

MODIFICACIÓN PUNTUAL DEL PLAN ESPECIAL Y DE SEGURIDAD INDUSTRIAL EN EL ÁREA DE LA BAHÍA DEL TM DE SAN ROQUE, SOBRE EL ÁREA DEL COMPLEJO PETROQUÍMICO DEL GRUPO CEPSA

Estudio y grafiado de las zonas de intervención, efecto dominó y curva de isorriesgo, considerando la actividad prevista a desarrollar en la P5

DOCUMENTO PARA APROBACION

PROMUEVE: GRUPO CEPSA



NOVIEMBRE, 2018

ÍNDICE

0.	ANTECEDENTES Y OBJETO	1
1.	ALCANCE DEL PROYECTO EN ANÁLISIS EN LA PARCELA P5.....	1
2.	POSIBLES ESCENARIOS DE RIESGOS APORTADOS POR LAS INSTALACIONES EN ANÁLISIS EN LA PARCELA P5.....	6
3.	ESTUDIO Y GRAFIADO	7
ANEXO I	ENVOLVENTE DE MÁXIMAS ZONA DE INTERVENCIÓN Y EFECTO DOMINÓ (SOBREPRESIÓN Y RADIACIÓN TÉRMICA) ESPERADA PARA EL PROYECTO DE FONDO DE BARRIL	1
ANEXO II	MÁXIMA CURVA DE ISORRIESGO 10^{-8} PARA EL FONDO DE BARRIL	1

0. ANTECEDENTES Y OBJETO

El presente documento se prepara con el objeto de responder a la solicitud realizada por el Excmo Ayto de San Roque en el que solicita expresamente ***“Se realizará estudio y grafiado de las zonas de intervención, efecto dominó y curva de isorriesgo, considerando la actividad prevista a desarrollar en la P5.”***

1. ALCANCE DEL PROYECTO EN ANÁLISIS EN LA PARCELA P5

Las instalaciones que se encuentran en análisis para una futura implantación en la Parcela P5 corresponden a Unidades para la gestión de corrientes sulfuradas (bloque de azufre):

- Unidad de regeneración de aminas
- Unidad de tratamiento de aguas ácidas
- Unidad de recuperación de azufre
- Unidad de producción de hidrógeno
- Tanques IMO (2)

Unidad de regeneración de aminas (bloque de azufre)

Esta Unidad tiene como objetivo regenerar las corrientes de amina¹ rica en SH₂ generadas en los distintos absorbedores que integran el Proyecto al objeto de que dichas corrientes (amina pobre) puedan volver a ser utilizadas en los absorbedores antes citados.

La unidad estaría constituida básicamente por un regenerador de amina rica procedente de los absorbedores de hidrocraqueo y de hidrodesulfuración.

En los absorbedores citados el gas ácido se pondría en contacto en contracorriente con una solución de aminas que absorbe el SH₂ de la corriente gaseosa, obteniéndose un fuel gas con bajo contenido en azufre que es incorporado a la red de fuel gas de Refinería para su empleo como combustible en hornos de proceso.

La solución de amina rica en SH₂ sería regenerada posteriormente en la unidad de aminas mediante el empleo de dos reboilers con vapor, obteniéndose por un lado la corriente de aminas lista para volver a ser reutilizada en los referidos absorbedores, y por otro una corriente altamente concentrada en SH₂ que sería conducida a la unidad de recuperación de azufre.

Unidad de tratamiento de aguas ácidas (bloque de azufre)

Las aguas ácidas generadas en las diversas unidades que integran el Proyecto, necesitarían un tratamiento previo antes de ser conducidas a la Planta de Tratamiento de Efluentes Líquidos o ser reutilizadas en procesos como el desalado del crudo. Por ello, el Proyecto incluiría una Unidad de Stripping para estas aguas, cuya función sería eliminar la acidez de las mismas (fundamentalmente debida a la presencia de SH₂ y NH₃).

¹ MDEA (metildietanolamina).

La eliminación de la acidez de los efluentes se desarrollaría en una sola etapa. Las corrientes de agua ácida de las unidades de proceso se recogerían en un recipiente que actuaría como decantador y en el que tiene lugar la separación de los hidrocarburos que pudiesen estar presentes. Tras ello, el agua se bombearía a la parte superior del stripper. La columna dispondría de recirculación para reducir el contenido de agua en el gas ácido. A través del control del pH se maximiza la eliminación de SH_2 y NH_3 .

