

Ventanas Operativas de Integridad

¹J.P.Rossi, ²A.Pellicano

¹ Sintec S.A. – Colón 3083 8° - Mar del Plata – Bs. As. – Argentina – jprossi@sintecsa.com.ar

² Sintec S.A. - Colón 3083 8° - Mar del Plata – Bs. As. – Argentina – apellicano@sintecsa.com.ar

1. Sinopsis

El contexto económico y operativo vigente requiere que cualquier plan de aseguramiento de Integridad de Activos tenga un soporte sensiblemente más sólido que un histórico de condición, garantizando al mismo tiempo la optimización del presupuesto asignado. Para ello se requiere una aproximación comprensiva de los factores de proceso y resultantes mecanismos de daño, que permita correlacionar la degradación de materiales con la operación, el histórico de inspección-monitoreo y la experiencia de la industria.

El concepto de Ventanas Operativas de Integridad (IOW) se consolidó recientemente a través de un proceso que involucra, como mínimo, dos elementos clave para la Gestión de Integridad de Activos:

- Origen: fragilidad en acciones sustentadas en histórico, sin entendimiento de MDD-OPS-Proceso, que permita seguir la dinámica y adecuar los planes. Esto aplica principalmente a la implementación de planes de inspección sin soporte en evaluación pormenorizada (Proceso → Mecanismos de Daño → Aptitud para el Servicio → Vida Remanente → Riesgo).
- Seguridad de Procesos (PS): concepto que combina actividades coordinadas de inspección-monitoreo-mitigación-ingeniería, dirigidas a mantener integridad y confiabilidad de recipientes y cañerías de proceso. PS se sustentan en tres (3) ejes principales: IOW, Capacitación y Manejo del Cambio.

Las Ventanas Operativas de Integridad constituyen límites operativos clave, exclusivamente enfocados en mantener integridad y confiabilidad de los equipos de proceso. Típicamente se trata de variables de proceso cuya incidencia sobre los mecanismos de daño es potencialmente crítica. En el contexto de Seguridad de Procesos, Integridad implica evitar pérdidas de contención, mientras que Confiabilidad implica evitar errores de funcionamiento que comprometan el proceso en su conjunto. IOW constituye el conjunto de límites aplicables a variables de proceso, con el objetivo de evitar compromisos en la Integridad, resultantes de excesiva degradación o daño imprevisto.

El presente trabajo consiste en ilustrar la instancia inicial de implementación de IOW, como parte del Sistema de Gestión de Integridad de Activos en unidades de proceso, mostrando los aspectos clave de cada fase del proceso, y su impacto posterior en la operación segura y en el negocio.

Palabras clave: Integridad – Riesgo - Operaciones – Seguridad – Procesos - Petróleo – Gas

2. Introducción

El trabajo presentado a continuación tiene como tema principal la implementación de un elemento clave en la gestión de seguridad de procesos, denominado Ventanas Operativas de Integridad (IOW¹), entendidas como un sistema de límites preestablecidos en las variables críticas de proceso, con el fin de evitar posibles pérdidas de contención, resultantes de desvíos inesperados. El proceso de implementación puede condensarse en un esquema como el de la Figura 1, que conlleva las siguientes etapas:

2.1. Definición de Parámetros Críticos, por Clase

- Parámetros químicos: son los que se relacionan con la composición del fluido de trabajo, como por ejemplo: pH, contenido de agua, carga de gas ácido, contenido de azufre, contenido de sal, concentración del inhibidor, contenido de oxígeno, etc.
- Parámetros físicos (mecánicos, operacionales): son aquellos que incluyen todos los otros aspectos vitales para mantener el control dentro de los parámetros de diseño establecidos en un proceso determinado, como por ejemplo: presión, temperatura, operación, presiones parciales, puntos de rocío, caudales, velocidades de inyección, dosis de inhibidor, etc.

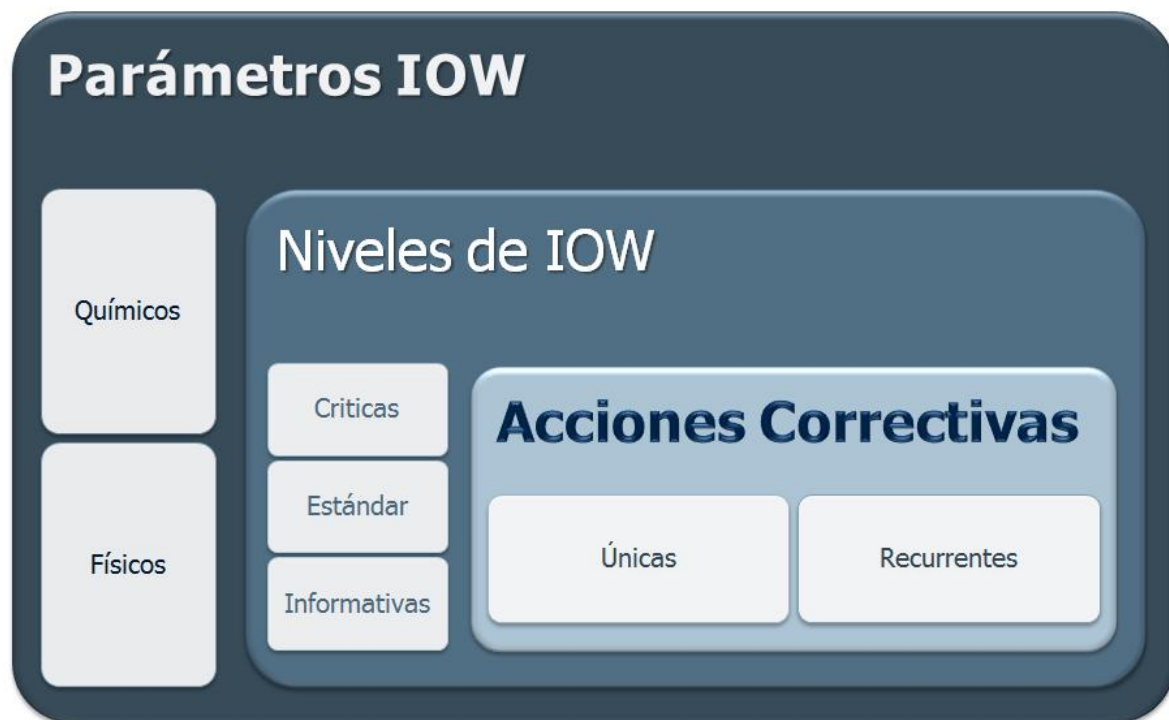


Figura 1. Proceso de implementación de IOW.

2.2. Clasificación de IOW, por Niveles (Figura 2)

- Límite Crítico, definido como aquel que, en caso de excederse, podría iniciar un rápido deterioro en el equipo afectado. Ante la condición de excedencia, el operador debe tomar acciones inmediatas (predeterminadas) para controlar el proceso, de manera de ajustar las variables afectadas y retornar el sistema a una condición segura, dentro de los límites IOW.
- Límite Estándar, definido como aquel que, en caso de excederse durante un tiempo determinado, podría causar un aumento en los índices de degradación, o introducir nuevos mecanismos de daño no previstos. Ante la condición de excedencia, se requiere de una intervención predeterminada del operador o alguna otra acción correctiva definida por un experto, con el fin de retornar el proceso a la condición segura, dentro de los límites IOW. Para mitigar la superación de límites altos, son necesarias alarmas o alertas, y el operador debe disponer de acciones de control predeterminadas. En el caso de los límites bajos, normalmente se necesitan exclusivamente alertas, ante las cuales sea necesaria la eventual interacción con supervisores de operación u otro personal técnico adecuado.
- Límite Informativo, que incluye todo aquel parámetro que no puede ser controlado por el operador, no obstante lo cual debe ser reportado. Este tipo de límite puede conducir eventualmente a procesos acelerados de degradación o de daño, por lo cual su excedencia requiere la intervención de un experto que especifique acciones de reingeniería y/o inspección, previo análisis de soporte.

La diferencia principal entre un límite crítico y un límite estándar radica en el tiempo de reacción permitido para regresar el proceso, dentro de los límites de la IOW. Para los límites críticos, se dispone de alarmas visuales y audibles para los operadores y, por lo general, se requieren acciones predeterminadas y específicas, para controlar el proceso. En algunos casos, también se dispone de instrumentos con sistemas de cierre que automatizan una secuencia de pasos necesarios para recuperar el control del proceso. Los límites estándar, por el contrario, pueden ser límites conservadores establecidos para los parámetros de funcionamiento antes de alcanzar los límites críticos, con el fin de proporcionar al operador más tiempo y opciones para llevar el proceso de vuelta dentro de los límites de la IOW.

