más de un tambor.

Sumario

El cambio de tambores de Coker en unidades de Coquizacion es una actividad compleja con múltiples oportunidades para alinear equivocadamente las válvulas. En un ambiente tan complicado, el usuario final ha luchado con la evaluación de opciones para identificar el SIF requerido, una lucha que se ha simplificado con el uso de la norma ISA 84.01/IEC 61511.



Siguiendo el proceso de análisis de Riesgo del ciclo de vida del SIS, un equipo de expertos de Coker y procesos fueron capaces de identificar las variables de procesos que representaban peligros significativos; desarrollaron una estrategia de reducción de riesgo utilizando múltiples IPLs y definieron los requerimientos del SIS. El permisivo de la válvula fue implementado como una función de control con la capa BPCS. El resultado es que la operación de cambio de tambor de Coker es monitoreada y protegida por un SIS independiente (Sistema de Reles) que minimiza el efecto de la causa común en la operación de otros tambores de Coker.

Referencias

Hazard of Delayed Coker Unit (DCU) Operations, Chemical Emergency Preparedness and Prevention Office, United States Environmental Protection Agency (2003).

CCPS/AIChE, *Guidelines for Safe Automation of Chemical Processes*, New York (2003).

CCPS/AIChE, *Guidelines for Safe and Reliable Instrumented Protective Systems*, New York (esperado 2007).

IEC, IEC 61511, *Functional Safety: Safety Instrumented Systems for the Process Sector*, Ginebra, Suiza (2003).

ISA, ANSI/ISA 84.00.01-2004 (IEC 61511 Modified), *Functional Safety: Safety Instrumented Systems For The Process Sector*, Reserch Triangle Park, NC (2004).

ISA, ISA TR84.00.04, *Guidelines On The Implementation Of ANSI/ISA 84.00.01-2004 (ISA 61511 Modified)*, Research Triangle Park (2006).

