

**INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETROLEO Y DEL GAS**

Jornadas de Producción 2009 – Comodoro Rivadavia Análisis de Riesgo en Tratadores Termoeléctricos

Ing. Pablo Alonso – Ing. Ruben Manni – Ing. Daniel Bissetta

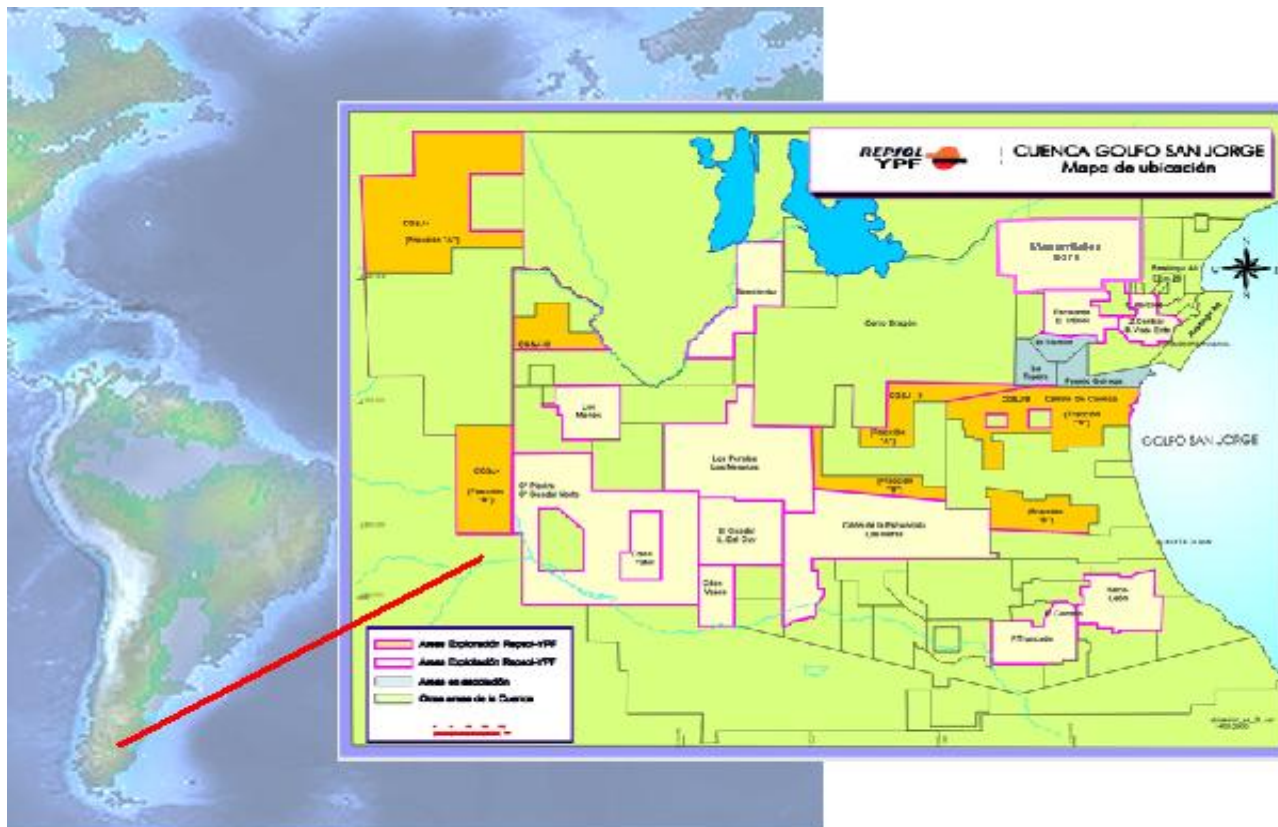
© YPF S. A. 2009.

Esta publicación es propiedad exclusiva del YPF, S.A. y su reproducción total o parcial está totalmente prohibida. El uso, copia, reproducción o venta de esta publicación, sólo podrá realizarse con autorización expresa y por escrito del propietario de la publicación.