Además de la intervención de un operador predeterminado, requerido para controlar la excedencia de límites críticos y estándar, las notificaciones al designado especialista técnico deben ser incorporadas al sistema, para que las investigaciones y acciones correctivas apropiadas pueden implementarse y prevenir nuevos excesos, junto con el plan de seguimiento (inspección-ensayo). Estas notificaciones deberían incluir la inspección los especialistas designados, en caso de que las acciones preventivas y/o correctivas deban ajustarse, si el nivel de excedencia así lo requiere.

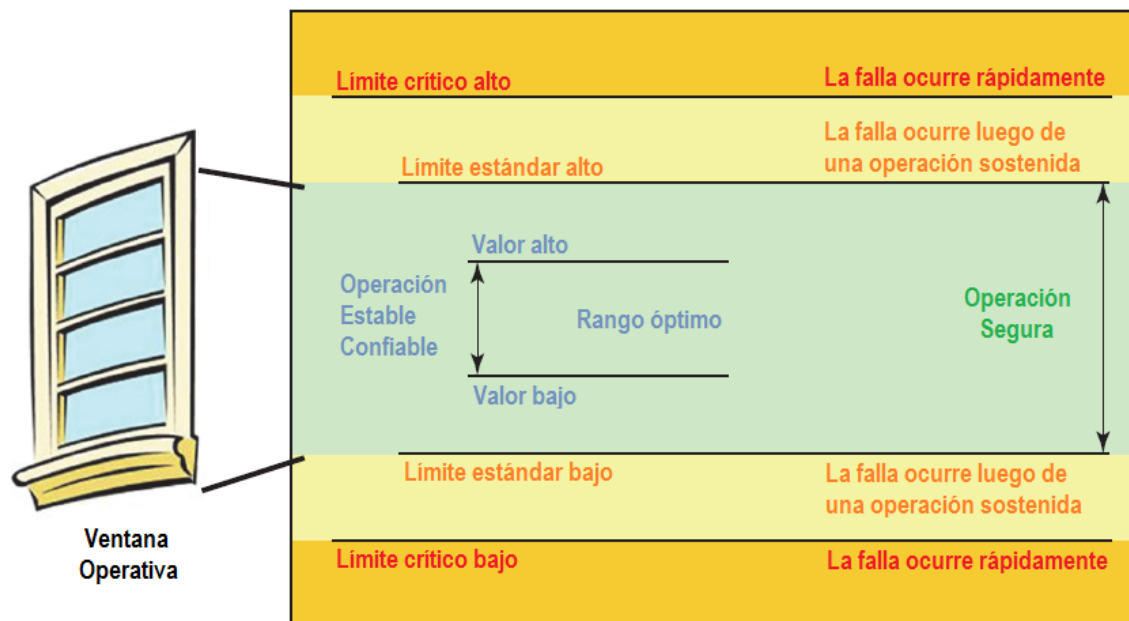


Figura 2. Proceso de aseguramiento de integridad.

2.3. Metodología

En la Figura 3 se condensa la metodología de implementación de IOW, cuyos resultados se presentan a continuación:

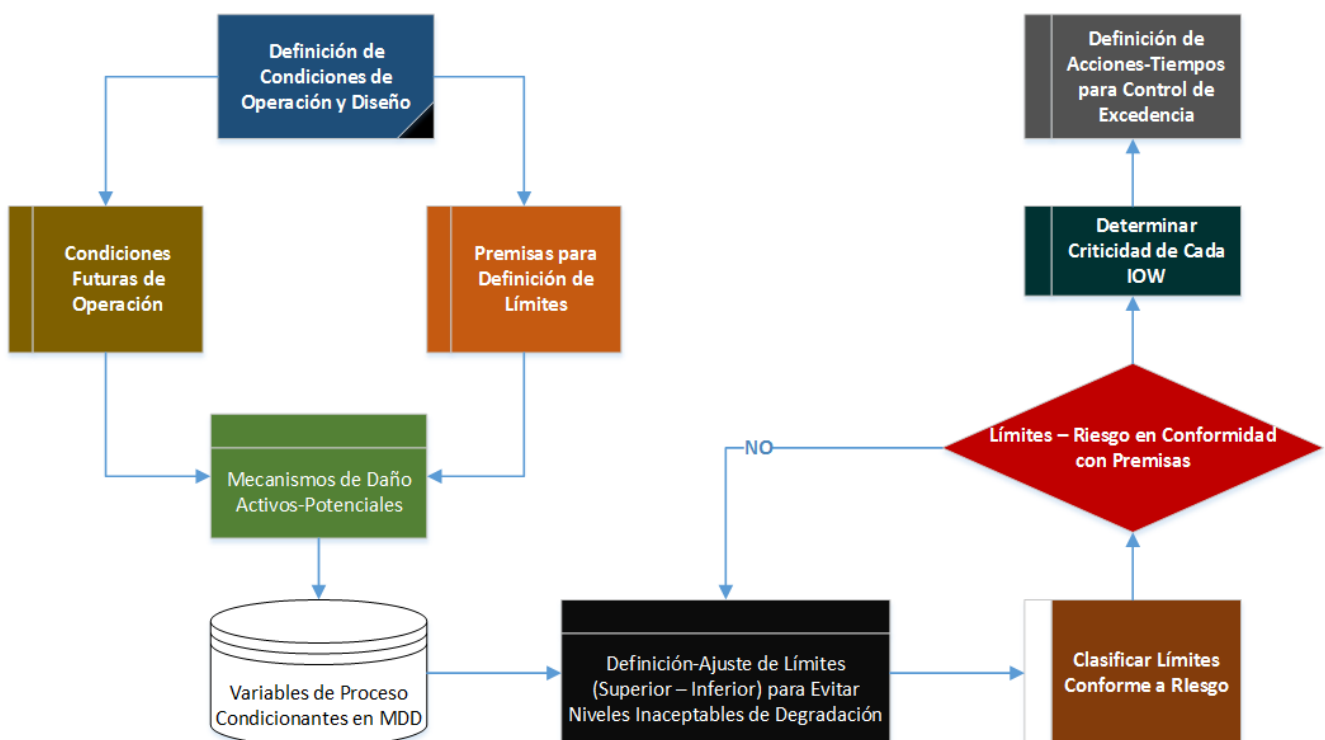


Figura 3. Metodología de implementación de IOW.

Como parte del proceso de Gestión de Integridad de Activos, la inserción de IOW puede condensarse en el diagrama de la Figura 4, en el cual se integran los elementos clave del proceso, incluyendo la identificación de parámetros, formación de equipos multidisciplinarios, documentación de procesos y capacitación de recursos humanos, análisis y evaluación de riesgos, y revisión.



Figura 4. Inserción de IOW en el proceso de gestión de integridad de activos.

3. Desarrollo

3.1. Caso I: Equipos Separadores en Unidad de Separación Primaria

3.1.1. Información

Para la implementación del proceso IOW, incluyendo las evaluaciones de aptitud y riesgo, se utilizó la información proveniente de las siguientes fuentes:

- P&ID actualizado de la unidad de proceso.
- Listado completo de equipos y cañerías de proceso.
- Planimetría de equipos y cañerías (CAO).
- Registros históricos de proceso, correspondientes al último año de funcionamiento.
- Registros de inspecciones efectuadas a la fecha.

3.1.2. Análisis Preliminar

3.1.2.1. RBI: Soporte General

En las Figuras 5 y 6 se presenta el diagrama de corrosión y materiales (DC&M) de la planta analizada, cuyos componentes presentan propiedades metalúrgicas correspondientes a la misma clase de aleación de trabajo (acero al carbono), por lo cual el DC&M identifica con diferentes colores los circuitos de corrosión, definidos a priori, como parte del proceso RBI².

3.1.2.2. RBI: Mecanismos de Daño

Los mecanismos de daño considerados en este caso se agrupan en las siguientes categorías generales:

- Pérdidas de metal.
- Alteraciones metalúrgicas.

Por combinación entre la aleación de trabajo (acero al carbono) y las condiciones de proceso por circuito, la pérdida de metal, asociada a corrosión constituye el mecanismo de daño dominante, tanto en equipos como en cañerías. Los mecanismos que inducen pérdida de metal, de acción singular o acoplada, incluyen:

- Corrosión interna por MIC: de incidencia en los equipos de ingreso a planta, principalmente en el separador general (SB-003) y en el separador de antorcha (TKAO-001), que recibe los venteos de toda la planta (con potencialidad para acumulación de líquido).
- Corrosión interna por CO₂: de incidencia en todo el proceso, en función de la presión parcial de dióxido de carbono, presencia de agua líquida, velocidad y régimen de flujo.
- Erosión-corrosión: teniendo en cuenta la sinergia entre corrosión generalizada y erosión, de incidencia en zonas de cambio de dirección de flujo. El fluido proveniente de los pozos trae un alto contenido de arena y sólidos totales disueltos.