La alimentación del stripper se precalentaría en intercambiadores a fin de optimizar la eficiencia energética de la unidad, la cual dispondría de dos reboilers, uno de ellos de reserva, para aportar el nivel energético al stripper. El reboiler de reserva utilizaría vapor de baja presión, mientras que el principal aprovecharía el nivel energético de una corriente de diésel como fluido caliente, evitando así el empleo continuo de vapor y redundando por tanto en la mejora de la eficiencia energética.

El agua ácida ya agotada, tras su paso por el stripper, podría enviarse a la planta de tratamiento de aguas residuales o, preferiblemente, reutilizarla en unidades de proceso (por ejemplo, en desalado de crudo), después de su conveniente enfriado y con unos niveles adecuados de contaminantes (NH_3 y H_2S).

El gas ácido retirado de la corriente líquida sería enviado a las plantas de azufre, minimizando así el impacto sobre el medio atmosférico del Proyecto.

Unidad de recuperación de azufre (bloque de azufre)

El azufre es un componente inherente del petróleo crudo. El carácter reductor de los procesos de refinado hace que la mayor parte de este azufre forme parte de corrientes residuales de SH_2 , que deben ser adecuadamente gestionadas a fin de evitar su emisión al exterior. Por ello, las refinerías implementan como parte de su esquema productivo plantas de azufre, a fin de recuperar dicho azufre en forma elemental (sólido finalmente)¹.

Para alcanzar los altos rendimientos de recuperación exigidos como consecuencia de la adopción de las MTD² (99,5%), se completaría el proceso CLAUS convencional con un sistema de tratamiento de gas de cola³ basado en la tecnología SCOT.

La eficiencia de recuperación depende del número de reactores CLAUS operados en serie. La reacción CLAUS no transcurre de forma completa (el proceso por sí mismo elimina en torno al 94-98 % del SH_2 en la corriente gaseosa), por lo que una pequeña fracción de dicho contaminante permanecería en el gas de cola. Esto hace necesario el tratamiento del mismo mediante un nuevo proceso de recuperación de azufre (tecnología SCOT según se ha señalado

¹ El azufre recuperado es un subproducto que se aplica comercialmente en la fabricación de ácido sulfúrico, fertilizantes, etc.

² Mejores Técnicas Disponibles (MTD) según la Decisión de Ejecución de la Comisión de 9 de octubre de 2014 por la que se establecen las conclusiones sobre las Mejores Técnicas Disponibles (MTD) conforme a la Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre las emisiones industriales procedentes del refinado de petróleo y de gas.

³ Efluente gaseoso del proceso CLAUS.

previamente) que permitiría alcanzar un rendimiento global de recuperación de azufre del 99,5%, disminuyendo el impacto atmosférico del Complejo.

Por lo que respecta al Proyecto, las corrientes de gases ácidos (fundamentalmente SH_2 y NH_3) procedentes de la Unidad de Recuperación de Aminas y de la Unidad de Tratamiento de Aguas Ácidas se tratarían en dos trenes de recuperación de azufre (CLAUS), con sección común de tratamiento de gas de cola e incineración.

Indicar que el proceso CLAUS (integrado básicamente por un horno de reacción seguido por una serie de convertidores catalíticos y condensadores) consiste en la combustión parcial de la corriente de SH_2 concentrado (incluso NH_3 , procedente del stripper de aguas ácidas) en un reactor térmico donde, aproximadamente, un tercio del SH_2 es oxidado a SO_2 ($2\text{H}_2\text{S} + 2\text{O}_2 \rightarrow \text{SO}_2 + \text{S} + 2\text{H}_2\text{O}$), reaccionando posteriormente el SO_2 y el SH_2 restante en presencia de un catalizador activado de alúmina para producir azufre elemental ($2\text{H}_2\text{S} + \text{SO}_2 \rightarrow 3\text{S} + 2\text{H}_2\text{O}$). En este reactor también se produce la destrucción total del NH_3 , ya que éste produciría problemas por deposición de sales amónicas en los condensadores de azufre.

Posteriormente al proceso CLAUS el azufre líquido se haría pasar por un desgasificador, almacenándose a continuación el azufre líquido desgasificado de forma previa a su solidificación para su expedición y venta.

Como se ha dicho, el proceso CLAUS convencional se mejora en rendimiento de captación mediante la implementación de la tecnología SCOT. Básicamente dicha tecnología conlleva:

- Hidrogenación e hidrólisis de todos los compuestos sulfurados a SH_2 , mediante el empleo de un catalizador de cobalto-molibdeno.
- La absorción de SH_2 en una solución de amina.
- La regeneración de la solución de amina y envío del gas ácido resultante al inicio del tratamiento (al proceso CLAUS).