- **Ubicación**
- **Introducción**
- **Objetivo**
- **Desarrollo**
- **Conclusiones**

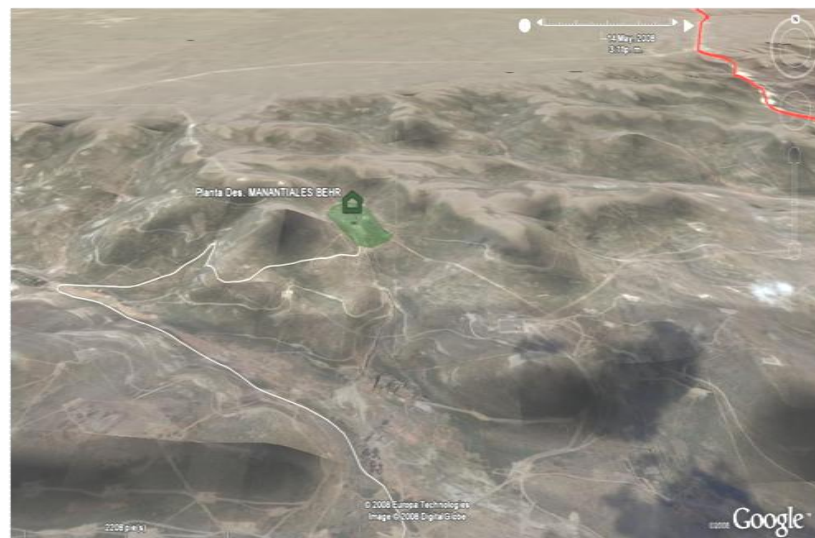
La Unidad Económica está situada sobre la costa de la cuenca del golfo San Jorge abarcando:

- **Provincia de Chubut:** Zonas Manantiales Behr –Restinga Alí, El Trébol – Escalante, Zona Central.
- **Provincia de Santa Cruz:** Cañadón Seco – Cañadón León – Pico Truncado – El Cordón – El Destino y Koluel Kaike.





Planta Deshidratadora “Manantiales Behr” se localiza en la provincia de Chubut a aprox. a 45 km de Comodoro Rivadavia, se puede acceder por ruta Nac. N°3, y luego por acceso a yacimiento a altura km 1811.-



Latitud: 45°40'28'' S

Longitud: 67°42'35'' O

Altura: 550 s.n.m.

Dif. de nivel Máx: 47 m

Superficie aprox: 157.500 m2

Rutas de acceso: Ruta Nac.3

Acceso a Planta: 18 Km por camino de ripio

Antecedentes:

- Año 2007: Accidente Fatal Equipo de Fuego Planta MB
- Año 2008: Accidente con pérdida de lucro cesante en equipo de fuego Escalante.

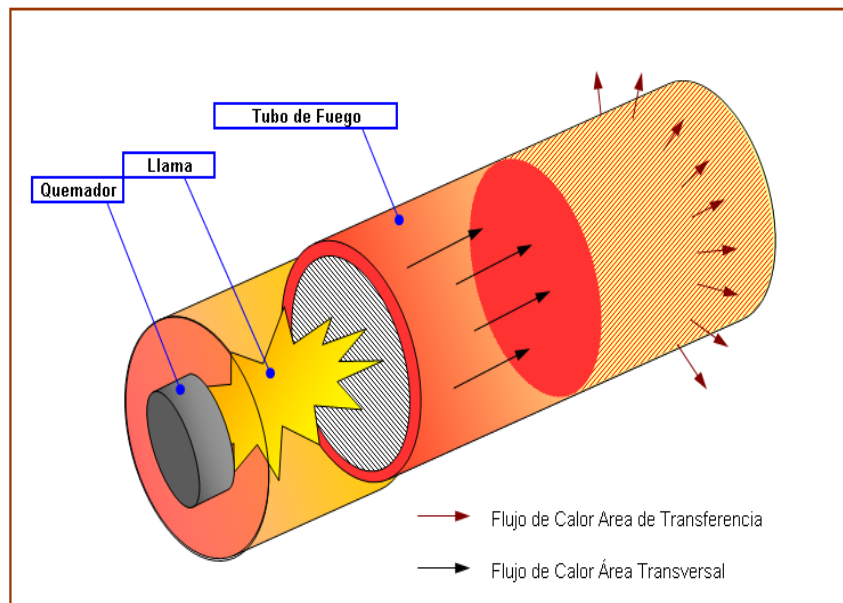
Plan de Integridad de activos – Ley 13660

- Análisis de Riesgo en Instalaciones Críticas – AB-MS-C-PR-20-002 (Procedimiento de Estudio de Riesgo en Activos e Instalaciones)
- Directiva ATEX
- Directiva RSP (recipientes sometidos a presión) – RBI API 581
- HAZOP
- Necesidad de aplicar una gestión de proyectos y mantenimiento, basada en riesgo, considerando tanto en el diseño, revamping y mantenimiento de equipos de fuego, los efectos a personas, activos, medio ambiente y negocio.