- Corrosión externa (CUI): de incidencia en recipientes y equipos con aislación térmica.

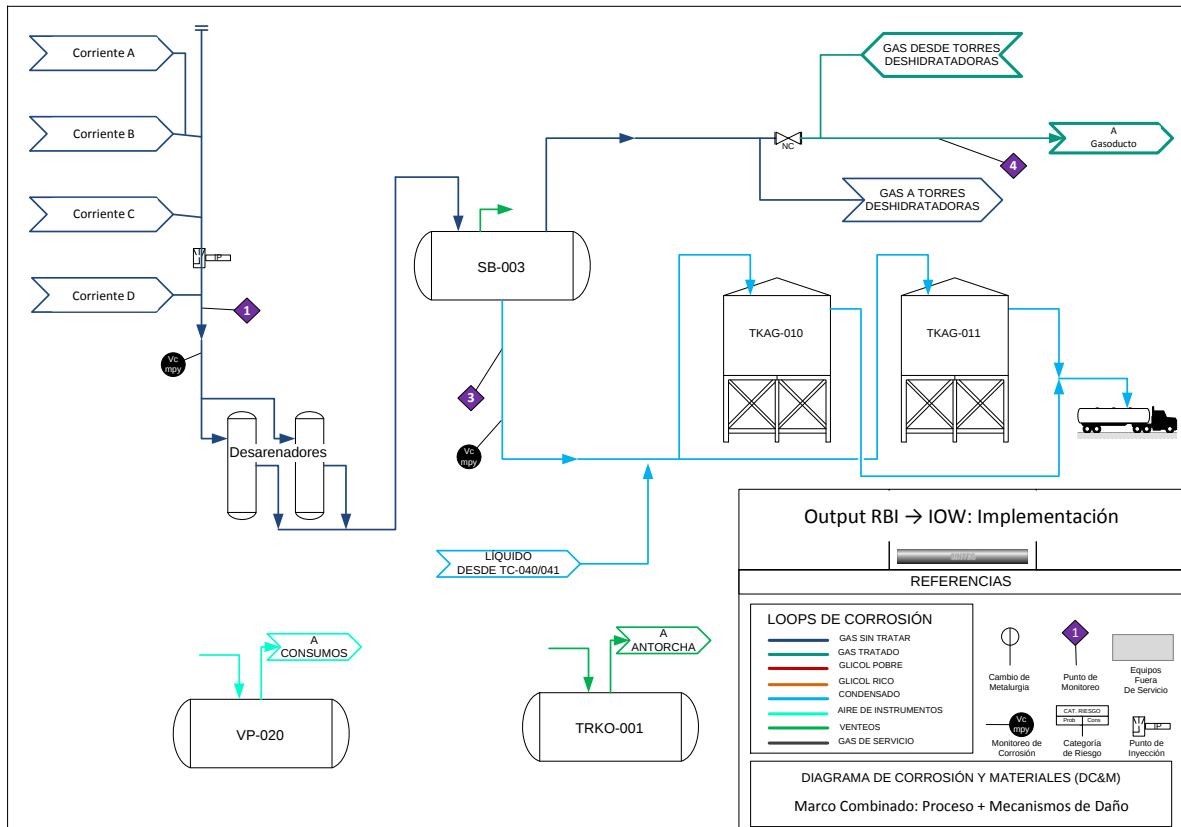


Figura 5. Diagrama de Corrosión y Materiales: Sección de Ingreso.

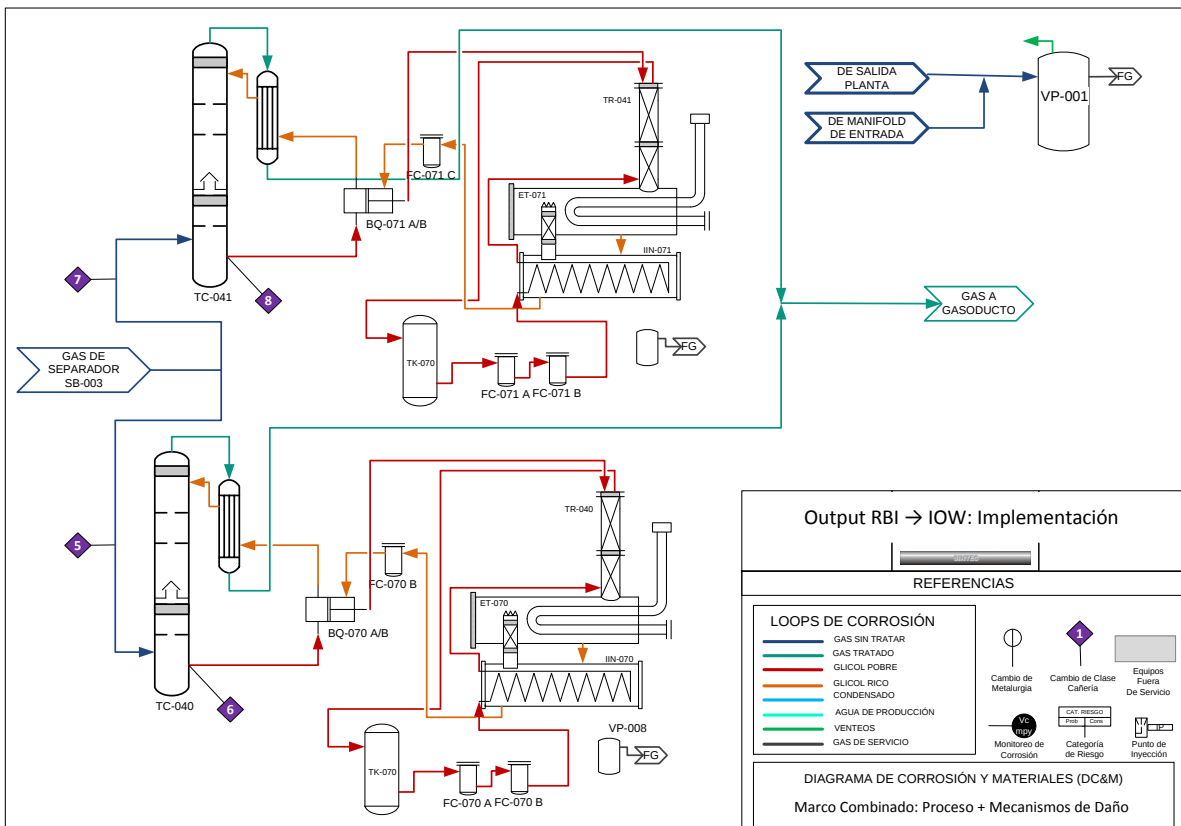


Figura 6. Diagrama de Corrosión y Materiales: Sección de Tratamiento y Descarga.

Dentro de la categoría asociada a potenciales alteraciones metalúrgicas, se identificaron dos mecanismos de daño particulares, ambos de incidencia en los Regeneradores de Glicol ET-070/071:

- Sobre calentamiento y creep.
- Fragilización.

3.1.2.3. FFS: Evaluación Mecánica

Se llevó a cabo una actualización de la evaluación directa de corrosión interna, en este caso sobre los equipos Separadores Bifásicos V-20102 y V-20103, con historial de daño localizado. En función de los resultados, se evaluó su aptitud para el servicio, mediante análisis numérico por metodología de Elementos Finitos, comparando las distribuciones de esfuerzos obtenidos por aplicación de las solicitaciones del caso, en ausencia de daño, y las resultantes de los equipos dañados.

En la Figura 7 se ilustra el modelo geométrico tridimensional (izquierda) y el mallado correspondiente (derecha). Las Figuras 8 y 9 muestran los mapas de tensiones, bajo las hipótesis de diseño (daño nulo) y operación actual (daño localizado por corrosión interna), verificando que la degradación identificada produjo un incremento cercano al 17% en la tensión equivalente máxima, sin inducir compromiso mecánico. Por consiguiente, si bien el límite operativo en presión de trabajo no se vería afectado, necesariamente debe modificarse el límite en velocidad de corrosión, teniendo en cuenta que el proceso corrosivo detectado produciría compromiso en la aptitud para el servicio en el mediano plazo.

