

GUÍA SOBRE MEDIO AMBIENTE, SALUD Y SEGURIDAD PARA EL REFINADO DEL PETRÓLEO

INTRODUCCIÓN

1. Las guías sobre medio ambiente, salud y seguridad (MASS) son documentos de referencia técnica que contienen ejemplos generales y específicos de las buenas prácticas internacionales para diferentes tipos de industrias¹. Cuando uno o más integrantes del Grupo Banco Mundial participen en un proyecto, estas guías se aplicarán de acuerdo con los requisitos de sus respectivas políticas y normas. La presente guía deberá usarse junto con el documento de las **guías generales sobre MASS**, que ofrece a los usuarios orientación acerca de temas comunes que puede aplicarse a todos los sectores industriales. En el caso de proyectos complejos, es probable que deban utilizarse las guías correspondientes a varios sectores industriales, cuya lista completa se publica en www.ifc.org/ehsguidelines.
2. Las guías sobre MASS contienen los niveles e indicadores de desempeño que normalmente se pueden alcanzar en instalaciones nuevas con la tecnología existente y a costos razonables. Para aplicar estas guías a instalaciones ya existentes, puede ser necesario establecer metas específicas para el sitio y un cronograma adecuado para alcanzarlas.
3. La aplicación de estas guías deberá adaptarse a los peligros y riesgos identificados en cada proyecto con base en los resultados de una evaluación ambiental en la que se tengan en cuenta las variables específicas del lugar, tales como el contexto del país receptor, la capacidad de asimilación del medio ambiente y otros factores relativos al proyecto. La decisión de aplicar recomendaciones técnicas específicas deberá basarse en la opinión profesional de personas calificadas y con experiencia en el sector.
4. En los casos en que la reglamentación del país receptor establezca niveles e indicadores distintos de los presentados en las guías sobre MASS, los proyectos deberán alcanzar los que sean más rigurosos. Cuando, en vista de las circunstancias específicas del proyecto, se considere necesario aplicar niveles o indicadores menos rigurosos que los establecidos en las guías, se deberá aportar una justificación exhaustiva y detallada de las alternativas propuestas como parte de la evaluación ambiental del lugar en cuestión. Esta justificación deberá demostrar que los niveles de desempeño alternativos elegidos garantizan la protección de la salud humana y el medio ambiente.

APLICABILIDAD

5. La **guía sobre MASS para el refinado del petróleo** abarca las diversas operaciones de procesamiento, desde el petróleo crudo hasta los productos acabados, por ejemplo, gas combustible de refinería, gas licuado de petróleo (GLP), gasolina para motores, querosén, gasóleo, gasóleo para calefacción, fuelóleo, betún, asfalto, aceites lubricantes, ceras, azufre, coque de petróleo y los productos intermedios (como mezclas de propano/propileno, nafta virgen, destilados medios y destilados al vacío y

¹ Definidas como el ejercicio de la aptitud profesional, la diligencia, la prudencia y la previsión que podría esperarse razonablemente de profesionales idóneos y con experiencia que realizan el mismo tipo de actividades en circunstancias iguales o semejantes en el ámbito mundial. Las circunstancias que estos profesionales pueden encontrar al evaluar el amplio espectro de técnicas de prevención y control de la contaminación a disposición de un proyecto pueden incluir, sin que la mención sea limitativa, diversos niveles de degradación ambiental y de capacidad de asimilación del medio ambiente, así como distintos niveles de factibilidad financiera y técnica.

compuestos aromáticos) para la industria petroquímica. En el anexo A se incluye una descripción de las actividades de este sector industrial.

En la **guía sobre MASS para las terminales de productos de crudo y petróleo** se incluye información adicional sobre cuestiones relativas al medio ambiente, la salud y la seguridad asociadas a las zonas para depósitos de almacenamiento.

Este documento está dividido en las siguientes secciones:

1. Impactos y manejo específicos de la industria	2
1.1 Medio ambiente	2
1.2 Salud y seguridad ocupacional.....	14
1.3 Salud y seguridad de la comunidad	18
2. Seguimiento de los indicadores de desempeño	19
2.1 Medio ambiente	19
2.2 Salud y seguridad ocupacional.....	23
3. Bibliografía	25
Anexo A. Descripción general de las actividades del sector del petróleo	28

1. IMPACTOS Y MANEJO ESPECÍFICOS DE LA INDUSTRIA

6. La siguiente sección contiene una síntesis de las cuestiones relativas al medio ambiente, la salud y la seguridad que pueden surgir durante la fase operativa del refinado de petróleo, así como recomendaciones para su manejo. Por otra parte, en las **guías generales sobre MASS** se ofrecen recomendaciones para el manejo de las cuestiones de este tipo que son comunes a la mayoría de las grandes instalaciones industriales durante las etapas de construcción y de desmantelamiento.