Finalmente, la corriente gaseosa resultante del tratamiento del gas de cola sería oxidada térmicamente en un incinerador para garantizar la degradación a SO_2 de los compuestos de azufre que no hayan sido recuperados en el proceso descrito.

Por último, señalar que la alta temperatura de los gases, tanto del proceso CLAUS (dos trenes) como a la salida del incinerador, se aprovecharía energéticamente generando vapor en calderas de calor residual, lo que contribuye a mejorar la eficiencia e integración energética de las unidades involucradas en el Proyecto.

Unidad de producción de hidrógeno

La Planta de Hidrógeno sería diseñada para suministrar los requerimientos de hidrógeno necesarios principalmente para los procesos de hidrocrackeo e hidrodesulfuración.

Este tipo de plantas pueden operar mediante diferentes procesos: operaciones de reformado para hidrotratamientos, reformado con vapor de ligeros o gas natural, oxidación parcial (gasificación) de fracciones pesadas para producir gas de síntesis, etc. Tanto el reformado como la gasificación reducen el impacto ambiental a escala global de la instalación; la elección entre uno u otro método depende principalmente de dos factores: la disponibilidad y naturaleza del exceso de corrientes de hidrocarburos que puede usarse como alimentación y la cantidad de hidrógeno requerida.

El reformado con vapor, es el método más utilizado, ya que logra una producción más eficiente¹, siendo posteriormente necesaria la purificación del hidrógeno para cumplir con los requerimientos de los procesos de hidrocraqueo y hidrosulfuración. En un proceso convencional de reformado con vapor se produce hidrógeno como producto. Adicionalmente, se complementarían con una subestación y una sala de racks como infraestructuras auxiliares para su funcionamiento.

Para describir el proceso que se llevaría a cabo para la producción de hidrógeno es preciso diferenciar cuatro secciones:

- Sección de alimentación: La alimentación, constituida por gas natural, se precalienta mediante intercambio de calor con efluentes de proceso y/o mediante vapor de baja. Esta alimentación es tratada antes de ser conducida al reformado, con el fin de eliminar las posibles trazas de azufre que pudiese contener, para evitar de esta forma daños en el catalizador del reformado.
- Reformado con vapor: En un horno de reformado, los hidrocarburos que componen la carga reaccionarían con el vapor de agua que se aporta a la misma, sobre un lecho fijo y en presencia de un catalizador, dando lugar a un efluente compuesto por H₂, CO, CO₂, CH₄ y vapor de agua. El catalizador utilizado es típicamente de óxido de níquel 25-40 % depositado en una base refractaria baja en sílice. Es habitual trabajar con exceso de vapor para prevenir la formación de inquemados. La reacción tiene lugar a temperaturas del orden de los 800°C y presiones próximas a 30 bar, tras lo cual el gas reformado se enfría hasta temperaturas en el orden de 300-350 °C. El calor residual tanto del gas reformado como de los gases de escape serían aprovechados para la generación de vapor.
- Conversión CO: El gas reformado procedente de la sección de reacción pasaría a través del “convertidor shift”, donde el CO reacciona con el vapor de agua para formar H₂ adicional (reacción shift) y CO₂. La oxidación de CO a CO₂ puede darse en un convertidor de uno o dos pasos, reduciendo el contenido en CO a menos del 0,4 %.

¹ CEPSA dispone de plantas de esta tecnología tanto en la propia Refinería Gibraltar-San Roque como en La Rábida.

- Purificación de hidrógeno (PSA): La corriente de hidrógeno resultante, junto con el offgas de la Unidad de Hidrocraqueo e Hidrodesulfuración, sería purificada en la Unidad PSA (sistema de adsorción con presión oscilante), que proporciona hidrógeno de alta pureza. Esta Unidad dispone de lechos adsorbentes (tamices moleculares) para realizar la filtración. Mientras un número de estos adsorbentes estaría eliminando las impurezas (N_2 y CH_4 , fundamentalmente) procedentes del gas, otros adsorbentes se estarían regenerando mediante reducción de presión. El gas purgado de esta unidad (procedente de la regeneración) sería utilizado como parte del combustible empleado en el horno de reformado, mejorando así la eficiencia de la unidad.

Tanques IMO

Adicionalmente, el Proyecto contaría con la instalación de 2 tanques para el almacenamiento de IMO o fuel marino.