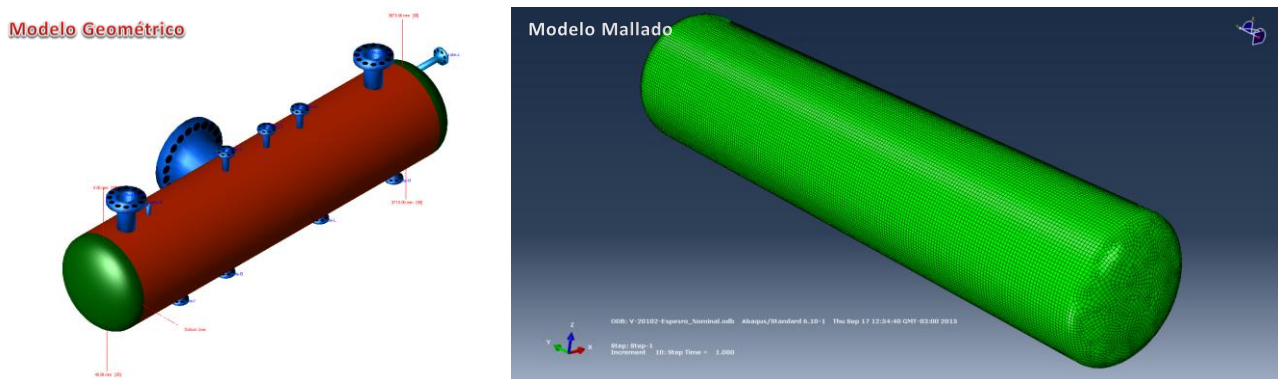


Figura 7. Modelo geométrico (izquierda) y modelo mallado (derecha).

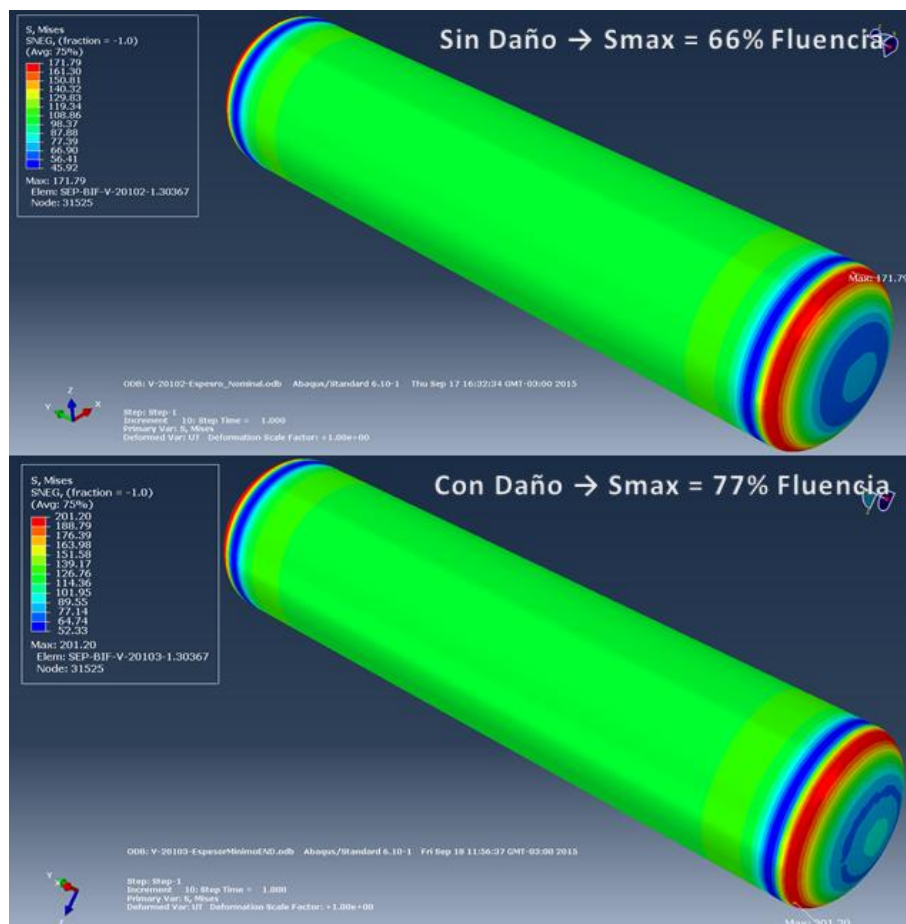


Figura 8. Mapa global de tensiones: condición de diseño (arriba) y dañada (abajo).

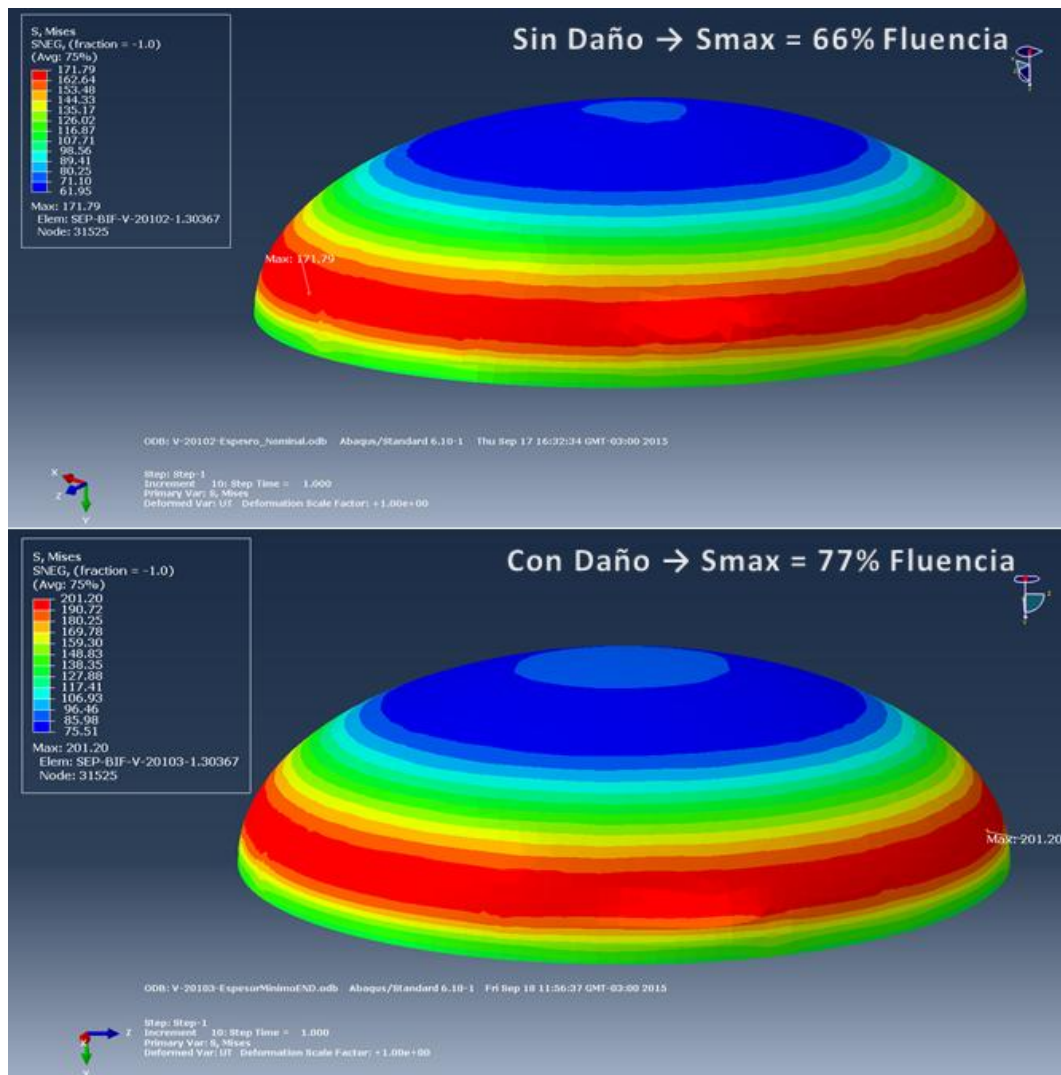


Figura 9. Tensiones en casquetes: condición de diseño (arriba) y dañada (abajo).

3.1.3. IOW

3.1.3.1. Parámetros

Los parámetros seleccionados para la implementación de IOW fueron elegidos en base a los mecanismos de daño detectados y eventualmente activos (equipos – cañerías), y los límites fueron fijados en función de criterios sugeridos en prácticas recomendadas, estadísticas de la industria e histórico de la planta evaluada (proceso – monitoreo – inspección). Para cada uno de estos parámetros se definieron límites superiores y/o inferiores, con eventuales niveles asociados a diferentes acciones, acotados a distintos marcos de tiempo requerido, a medida que se excede cada nivel de IOW.

Teniendo en cuenta que la operación real ocasionalmente se desvía de la condición de diseño por distintas razones, activando mecanismos de daño, no previstos a priori, o induciendo degradación acelerada, la elección de los límites de IOW fue inicialmente conservadora, considerando adicionalmente que el tablero resultante debe revisarse y actualizarse periódicamente.

3.1.3.2. Tablero

La Tabla 1 incluye un extracto del tablero IOW, para ilustrar el corolario del proceso presentado, con soporte inicial en DC&M, identificación de mecanismos de daño, plan de inspección y evaluación de aptitud para el servicio.

Tabla 1. Extracto del Tablero IOW.