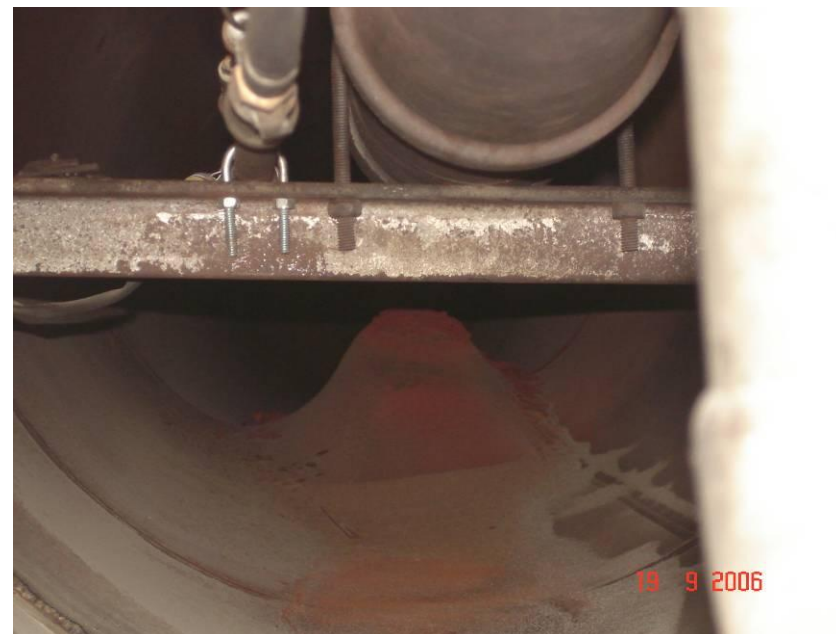
Estudio: Flujo de calor por unidad de superficie de transferencia por encima del máximo recomendado por la norma API 12L.

Parámetro de diseño	Unidad	Tratador	API 12L
Densidad de flujo calor (Área transferencia)	BTU/hr*ft2 / (Kcal/h*m2)	21.700 / (58.900)	10.000 / (27.000)
Densidad de flujo de calor (Área Transversal)	BTU/hr*in2 / (Kcal/hr*cm2)	30.950 / (1200)	15.000 / (590)
Tiempo de Residencia - Agua	Min	Aprox. 7	15 a 30
Tiempo de residencia - Hidrocarburo	Min	Aprox. 15	30 a 100

