

Aspectos clave en las visitas a refinerías y petroquímicas

Son muchos los aspectos que un ingeniero de riesgos tiene que revisar en una visita de inspección de riesgos. Elementos como la ubicación, el tipo de construcción, las distancias entre unidades, tanques, edificios..., el mantenimiento de las instalaciones, la seguridad física, las medidas de protección contra incendios de la planta... Todo forma parte de la evaluación que el ingeniero hará de dicha planta para, posteriormente, incluirlos en su modelo técnico y obtener una nota técnica de la instalación.

Dentro de todos estos aspectos, dos son clave: **la seguridad de procesos o PSM (Process Safety Management) y la Inspección.**

En este tipo de plantas hay que tener en cuenta que la mayoría de los fluidos que pasan por las tuberías son **hidrocarburos, por ende, combustibles**, con lo que la premisa número uno es que no salgan de las tuberías, recipientes o reactores donde están.

Aquí entran estos dos aspectos: **la Inspección de las instalaciones** (tuberías, depósitos, tanques, reactores, torres, columnas, etc.), de modo que nos aseguremos que no haya fugas de hidrocarburos al exterior. Por otro lado, **el operar los procesos con seguridad** y dentro de los parámetros indicados en el modelo de operación establecido en el proyecto para dicha instalación, de modo que tampoco se produzcan situaciones que den lugar a run aways en reacciones, o someter a condiciones de Temperatura y Presión a las instalaciones por encima del diseño que llevarán al fin y a la postre a fugas de hidrocarburos, explosiones, sobrepresiones, etc.

Pues bien, detallemos un poco a cada uno de los dos puntos clave mencionados con ejemplos prácticos desde mi propia experiencia.

SEGURIDAD DE LOS PROCESOS (PSM)

Aspectos como el MOC (Gestión del cambio), Gestión de los bypasses de seguridad, Permisos de trabajo + LOTO, Estudios HAZOP/SIL, Gestión de PIDs, Procedimientos operativos y de emergencia, Gestión y racionalización de alarmas, Investigación de incidentes, Auditorías de seguridad, PSSR – Pre start up safety review, etc. son **aspectos clave** de la seguridad de procesos de este tipo de plantas.

Aquí van algunos **ejemplos** que me he encontrado a lo largo de mi vida profesional, de vulneración de estos puntos en instalaciones:

- Es común a veces observar, sobre todo en verano, **mangueras de agua tiradas sobre cambiadores de calor**, que no dan (por ensuciamiento) la capacidad de diseño, por ello

se refrigeran exteriormente con agua. Pues bien, esto es un cambio que debiera estar gestionado por el procedimiento MOC y muchas veces no lo está. Situaciones donde esta agua cae por el exterior del cambiador a zonas inferiores donde hay bombas de GLP (Gas Licuado de Petróleo, LPG en sus siglas en inglés) u otras tuberías con hidrocarburo son comunes y, por ende, esa agua puede causar corrosión con el paso del tiempo, provocando la salida del hidrocarburo, cosa que no queremos. Es por ello por lo que una **buena gestión del cambio** hará que se revisen o inspeccionen estos elementos más a menudo para que no se produzca la fuga.

He aquí otro ejemplo de la gestión del cambio, que me ha pasado hace poco tras una visita a una planta en el extranjero. Revisando un accidente en esta planta, se descubrió que, tras varias modificaciones, no se habían hecho los MOCs correspondientes a esta parte de la instalación, que viene a ser el hacer un estudio de **riesgos cuando se hace algún cambio en la instalación**. En este caso, este accidente se dio por eso. Pues bien, en la propia instalación reconocían que en los últimos siete u ocho años, la gestión de los MOCs era deficiente o no se hacía correctamente. Haciendo números sencillos, a 100 MOCs anuales, son como 700 u 800 MOCs no realizados correctamente y, por ende, 700 u 800 situaciones potencialmente peligrosas de producir incidentes o accidentes como el que había sucedido recientemente. Es por ello por lo que sugerimos tanto al broker como al cliente la revisión de todos estos escenarios potencialmente peligrosos.

- **¿PSSR qué es?** A grandes rasgos, es la revisión de todos los elementos de seguridad de la instalación justo antes de un arranque, ya sea porque la planta ha parado por mantenimiento, o paro no programado, etc. Pues bien, son muchas las ocasiones que, sobre todo, después de paros por Mantenimiento, no se revisan (por las prisas por producir) todos los aspectos de seguridad de la instalación. Muchos son los accidentes relacionados con este punto, por ello es importante para el ingeniero preguntar por este aspecto durante la visita y entender cómo es la gestión de la planta de este tipo de situaciones.
- **Gestión y racionalización de alarmas.** Cuando uno visita una instalación de este tipo durante la visita a la sala de control, es común escuchar continuamente pitidos de alarmas por doquier. Muchas veces los operadores las silencian por el molesto sonido. Pues bien, nuestro interés como ingenieros del seguro es que los operadores de control tengan un nivel de alarmas razonable (según código EEMUA 191, seis alarmas por operador por hora), de modo que puedan abordar con seguridad todas las situaciones del día a día de la planta. Si tienen un número muy elevado de alarmas (en ocasiones, hablamos de cientos de alarmas por operador y hora) es muy probable que alguna alarma importante se le pase produciendo una situación potencialmente riesgosa para la planta.
- **Gestión bypasses de seguridad.** En innumerables ocasiones me encuentro plantas donde se bypassan elementos de seguridad de la planta y no hay gestión de dicha situación. Un ejemplo: switch de muy alto nivel de un tanque bypassado por mantenimiento. Si no se presta atención, es muy probable que, ante una situación de estrés, el operador de control se olvide de que este elemento se ha bypassado y, por ende, se produzca un desbordamiento de un tanque con hidrocarburos.
- **Permisos de trabajo más LOTO.** Son innumerables los accidentes por la mala gestión de este aspecto. Por poner algún ejemplo, pensad una bomba con GLP en su interior que hay que sacarla a mantenimiento. Esa bomba requiere un aislado para poder abrirla con seguridad de modo que no haya fugas de LPG al exterior. Lamentablemente son

numerosos los casos que este aislado cegado no se hace bien o con todas las garantías. Fugas y explosiones posteriores son comunes en lugares donde no hay procedimientos de cegado bien implementados.