ID	Equipo	Zona	Origen	Corriente	Parámetro	Valor Medido	Límite Inferior	Límite Superior	Unidad	Clase IOW	Tiempo de Respuesta	Responsable
1	Separador	Ingreso	Operación	Gas-Líquido	Presión	78,00	-	107,25	kg/cm2	Crítico	Inmediato	Operativo Planta
			Operación	Gas-Líquido	Temperatura	35,00	-18,00	343,00	°C	Estándar	Corto Plazo	Operativo Planta
			Proceso	Gas-Líquido	[Cl]	2489,00	1000,00	10000,00	mg/lit	Estándar	Corto Plazo	Operativo Planta
			Proceso	Gas-Líquido	Fe Soluble	37,00	5,00	50,00	mg/lit	Estándar	Corto Plazo	Operativo Planta
			Proceso	Gas-Líquido	pCO ₂	23,90	7,00	30,00	psi	Estándar	Corto Plazo	Operativo Planta
			Proceso	Gas-Líquido	pH ₂ S	0,00	-	0,05	psi	Estándar	Corto Plazo	Operativo Planta
		Descarga	Corrosión	Líquido	Velocidad de Corrosión	0,419	-	0,381	mm.año-1	Estándar	Corto Plazo	Técnico Corrosión
			Corrosión	Líquido	BRS		100,00	1000	col/ml	Estándar	Corto Plazo	Técnico Corrosión
			Proceso	Líquido	pH		5,00	6,50	-	Estándar	Corto Plazo	Operativo Planta

3.2. Caso II: PSV en Equipos de PTG

3.2.1. Marco de Referencia

En este caso, como paso previo a la implementación de IOW, se llevó a cabo un análisis de riesgo semi-cuantitativo (LOPA³), sobre equipos y circuitos de proceso pertenecientes a una planta de tratamiento de gas, protegidos por PSV consideradas como críticas, en el marco de un plan de optimización de recursos de inspección y mantenimiento, destinados al aseguramiento de funcionalidad, disponibilidad y confiabilidad de los dispositivos.

3.2.2. Cálculo de Probabilidad

Los tres parámetros que determinan la probabilidad de falla de las PSV son:

- ✓ Probabilidad de falla bajo demanda.
- ✓ Frecuencia de la demanda.
- ✓ Probabilidad de pérdida de contención del equipo protegido por la PSV.

Cada uno de estos parámetros engloba, a su vez, una serie de factores que deben ser evaluados. Existen diversos escenarios que pueden presentarse en cada uno de los sistemas a analizar, y que demandarían la acción de los sistemas de protección y alivio. Algunos de ellos son los siguientes:

- Fuego.
- Falla en válvula de control en la salida o en la entrada del equipo.
- Bloqueo en la descarga a causa de una falla en una válvula manual.
- Expansión térmica.
- Falla en el sistema de alimentación eléctrica.
- Ruptura de tubos en intercambiadores gas/líquido en alta y baja presión.
- Pérdida de enfriamiento.

Para cada uno de los distintos escenarios considerados se debe calcular la probabilidad de falla asociada. Un esquema general del desarrollo de escenarios, se muestra la Figura 10, en donde se incorporan los conceptos de “evento iniciador” (por ejemplo falla en sistemas de control), “condiciones habilitantes” (incremento de nivel – sobrepresión) y “modificadores condicionales” (probabilidad de ignición, probabilidad de lesión).

3.2.3. Cálculo de Consecuencia

La estimación de la consecuencia asociada al evento de falla se lleva a cabo de la misma forma que en el RBI clásico, considerando el/los equipo/s protegido/s por la PSV, pero utilizando el valor de sobrepresión correspondiente al evento en lugar de la presión normal de operación. En general, la determinación de la potencial sobrepresión ante el evento de falla por demanda es función de los siguientes puntos:

- Unidad aguas arriba del dispositivo.
- Presiones aguas arriba.
- Fuentes de calor, tipos y temperaturas.
- Presión del punto de burbuja del fluido de trabajo.
- Presencia de otros dispositivos de alivio.

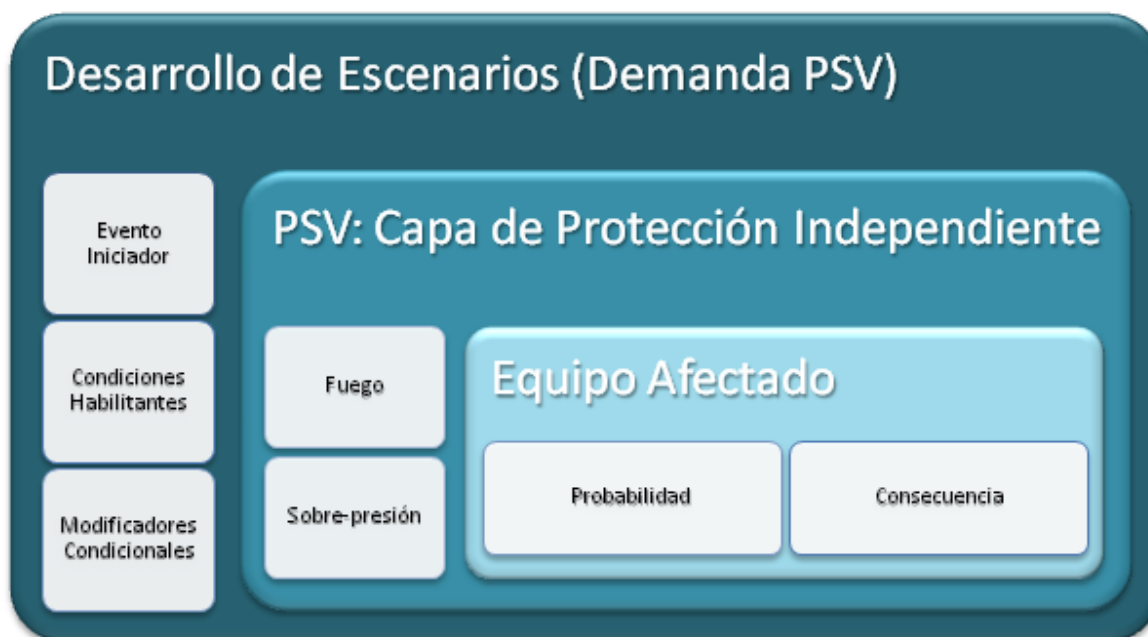


Figura 10. Desarrollo de escenarios generadores de las condiciones de demanda en PSV.

3.2.4. Identificación y Evaluación de Escenarios

3.2.4.1. Descripción

Para cada uno de los dispositivos incluidos en el análisis se llevó a cabo una evaluación exhaustiva de los equipos y circuitos relacionados, analizando en detalle los P&ID de la planta y determinando la existencia de sistemas de control, válvulas de corte, dispositivos de alivio y seguridad, unidades aguas arriba y aguas debajo de los equipos afectados, y otros factores que influyen en la determinación de los posibles escenarios de demanda para las PSV. Como resultado se generaron diagramas de cada uno de los casos, detallando los componentes de relevancia para el análisis⁴.

A partir de lo observado en la evaluación inicial, se determinaron los escenarios de demanda más probables y se estimaron los factores asociados a cada uno de ellos (frecuencia del evento iniciador, factor de reducción de la tasa de demanda, sobrepresión). El esquema de trabajo sobre este punto es el siguiente:

- Selección del escenario.
- Determinación de la frecuencia del evento iniciador.
- Selección del tipo de equipo.
- Determinación del tipo de unidades aguas arriba del equipo.
- Estimación del factor de reducción de la tasa de demanda.
- Estimación de la potencial sobrepresión.

3.2.4.2. Resultados

A continuación se presentan los resultados de la evaluación de escenarios, para dos circuitos de proceso, con el objetivo de ilustrar el procedimiento.

3.2.4.2.1. PSV-261A/B / V-3: Separador de Condensados (Dew Point)

Los principales puntos de relevancia sobre el dispositivo evaluado se presentan a continuación, mientras que en la Figura 11 se muestra el esquema generado a partir del análisis de los P&ID:

- PSV setead a 40.21 kg/cm^2 , con descarga a antorcha.
- El equipo es un recipiente a presión, siendo su función “Separador de Condensados” en zona de Dew Point.
- El ingreso al equipo es desde el E-4, que aguas arriba posee una válvula reguladora (LCV202), conectada al controlador de nivel del separador frío V-2 (Ver esquema).
- El V-3 posee tres válvulas reguladoras, una en cada una de sus salidas (gas a reciclo, condensados a estabilización, glicol). Las válvulas de las salidas de corrientes líquidas están conectadas a los transmisores de nivel en cada sección del equipo, mientras que la salida de gas se regula mediante un sistema de control que monitorea la presión dentro del separador.