1.1 Medio ambiente

7. Entre las cuestiones ambientales relativas al refinado del petróleo se incluyen las siguientes:

- emisiones a la atmósfera;
- manipulación y eliminación de las aguas residuales de procesos industriales (almacenamiento, transporte y tratamiento);
- manipulación de materiales y residuos peligrosos;
- ruido causado por el funcionamiento de la maquinaria.

Emisiones a la atmósfera

Gases de combustión

8. Las emisiones de gases de combustión a la atmósfera, como dióxido de carbono (CO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x), óxidos de azufre (SO_x), monóxido de carbono (CO) y partículas sólidas, en el sector de refinado del petróleo proceden de la combustión de gas y petróleo en las turbinas de gas, calderas, motores y calentadores de proceso para la generación de electricidad, vapor y calor. También se producen gases de combustión en las calderas de calor residual asociadas a algunas unidades de procesamiento durante la regeneración continua de catalizador o durante la combustión del coque de petróleo fluido. Por

ejemplo, se emiten a la atmósfera desde la chimenea de la unidad de soplado del betún, desde el regenerador de catalizador de la unidad de craqueo catalítico en lecho fluido (UCCLF) y de la unidad de craqueo catalítico de residuos (UCCR), así como en la unidad de recuperación de azufre (URA), que puede contener también pequeñas cantidades de óxidos de azufre (SO_x) y sulfuro de hidrógeno (H₂S).

9. En las **guías generales sobre MASS** se ofrece orientación para el manejo de las pequeñas emisiones de fuentes de combustión con una capacidad de hasta 50 megavatios térmicos (MWt), incluidas las normas de emisiones al aire para las emisiones de gases de escape. Para obtener información sobre las emisiones de fuentes de combustión como calderas, motores y turbinas con una capacidad superior a los 50 MWt, véanse la **guía sobre MASS para las plantas de energía térmica**.

10. Para los calentadores de proceso, deben considerarse las siguientes medidas primarias de prevención y control de la contaminación:

- instalación de precalentadores de aire de combustión para mejorar la eficiencia de las calderas;
- optimización de las operaciones de horno y, por ende, de la eficiencia de la combustión mediante el seguimiento continuo y el control avanzado de las variables de las operaciones (temperatura y concentración de oxígeno del gas de combustión para una proporción de aire/combustible que permita la optimización de la combustión para la combinación de combustibles; optimización del excedente de aire para minimizar la pérdida de calor a través de gases o residuos sin quemar);
- diseños de calentadores de alta eficiencia térmica con sistemas de control eficaces (por ejemplo, ajuste de oxígeno);
- prevención de la condensación de gas de escape en las superficies;
- minimización de la demanda de electricidad mediante el uso de bombas, ventiladores y otros equipos de alta eficiencia;
- técnicas para controlar las emisiones de CO, tales como funcionamiento y control eficaces, administración constante de combustible líquido en el calentamiento secundario, combinación adecuada de los gases de escape y poscombustión catalítica;
- limpieza regular de la superficie de calentamiento (soplado de hollín) para combustible líquido y alimentación mixta;
- refractarios de alta emisividad para mejorar la transferencia de calor radiante, por ejemplo, mediante la aplicación de revestimientos cerámicos como superficies reflectantes.

Venteo y quema en antorcha

11. El venteo y la quema en antorcha de gases son medidas operativas y de seguridad importantes que se utilizan en las instalaciones de refinado de petróleo, en particular durante los períodos de funcionamiento no rutinarios, como cuando se producen fallas o condiciones anómalas, como medio para eliminar los vapores de manera segura. Los hidrocarburos se emiten en las salidas de venteo del proceso de emergencia y en las descargas de las válvulas de seguridad, y se recogen en la red de extracción y se quema.

12. Para las puestas en marcha y cierres programados, es aconsejable usar un sistema de recuperación del gas de antorcha. Durante las liberaciones que no son de emergencia, es necesario recuperar o controlar el excedente de gas de las salidas de venteo del proceso y minimizar el volumen de gas que se quemará.

13. La quema en antorcha modifica, mediante combustión, la naturaleza química de las sustancias emitidas (por ejemplo, la combustión de H₂S genera dióxido de azufre [SO₂], mientras que la combustión de hidrocarburos genera CO₂ más vapor de agua). El seguimiento de las emisiones de gases debe incluir tanto la concentración de contaminantes a nivel del suelo como el volumen total de contaminantes liberados anualmente. Antes de que se adopte la operación de quema, se deberán evaluar las alternativas viables para el uso del gas y —cuando resulte práctico, razonable y seguro— se las deberá incorporar al diseño de producción en la mayor medida posible. Durante la etapa inicial de puesta en servicio, se deberán calcular los volúmenes de quema en antorcha para las nuevas instalaciones, de forma que se puedan establecer objetivos fijos del volumen de gas que se va a quemar. Se deberán registrar los volúmenes de gas quemado en todas las operaciones de quema en antorcha. Deberán prepararse e implementarse planes de gestión de quema en antorcha².