Consecuencias: Colapso Tubo de Fuego

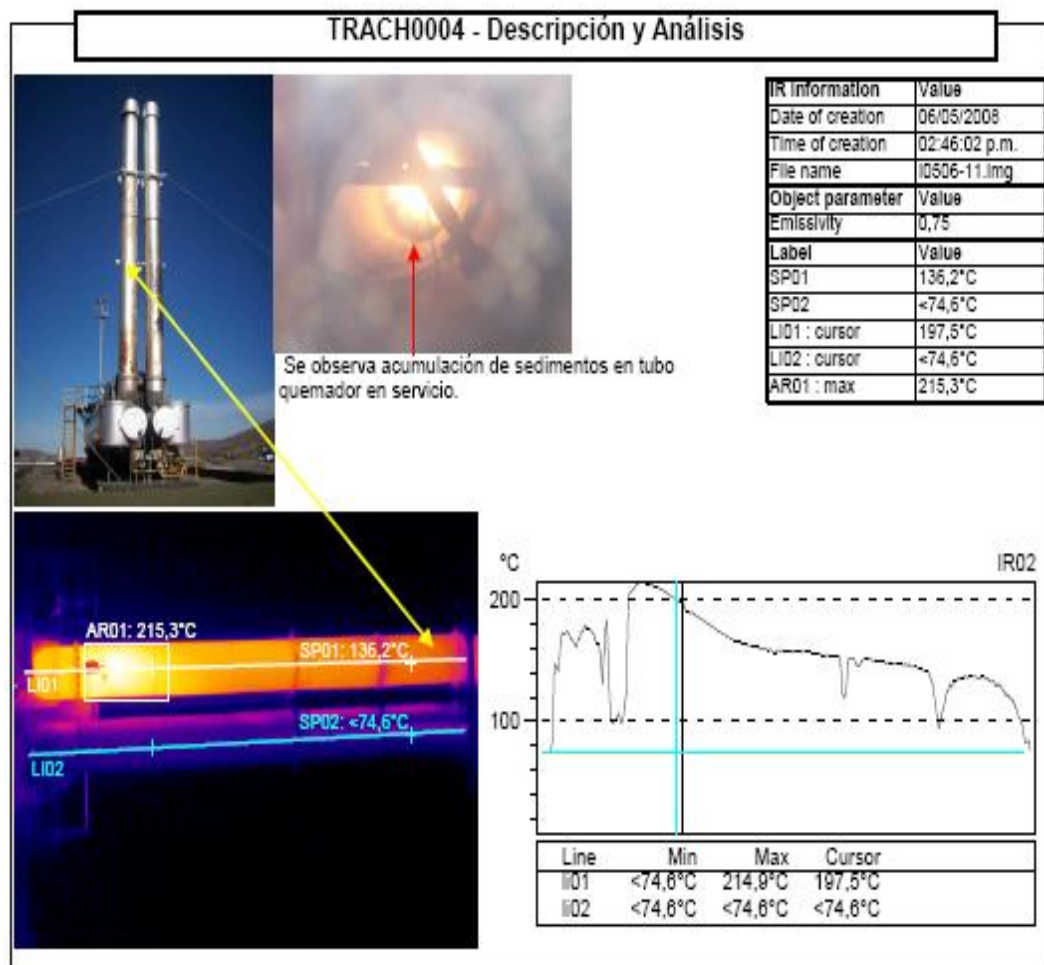


Colapso Tubo de Fuego



Inspecciones NO destructivas

- Quemadores en estado regular
- Tubo de Fuego Colapsado



- Implementar las acciones necesarias para devolver al equipo sus condiciones de diseño, incrementando el nivel de integridad del mismo, su confiabilidad y seguridad para su operación y mantenimiento.
 - *Análisis de Riesgo y Revamping del sistema de seguridad y control del equipo según normativa SCOR 15, SCOR 03 y IEC 61511 Part 3*
 - *Reemplazo quemador en base a cálculo según norma API 12L*
 - *Reparación tubo de fuego*

Procedimiento de Integridad Técnica de YPF



TRATADOR TERMoeLECTRICO

Funciones del Módulo Funcional “TRATADOR”

- Calentar el fluido garantizando un ΔT de $+35^{\circ}\text{C}$
- Sobrepotergese ante incrementos de presión en cámara
- Contener fluído
- Sobrepotergese ante fallas peligrosas

Condiciones de Servicio

- Caudal de petróleo: 9140 BPO
- Caudal de Agua: 1839 BPO
- Capacidad del Quemador: 12.000.000 BTU/H
- Servicio: Separación Agua - Petróleo
- Fluido: Petróleo Hidratado
- Temperatura de entrada: 60°C
- Temperatura de salida: 95°C
- Presión de trabajo: 3.6 kg/cm^2
- Combustible: Gas Natural