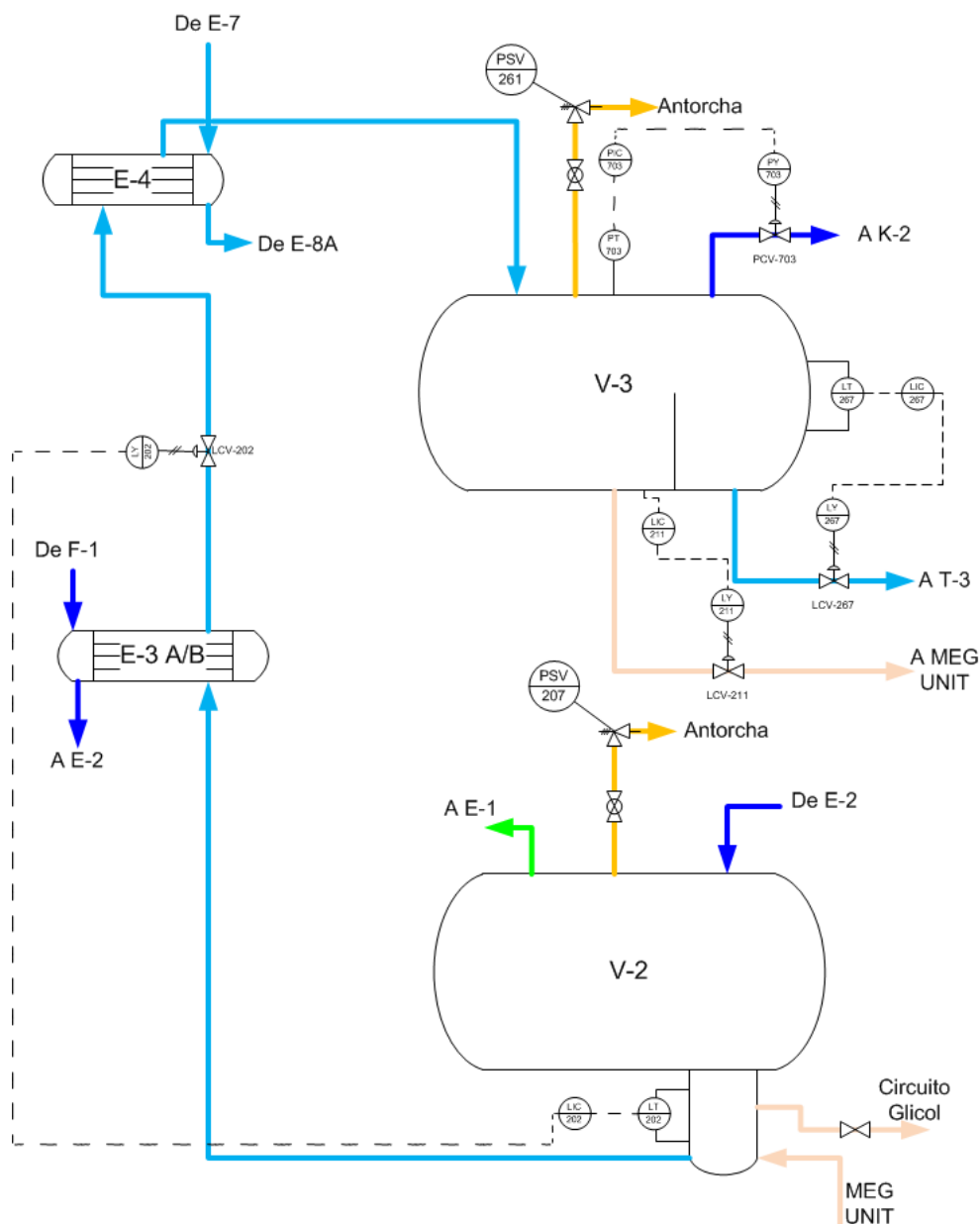


Figura 11. Diagrama del separador de condensados.

Los escenarios posibles son:

- Falla en el cierre de la LCV-202 (Condición de diseño):
- Falla de apertura en PCV-703 (salida de gas).
- Falla de apertura LCV-267 (salida condensados).
- Falla de apertura LCV-211 (salida glicol).

3.2.4.2.2. 7.2.2. PSV-519 A/B / V-9: Acumulador de Propano

Los principales puntos de relevancia se presentan a continuación, mientras que en la Figura 12 se puede ver el esquema generado a partir del análisis de los P&ID:

- 2 PSV's seteadas a 24.6 kg/cm², con descarga a antorcha.
- El equipo es un recipiente a presión, cumpliendo servicio de Acumulador de Propano.
- Se encuentra aguas debajo de tres aero-enfriadores (E-5 A/B/C), los cuales regulan las turbinas en función de la temperatura de ingreso al V-9.
- Posee drenajes de apertura supuestamente manual, ya que no se identifica ningún controlador de nivel que actúe sobre estos.
- Aguas abajo se encuentran el D-1 y el V-10. Las cañerías de interconexión no poseen válvula de cierre/apertura automáticas.

- Recibe propano desde el V-20, el cual cumple la función de tanque de recepción (recarga de propano al circuito). Entre el V-20 y el V-9 hay válvulas de alivio y de corte (pero no automáticas).

Los escenarios posibles son:

- Sobrepresión por bloqueo en descarga (falla de válvula manual).
- Fuego (*Condición de diseño*)
- Falla de alimentación eléctrica (falla en las turbinas de los aero-enfriadores aguas arriba, generando un ingreso a más alta temperatura)
- Expansión térmica

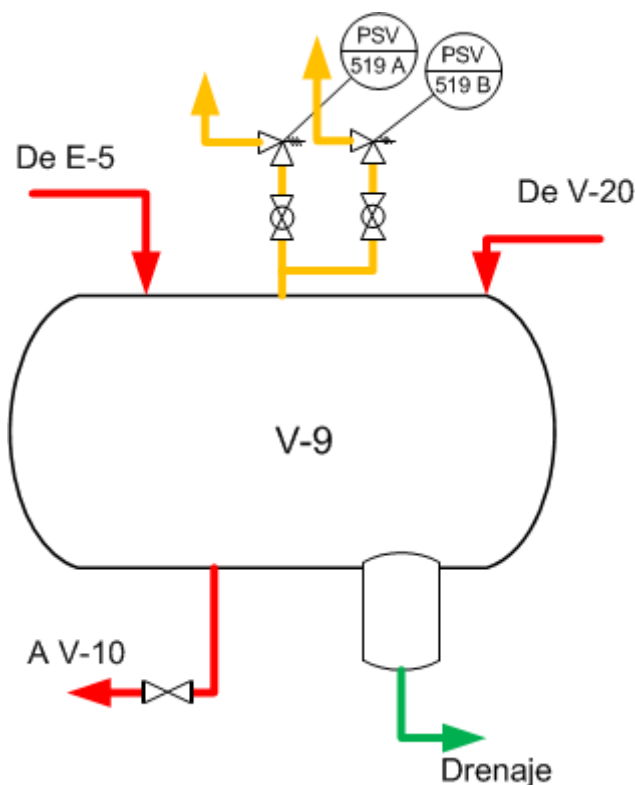


Figura 12. Diagrama del acumulador de propano.

3.2.5. Análisis de Riesgo

3.2.5.1. Probabilidad de Falla

Para calcular el nivel de riesgo de cada equipo perteneciente a un circuito determinado, fue necesario considerar la incidencia de las PSV asociadas, en la probabilidad de falla, en función de la confiabilidad. Teniendo en cuenta que este parámetro está gobernado por el estado de cada dispositivo, definido por medio de inspección y ensayo, la confiabilidad fue vinculada a una condición variable de inspección, elegida en este caso como el intervalo (Tabla 2).

A partir de la evaluación de confiabilidad para cada lapso de inspección posible, se estimaron las probabilidades de falla bajo demanda de cada PSV crítica, para los escenarios determinados como “condición de diseño”, según los registros disponibles.

Tabla 2. Variación en confiabilidad de PSV en función del lapso de inspección.

Intervalo de mantenimiento (años)	Confiabilidad (%)
1	96.32
2	89.04
3	81.63
4	74.82

En la Figura 13 se presentan los niveles de probabilidad obtenidos para cada una de las PSV en sus cuatro posibles intervalos de mantenimiento. Los valores se encuentran expresados en escala de “Factor de Daño”, de modo de poder incluir los resultados del RBI particular de cada equipo y los límites que determinan el paso de un nivel a otro en la matriz de riesgo.