- **Gestión de planos de instalación (PIDs, Pinping and instrimunets diagrams).** En numerosas ocasiones nos encontramos en sala de control copias de planos anticuadas, no actualizadas. ¿Y por qué es importante tenerlos al día con todo el trabajo que lleva? Imaginaos una situación de emergencia, donde el operador de campo necesite recurrir a los PIDs para ver la situación de una tubería en su planta. **Si el PID no está actualizado en su última versión, puede que no bloquee todas las líneas** para llevar a cabo su acción, se olvide alguna y, por ello, se dé una situación de posible fuga de hidrocarburo. Este aspecto también es clave a la hora de gestionar los LOTOs o aislamientos. Si no se tienen los PIDs bien actualizados es posible que se queden líneas sin aislar, provocando una fuga al fin y a la postre. Muchas veces las plantas se justifican diciendo que los operadores que tienen son muy experimentados y conocen perfectamente la planta, pero justamente esto es lo que queremos evitar y, por ello, se deben tener procedimientos para todo y no confiar todo a la memoria del operador.

Pasemos ahora a ver un poco más en detalle el segundo aspecto del que os hablaba al principio: la inspección.

INSPECCIÓN

Consiste en revisar las tuberías, equipos, torres, reactores, tanques, etc., cada cierto tiempo, de modo que no haya fugas al exterior. Así de sencillo.

Antes de visitar la instalación, el ingeniero de riesgos debiera al menos tener una pincelada en mente, de los **mecanismos de degradación** (High Temperature Hydrogen Attack -sus siglas HTHA-, Corrosión por cloruros orgánicos, Corrosión por SH₂, etc.), posibles en las distintas unidades de proceso. De modo que pueda comprobar si se han tenido en cuenta a la hora de planificar las inspecciones a realizar. Este punto a veces es difícil y se va adquiriendo con la experiencia, formación, etc.

Analicemos **situaciones de riesgo que nos hemos encontrado** durante inspecciones en los últimos años.

- Un aspecto que no es baladí es **de quién depende el Departamento de Inspección dentro de la planta**. Es común que dependa del jefe de mantenimiento, no teniendo independencia propia. Y ¿por qué esto es importante? Porque muchas veces, prima más la producción que la seguridad. Es muy importante sugerir a la planta que el Departamento de Inspección dependa directamente de la Dirección de la fábrica, de modo que, con todos los datos disponibles, este último sea el que tome la decisión de parar o no una planta para inspeccionar y no otros más abajo en la cadena, que a veces por restricciones de presupuesto dilatan revisiones que son importantes de hacer en dicho momento.

- Muchas veces nos encontramos **departamentos de inspección donde no tienen la formación suficiente (API)** y descargan todo el peso sobre los contratistas de turno (SGS o similares). Esto tampoco es correcto porque, al fin y al cabo, el dueño de la instalación debe saber cómo interpretar los resultados de las inspecciones de los contratistas y tomar decisiones en consecuencia.
- También es común encontrar que el Departamento realiza bien las inspecciones, pero **no se da un análisis de los datos obtenidos**. Por ejemplo, durante la visita a una instalación, presentan datos del 25 o 30% de fallos en los pre pop tests de las PSVs, quedándose tan tranquilos y comentando que se cambian todas las PSVs que fallan. Tasas de este nivel asustan. Lo común serían tasas de fallo del 6 al 8% como mucho para este tipo de instalaciones. ¿Qué deben hacer por tanto? Estudios causa raíz que les den pistas de por qué hay tanto fallo en las PSVs, de modo que corrijan el problema desde el origen.
- Otro aspecto interesante para comentar es el **chequeo de las inspecciones es el cálculo de vida remanente de las tuberías**. Muchas veces los baselines que se toman son teóricos y no en base a datos reales durante el arranque de la planta, provocando conclusiones erróneas sobre cada cuánto inspeccionar equis línea. Es importante antes de arrancar, tomar datos reales de espesores en líneas para tener la foto más real al inicio.
- Otras veces nos encontramos que, si bien en la planta tienen en cuenta muchos procedimientos de inspección, **a veces se olvidan de otros**. Aspectos como el PMI, CUI, CUF, Dead legs inspection... todos son muy importantes a revisar y su ausencia han causado numerosos accidentes a lo largo de la historia. Es, por ello, por lo que tener un Departamento con **personal con experiencia y bien** formado es esencial.
- Otro aspecto importante son las llamadas **Overdues o inspecciones pasadas de fecha**. Los ingenieros de riesgos solicitamos a las plantas que sigan un procedimiento de gestión de estas, que implica no olvidarse o postergar en demasía su revisión. Lo que agrava el riesgo de accidente en la instalación.

En conclusión, espero que haya podido poner un poco de luz a qué aspectos son clave cuando se realiza una inspección a una instalación pesada de proceso como una refinería o petroquímica.

[David López Martínez de Salinas](#)

Ingeniero de riesgos senior Mapfre Global Risks