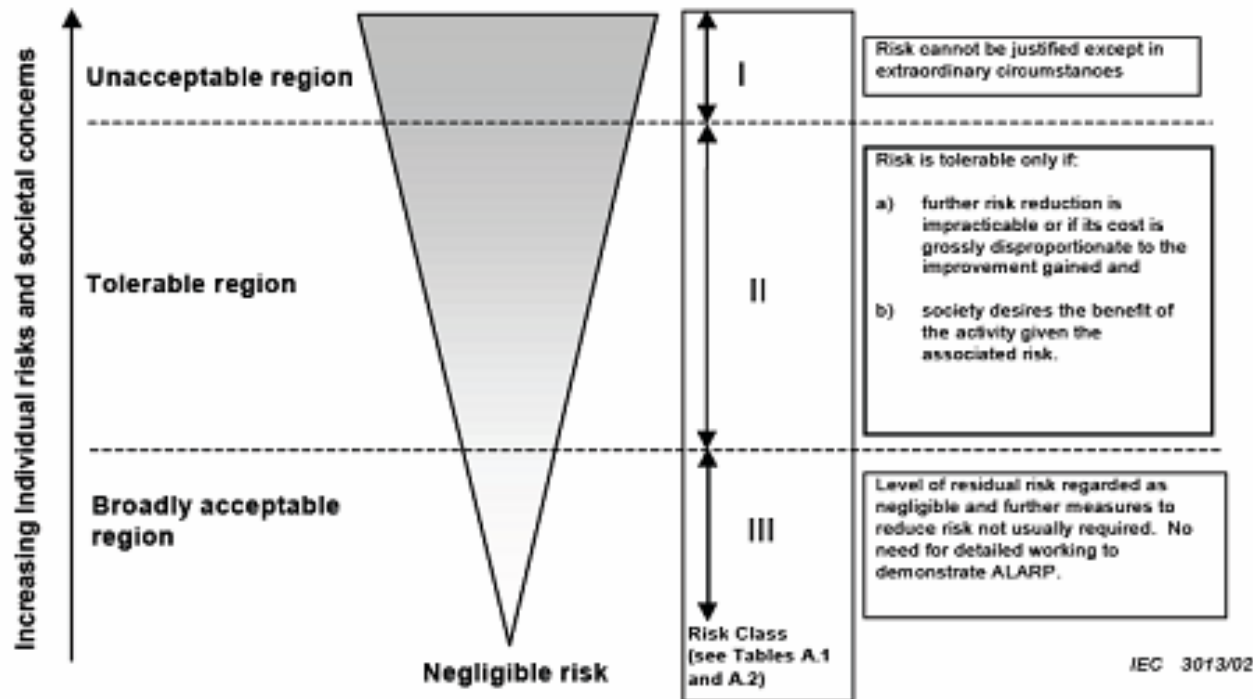


El riesgo se divide en tres clases:

Clase I: Riesgo inaceptable

Clase II: Riesgo no deseado y tolerado solamente si la reducción del riesgo es impracticable.

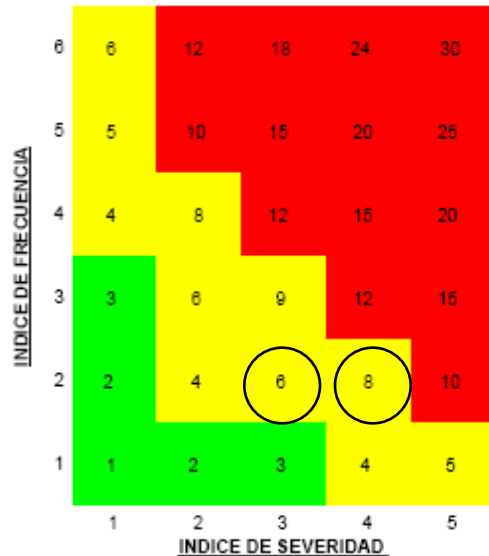
Clase III: Riesgo despreciable.



HAZOP (Estudio de Riesgos y Operabilidad)

- Recomendada por el Centro de Seguridad del Proceso Químico (CCPS) del Instituto Americano de Ingenieros Químicos (AIChE)
- API 750 del Instituto Americano del Petróleo (Gestión de Riesgos del Proceso)

- Matriz de clasificación de riesgo YPF:



Índice Riesgo	Descripción
1 - 3	Accidentes con Índice de Riesgo BAJO. Deben ser considerados en los Planes de Respuesta a Emergencias y sus Riesgos eliminados a través de pequeños cambios en el Equipo o las Operaciones. PRIORIDAD BAJA. Para nuevos proyectos considerar cambio o litigación solo si se justifica económicamente.
4 - 9	Accidentes con Índice de Riesgo MODERADO. Debe ser reducido durante la próxima parada de Mantenimiento o dentro del periodo de un año, lo que ocurra primero. PRIORIDAD ALTA. Para Procesos nuevos, corregir el problema a través de controles adecuados o mediante procesos operativos especiales. Incluir en el programa de formación y entrenamiento
10 - 30	Índice de Riesgo totalmente INACEPTABLE. En instalaciones existentes el accidente debe ser mitigado inmediatamente (i.e., dentro del próximo mes), ya sea reduciendo el Índice de Frecuencia o el Índice de Severidad. PRIORIDAD URGENTE. Para procesos nuevos, este accidente debe ser corregido antes de proceder con la Ingeniería de Detalle

Lista Nodos y Desviaciones

Se consideraron dos nodos.