Servicios auxiliares

Los servicios auxiliares necesarios para el Proyecto serían los siguientes:

- Sistema de refrigeración
- Sistema de agua desmineralizada
- Sistema de aire de planta y aire de instrumentos
- Sistema de nitrógeno
- Red de fuelgas
- Sistema eléctrico
- Tratamiento de condensados
- Red de recogida de efluentes
- Red de sistema contraincendios
- Antorcha dulce y ácida
- Edificio de control y administración
- Almacenamiento de slops
- Líneas de interconexión y adecuación de las instalaciones existentes

2. POSIBLES ESCENARIOS DE RIESGOS APORTADOS POR LAS INSTALACIONES EN ANÁLISIS EN LA PARCELA P5

Las corrientes, equipos, procesos y productos manipulados en las instalaciones anteriormente descritas son instalaciones que ya existen en las actuales instalaciones del Complejo y para las cuales se conocen los posibles escenarios de riesgos que las mismas podrían generar. Por tanto, En el actual documento Plan de Seguridad industrial de la Modificación Puntual del Plan Especial y de Seguridad Industrial en el Área de la Bahía del TM de San Roque, sobre el área del complejo petroquímico del grupo CEPSA ya se contemplan escenarios de riesgos cuyos efectos estarían representando los efectos de los futuros escenarios localizados en la parcela P5.

Concretamente, los escenarios de referencia de este tipo de instalaciones estarán representados por los siguientes escenarios, así como por el escenario pool fire en el almacenamiento de crudo y contemplado en el PEYSI de 1993 y, por tanto, incluido dentro de la envolvente establecida en dicho Plan.

ESCENARIO			
Nº	Descripción	Sustancia	Efectos previstos
7	Fuga en la línea (10") de salida por cabeza del separador frío LX-V3	Hidrógeno, Acido sulfhídrico, Metano, Etano, Propano	Jet fire, Nube inflamable, Nube tóxica, UVCE
9	Rotura/Fuga en la línea (6") de cabeza del Absorbedor G-V4	Hidrógeno, Acido sulfhídrico, Metano, Etano, Propano	Jet fire, Nube inflamable, Nube tóxica
25	Fuga en la línea (10") de gas ácido hacia la cámara de combustión RA-R-300	Gas ácido	Jet fire, Nube inflamable, Nube tóxica
26	Fuga en la línea (16") de alimentación de gas ácido al condensador RA-EC-300	Gas ácido	Jet fire, Nube inflamable, Nube tóxica
27	Rotura/fuga en la línea (3") de salida del tanque de azufre YT-987	Azufre	Pool fire, Nube tóxica
32	Rotura/Fuga en la línea (6") de gas natural de alimentación a la Planta de Cogeneración	Gas natural	Jet fire, Nube inflamable
53	Rotura/fuga en la línea (6") de salida de hidrógeno del separador de alta H-V2003	H ₂ , (95%), SH ₂ (0,6%), C ₁ (2,2%), C ₂ (1,3%), y C ₃ (0,89%).	Jet fire, Nube inflamable
54	Rotura/fuga en la línea (3") de gas ácido en la salida del depósito de gases H-V2020	SH ₂ (27,9%), H ₂ (3,6%), C ₁ (20,7%), C ₂ (25,1%), C ₃ (17,7%) y C ₄ (4,9%)	Jet fire, Nube inflamable, Nube tóxica

3. ESTUDIO Y GRAFIADO

Teniendo en cuenta lo anterior, para los proyectos futuros a desarrollar en la parcela P5 (en estos momentos se está analizando las Unidades para la gestión de corrientes sulfuradas (bloque de azufre)), los escenarios de accidente asociados tendrán unos alcances de consecuencias representados por las Zonas de Intervención y Efecto dominó, de los efectos de sobrepresión y radiación térmica contenidos en la envolvente de 1993, y concretamente en el caso más desfavorable la curva que contendrá dichas distancias se muestra en la siguiente figura (ver Anexo I) como “Envolvente máxima”:

Por otra parte, para aquellas Zonas de Intervención que superen la Línea de Seguridad se realizará un ACR del proyecto cuya curva de 10^{-8} no podrá superar en ningún momento la propia Línea de Seguridad tal y como establece el PEYSI. Concretamente, en la figura (ver Anexo II) siguiente se identifica la curva de isorriesgo de 10^{-8} del proyecto de Fondo de Barril que se encuentra en análisis su implantación en dicha parcela.



Fdo.:
Alfredo Ramos Rodríguez
Ingeniero Industrial
Nº Colegiado (COIIAOC): 4755

ANEXO I
ENVOLVENTE DE MÁXIMAS ZONA DE INTERVENCIÓN Y
EFECTO DOMINÓ (SOBREPRESIÓN Y RADIACIÓN TÉRMICA)
ESPERADA PARA EL PROYECTO DE FONDO DE BARRIL



ANEXO II

MÁXIMA CURVA DE ISORRIESGO 10^{-8} PARA EL FONDO DE BARRIL