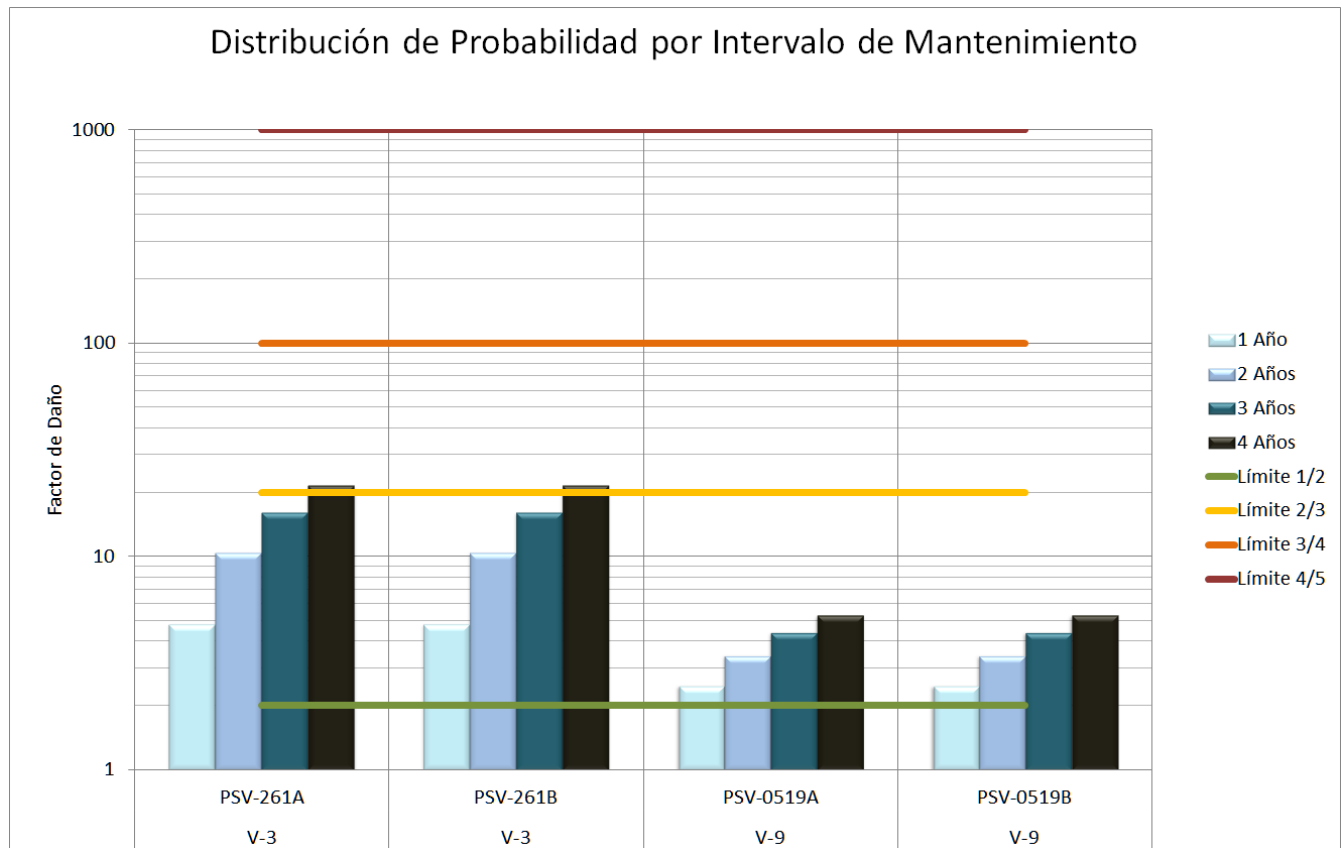


Figura 13. Variación en probabilidad por incidencia de mantenimiento en PSV (V-3 y V-9).

Las principales observaciones que se extraen de los resultados graficados son las siguientes:

- Las PSV ubicadas en el separador de condensados (V-3) registran un incremento sensible ante el decremento en la frecuencia de mantenimiento, como resultado de la combinación de un evento iniciador de frecuencia media y la alta severidad del posible evento de sobre-presión asociado.
- El equipo V-9 registra un nivel 3 de probabilidad para todos los intervalos de mantenimiento considerados, como resultado del aporte del RBI clásico, que los sitúa en este nivel ante la ausencia de registros de inspección interna actuales, o a partir del tipo de servicio y la agresividad del fluido de trabajo. El aporte que realizan las PSV en el valor final de probabilidad es muy bajo, sin variación significativa en probabilidad con el decremento en la frecuencia de mantenimiento.

3.2.5.2. Consecuencia

En la Figura 14 se presentan las consecuencias asociadas a los eventos de falla considerados para cada una de las PSV en su condición de diseño. Los resultados se muestran en unidades de área afectada, en concordancia con lo establecido en la API 581, acompañados de los límites que separan los distintos niveles de consecuencia en la matriz de riesgo.

Las principales conclusiones son las siguientes:

- Las PSV del V-9 registran los valores de consecuencia más críticos, obteniendo el máximo nivel posible (E). Este resultado es producto de la combinación de dos factores: masa de inventario o grupos asociados; evento considerado en el diseño (Fuego).
- En el caso del V-3, de menor volumen, cuyo fluido representativo es un líquido, no sufre variaciones importantes en los niveles de consecuencia, dado que el efecto definido por la condición de diseño no es tan determinante.

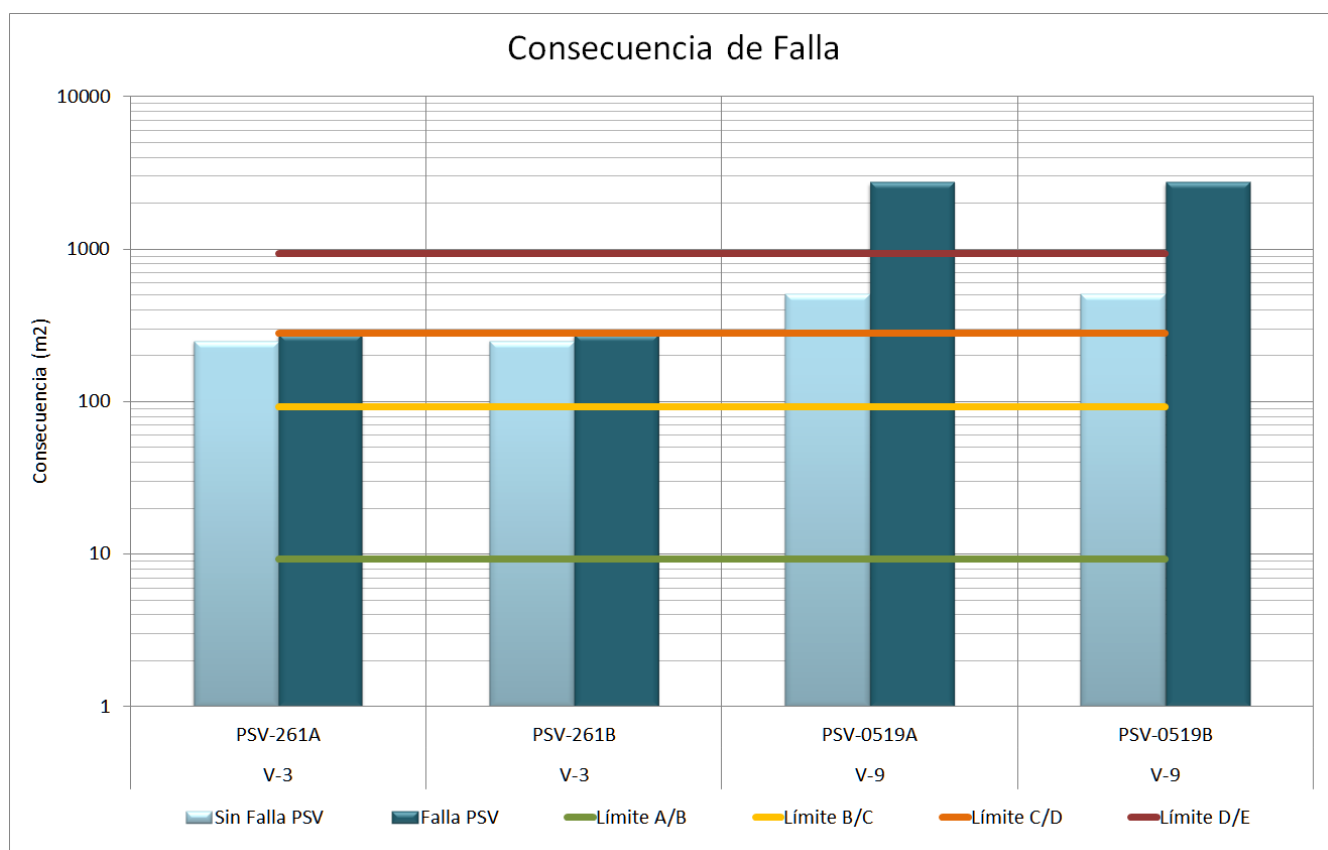


Figura 14. Variación en consecuencia por incidencia de mantenimiento en PSV (V-3 y V-9).