Uno del lado TRATADOR (lado crudo)

Uno del lado QUEMADOR (lado sistema de gas)

Resultado: Las funciones analizadas dan un índice de riesgo de **6 y 8** (Riesgo Moderado)

HAZOP - Metodología de Cálculo

Ejemplo

YPF

Escenario 1

- Nodo 1: TRATADOR (lado crudo) Deviation: 2. Bajo / No Flujo de Petróleo

Causas	Consecuencias sin salvaguardas	Salvaguardas	Causas + Consecuencias
Paro de la bomba por corte de energía	Aumento de temperatura en el equipo.	Lazo de control de temperatura regulando el quemador	Corte de fuel gas por alta temperatura en el equipo
	Incremento de presión en el equipo	Lazo de control de presión de la cámara del equipo.	
	Daño mecánico al tubo de fuego por alta temperatura	Interruptor de temperatura en el equipo	
	Daño mecánico al equipo por alta presión debido a vaporización en exceso, posible ruptura	Válvula de seguridad del equipo	
Maniobra incorrecta u obstrucción	Aumento de temperatura en el equipo.	Lazo de control de temperatura regulando el Quemador	Corte de fuel gas por alta temperatura en el equipo
	Incremento de presión en el equipo	Lazo de control de presión de la cámara del equipo.	
	Daño mecánico al tubo de fuego por alta temperatura	Interruptor de temperatura en el equipo	
	Daño mecánico al equipo por alta presión debido a vaporización en exceso, posible ruptura	Válvula de seguridad del equipo	
Falla de lazos de control de salida del equipo (agua o crudo)	Aumento de temperatura en el equipo		
	Incremento de presión en el equipo		
	Daño mecánico al tubo de fuego por alta temperatura		
	Daño mecánico al tubo de fuego por alta temperatura		

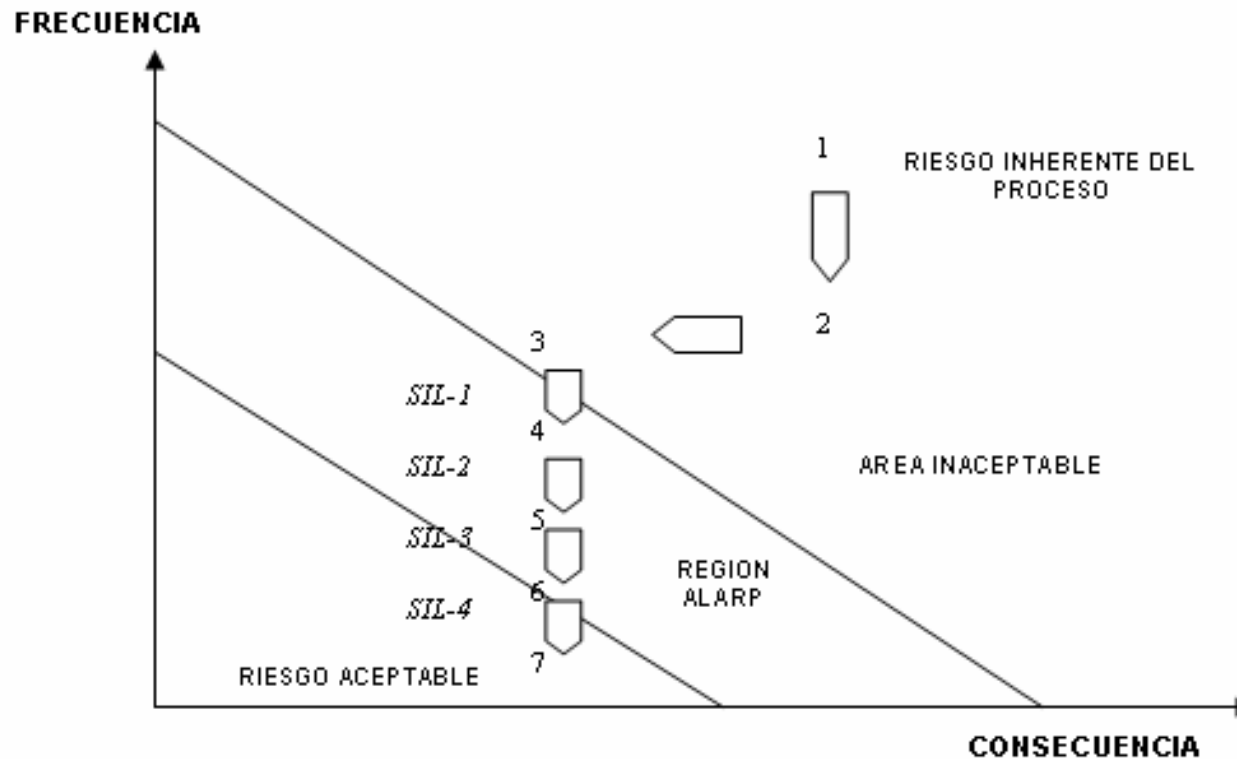
Del Estudio de HAZOP resultaron las siguientes recomendaciones:

- Analizar requisitos de un potencial enclavamiento de seguridad.
- Analizar procedimientos operativos que puedan afectar a la disminución del caudal en el equipo.
- Implementar un paro de bomba por muy alto nivel en el equipo (por encima del actual control del sobre nivel)
- Analizar reemplazo de instrumentación de nivel neumática por electrónica.
- Analizar paro de bomba por alta presión en el equipo
- Considerar condiciones meteorológicas en el diseño
- Implementar medición de temperatura en chimenea

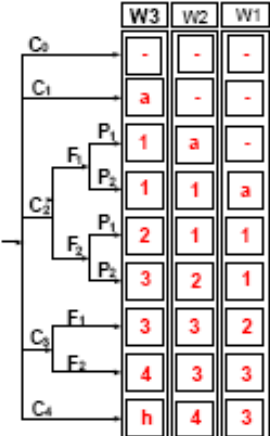
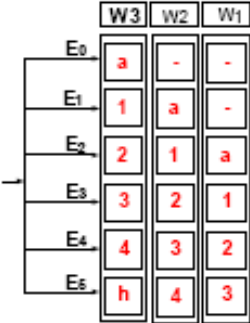
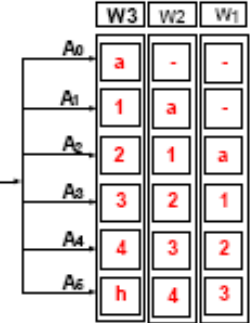
METODOLOGIA DE GRAFICOS DE RIESGO

- Modificada por LOPA de acuerdo a lo descripto en la normativa IEC 61511 Parte 3
- Calibrada por YPF S.A. de acuerdo a la guía SCOR G03 para asignarle niveles de SIL a los escenarios identificados mediante la metodología de HAZOP.

Reducción de Riesgo





RIESGO PARA LAS PERSONAS					RIESGO MEDIOAMBIENTAL					RIESGO PARA LAS INSTALACIONES Y LA PRODUCCIÓN				
														
		W3	W2	W1			W3	W2	W1			W3	W2	W1
C0		-	-	-	E0		a	-	-	A0		a	-	-
C1		a	-	-	E1		1	a	-	A1		1	a	-
F1	P1	1	a	-	E2		2	1	a	A2		2	1	a
F2	P2	1	1	a	E3		3	2	1	A3		3	2	1
C2	P1	2	1	1	E4		4	3	2	A4		4	3	2
F2	P2	3	2	1	E5		h	4	3	A5		h	4	3
C3	F1	3	3	2										
F2	F2	4	3	3										
C4		h	4	3										