3.2.5.3. Riesgo

Los niveles de riesgo obtenidos en cada una de las PSV, para las condiciones especificadas de evento de demanda e intervalos de mantenimiento, se presentan en la Figura 15 (matriz). En función de estos resultados, se clasifica a los dispositivos analizados de la siguiente forma:

- PSV-519 A/B (V-9): cuya consecuencia de falla se clasifica como altamente crítica, siendo necesario mantener al mínimo los niveles de probabilidad, cuyo índice tiene escasa variación ante el decremento de la frecuencia de mantenimiento.
- PSV-261 A/B (V-3): cuya consecuencia de falla se clasifica como de nivel medio, y cuya probabilidad sufre modificaciones relevantes ante el decremento en la frecuencia de mantenimiento.

3.2.6. Análisis de Riesgo

3.2.6.1. Parámetros

En este segundo caso, los parámetros seleccionados para la implementación de IOW fueron elegidos en base a la incidencia de las válvulas críticas en el riesgo de falla, con límites fijados en función de criterios empíricos (mantenimiento). Cabe aclarar que la selección de los límites establecidos puede variar sensiblemente con los planes de mantenimiento.

3.2.6.2. Tablero

La Tabla 3 incluye el tablero IOW de alcance específico a los circuitos presentados como parte del alcance del trabajo.

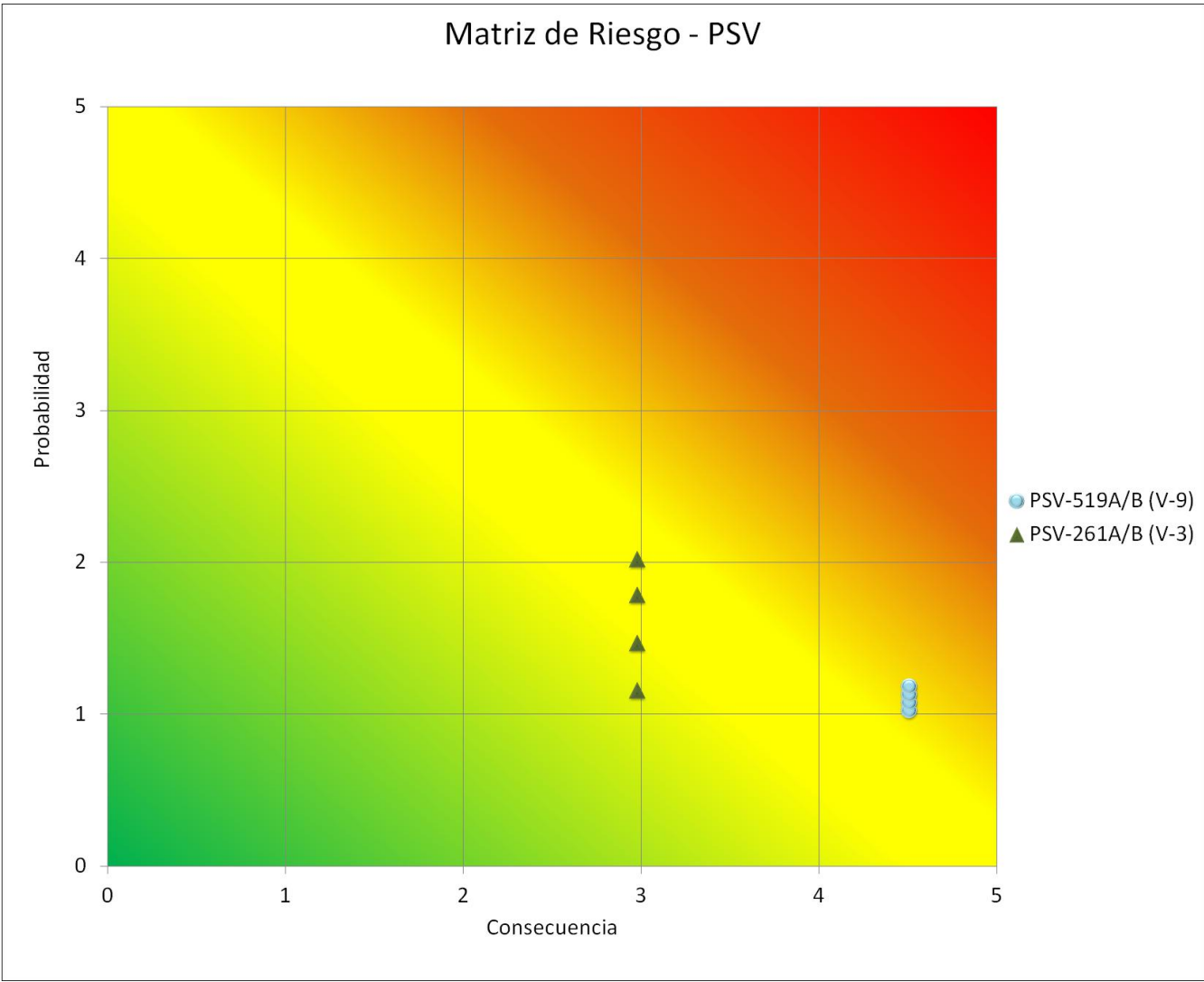


Figura 28. Matriz de riesgo (izquierda) y distribución por tramo (derecha).

Tabla 3. Extracto del Tablero IOW.

ID	Función	Zona	Origen	Corriente	Parámetro	Valor Medido	Límite Inferior	Límite Superior	Unidad	Clase IOW	Tiempo de Respuesta	Responsable
V-3	Separador de Condensado	PSV-261 (Antorcha)	Operación	Gas	Presión	-	-	40,00	kg/cm2	Crítico	Inmediato	Operativo Planta
			Mantenimiento	Gas	Frecuencia	0,33	0,33	1,00	año-1	Estándar	Mediano Plazo	Técnico Mantenimiento
			Mantenimiento	Gas	Confiabilidad	1,00	1,00	3,00	SIL	Estándar	Mediano Plazo	Técnico Mantenimiento
V-9	Acumulador de Propano	PSV-519	Operación	Gas	Presión	21,00	-	24,60	kg/cm2	Crítico	Inmediato	Operativo Planta
			Operación	Gas	Temperatura	21,00	-37,00	50,00	°C	Crítico	Inmediato	Operativo Planta
			Mantenimiento	Gas	Frecuencia	0,50	0,50	1,00	año-1	Estándar	Mediano Plazo	Técnico Mantenimiento
			Mantenimiento	Gas	Confiabilidad	2,00	2,00	4,00	SIL	Estándar	Mediano Plazo	Técnico Mantenimiento

4. Conclusiones

En función de los resultados presentados en el trabajo presentado, cabe concluir lo siguiente:

- 4.1. El concepto de Ventanas Operativas de Integridad constituye una herramienta potencialmente efectiva para integrar elementos de Integridad y Seguridad de Procesos, generando como output una serie de parámetros directamente relacionados con el proceso, la corrosión, el mantenimiento y la inspección, los cual permite su seguimiento y corrección por personal operativo.
- 4.2. En términos de su implementación, IOW puede constituir un proceso inherentemente simple, tal como definir parámetros y límites exclusivamente conforme a diseño, o un procedimiento de elevada complejidad, que involucre una serie de evaluaciones conducentes a definir un tablero de control con elevado grado de confiabilidad y flexibilidad. La decisión de qué modalidad adoptar depende del operador.
- 4.3. La efectividad de IOW, como parte de la gestión de Integridad y Seguridad de Procesos, depende de tres criterios fundamentales: a) la profundidad adoptada para caracterizar el equipo o unidad de proceso bajo estudio, determinante en la confiabilidad del tablero resultante; b) la participación de equipos multidisciplinarios, para asegurar que todos los parámetros de incidencia potencialmente crítica sean evaluados; c) la factibilidad de revisar el tablero generado en forma periódica, para adaptarse a cambios operativos y de proceso.
- 4.4. De la misma forma que para la Gestión de Integridad y Seguridad de Procesos, IOW tiene como núcleo al análisis y evaluación de riesgos. Por consiguiente, es de importancia crítica que el riesgo contemple todos los elementos de un equipo, circuito o unidad de proceso, incluyendo los dispositivos de regulación y protección, para asegurar la representatividad de los parámetros y límites establecidos.

5. Bibliografía

1. API RP 584, “Ventanas Operativas de Integridad”.
2. API RP 581, “Metodología de Inspección Basada en Riesgo”.
3. CCPS, “Análisis de Capas de Protección – Evaluación Simplificada de Riesgos de Proceso”, Wiley.
4. V. Lagad y V. Zaman. “Utilizando Ventanas Operativas de Integridad para Seguridad y Confiabilidad Incrementada en Plantas”, Journal of Loss Prevention in the Process Industries, Elsevier (2014).