W	Frecuencia del evento no deseado	E	Consecuencias medioambientales	A	Consecuencias para las instalaciones y la producción
W1	El evento no es esperable en la vida de la planta. [Equivalente a: $W_1 < 10^{-2}$ año ⁻¹].	E0	Incidente sin fuga de producto o con fuga de producto sin consecuencias.	A0	Incidente que no causa la interrupción del proceso ni daños en equipos.
W2	El evento es esperable en la vida de la planta (media geográfica de la vida útil de la planta: 30 años). [Equivalente a: 10^{-2} año ⁻¹ = $W_2 < 10^{-1}$ año ⁻¹] (valor por defecto)	E1	Fuga dentro del establecimiento con consecuencias mínimas conocidas, aunque suficientemente importante como para que la Dirección de la planta tome medidas.	A1	Interrupción menor del proceso y/o daño en equipo: 10^6 € < Pérdidas totales = 10^6 €.
W3	El evento es esperable varias veces en la vida de la planta pero no más de una vez al año. [Equivalente a: 10^{-1} año ⁻¹ = $W_3 < 1$ año ⁻¹]	E2	Fuga con afectación fuera del establecimiento, sin efectos negativos conocidos, que causa indignación en la comunidad local y daña la imagen de la empresa.	A2	Interrupción moderada de la producción o daño en equipo: 10^6 € < Pérdidas totales = 10^7 €.
		E3	Fuga fuera del establecimiento con efectos negativos conocidos pero reversibles. Se espera que los efectos perjudiciales terminen en menos de cinco años.	A3	Interrupción severa del proceso o daño en equipo: 10^7 € < Pérdidas totales = 10^8 €.
		E4	Fuga con afectación fuera del establecimiento con efectos negativos conocidos a largo plazo (por ejemplo si se produce un cambio en el entorno). Se supone que este tipo de sucesos causará la Indignación e la comunidad a nivel nacional y dañará la imagen de la corporación y afectará la legislación a nivel nacional.	A4	Daños severos en equipos esenciales: 10^8 € < Pérdidas totales = 10^9 €.
		E5	Fuga con afectación fuera del establecimiento con efectos catastróficos. Este incidente causa la indignación a nivel internacional y daña la imagen de la corporación y afecta la legislación a escala internacional. Conlleva acciones por parte del gobierno.	A5	Daños catastróficos > 10^9 €.
C	Consecuencias para las personas				
C0	Lesión menor, sin baja médica				
C1	Lesión moderada de una persona sin poder resultar en una muerte.				
C2	Lesión seria o muy seria de una o varias personas o una muerte.				
C3	Muerte de varias personas (de 2 a 9, la media geométrica es 3).				
C4	Muerte de muchas personas (más de 10)				
F	Parámetro de exposición				
F1	Exposición en la zona peligrosa de rara a ocasional (<10%). (valor por defecto)				
F2	Exposición frecuente o permanente en la zona peligrosa (>10%)				
P	Parámetro de probabilidad de evitar las consecuencias				
P1	Evitar el peligro es posible en ciertas situaciones; sin embargo solo se puede seleccionar P1 con una justificación seria.				
P2	Evitar el peligro es prácticamente imposible. (valor por defecto)				

Resumen de resultados

Descripción enclavamiento Referencias	SIF obtenido
Corte de fuel gas por bajo Flujo de Petróleo del tratador	0*
Corte de fuel gas por muy alta temperatura del tratador	0*
Corte de fuel gas por muy Alto Flujo de Gas Combustible	0*
Corte de fuel gas por muy alto nivel en scrubber	1
Corte de fuel gas por muy baja presión en línea a quemadores principales	1
Corte de fuel gas por muy baja presión en línea a pilotos	1
Corte de fuel gas por falta de fuego en quemadores principales	1
Corte de fuel gas por falta de fuego en pilotos	1

Los beneficios esperados en esta gestión son:

- El valor de Nivel de Seguridad Integrada (SIL) determinado es el indicado por los estándares internacionales.
- Obtener un MTBF del sistema de seguridad de 10 años, con un tiempo entre inspecciones determinado por IEC en función de la demanda de 1 año.
- Un valor de confiabilidad de la seguridad del tratador es del orden del 99,45 %, considerando la disminución de riesgo (0,1) con la intervención del hombre como layer de mitigación.
- Procedimientos de Operación y Mantenimiento validados y verificados por I&O e Ingeniería de mantenimiento.
- Relación entre Disponibilidad de Operación y Confiabilidad de la misma en nivel aceptable.
- Optimización del proceso de planta.
- Disminuir los costos de mantenimiento durante todo el ciclo de vida del activo.