14. En el proceso de quema de gas se deberán tener en cuenta las siguientes medidas de prevención y control de la contaminación:

- Implementar medidas para reducir las fuentes de emisiones de gas en la mayor medida posible.
- Utilizar puntas de antorcha eficientes (es decir, con velocidad sónica óptima del gas liberado a fin de evitar el mal funcionamiento de la antorcha por apagado de la llama) y optimizar el tamaño y la cantidad de las boquillas de combustión (no menos de tres, lo que garantizará —al actuar como quemadores piloto, posicionadas a 120° unas de otras— la continuidad de la quema).
- Potenciar al máximo la eficiencia de la combustión de la antorcha mediante el control y la optimización del flujo de combustible/aire/vapor, para garantizar una proporción correcta entre las corrientes principal y auxiliar de alimentación a la antorcha.
- Reducir al mínimo, sin poner en peligro la seguridad, el gas destinado a la antorcha procedente de purgas y pilotos mediante medidas que incluyan la instalación de dispositivos de reducción de los gases de purga, unidades de recuperación de gases para la quema (principalmente para liberaciones continuas o predecibles), un recipiente de expansión contracorriente (separador vapor-líquido usado para evitar el arrastre de líquido a la chimenea de quema), tecnología de válvulas de asiento de elastómero (cuando corresponda), pilotos de protección, el uso de gases de purga inertes, y la desviación de flujos a la red de distribución de gas combustible de la refinería.
- Reducir al mínimo el riesgo de que se apague el piloto garantizando la suficiente velocidad de salida de las puntas y facilitando dispositivos de protección contra el viento.
- Utilizar un sistema fiable de encendido automático del piloto.
- Instalar sistemas de protección de la presión de instrumentos de alta integridad, cuando resulte apropiado, para disminuir las situaciones de sobrepresión y evitar o reducir situaciones de quema en antorcha.
- Reducir al mínimo el arrastre y la suspensión de líquidos en la corriente de gas de alimentación de la antorcha con un sistema apropiado de separación de líquidos.
- Reducir al mínimo los desprendimientos de llama (extinción de la llama) y retroceso de llamas (retorno de la llama).
- Hacer funcionar las antorchas de modo que permitan controlar los olores y las emisiones visibles de humo mediante el uso de instrumentos ópticos adecuados, como detectores de llamas, que actúan sobre la inyección de vapor en caso de detectarse humo negro en la punta.

² Como el que se indica en el título 40 del Código de Regulaciones Federales de Estados Unidos, parte 60 (40 CFR 60) subparte Ja, Agencia de Protección Ambiental (EPA), “Standard of Performance for New Stationary Source” (Norma de desempeño para nuevas fuentes estacionarias), (2015).

- Colocar las antorchas a una distancia segura de las comunidades locales y de los trabajadores, incluidas las dependencias destinadas al alojamiento de los trabajadores.
- Implementar programas de planificación del mantenimiento y de sustitución de los quemadores para garantizar la máxima eficiencia continua de la antorcha.
- Medir mensualmente el gas destinado a las antorchas a los efectos de evaluar la contaminación, principalmente en relación con el CO₂ y SO₂, así como el calor liberado (que permite calcular indirectamente las emisiones de gases de efecto invernadero [GEI]).
- Evitar el exceso de vapor, ya que reduce el rendimiento de las antorchas.
- Evitar una llama con predominancia de estela. Un viento cruzado intenso a alta velocidad puede afectar considerablemente las dimensiones y la forma de la llama de la antorcha, lo que puede provocar que la llama tenga una predominancia de estela (es decir, cuando la llama se inclina en el lado de la antorcha donde corre el viento y se inserta en la estela de la punta de la antorcha), lo que reduce el rendimiento de la antorcha y puede llegar a dañar la punta.
- Evitar el desprendimiento de la llama, una situación en la cual una llama se separa de la punta de la antorcha y hay un espacio entre esta y la parte inferior de la llama debido a una inducción excesiva de aire como resultado de las velocidades de salida del gas de la antorcha y el vapor central. Este tipo de llama puede reducir el rendimiento de la antorcha y avanzar hasta una situación en la cual la llama se extingue por completo.

15. Para reducir al mínimo los episodios de quema en antorcha ocasionados por averías de los equipos y problemas en las plantas, la fiabilidad de la planta debe ser elevada (> 95 %). Se deben prever tiempos de inactividad de los equipos para las tareas de mantenimiento programado y protocolos de parada de las plantas, en la medida en que la refinería no supere las 8000 horas de operación anuales (correspondiente a un mes al año de cierres programados de la refinería para mantenimiento general). Esto significa alcanzar un factor de servicio de la refinería del 91 % (u 8000 horas de operación/24 horas por día x 365 días = 0,91).

Emisiones fugitivas

16. Las emisiones fugitivas en las instalaciones de refinado de petróleo pueden producirse por fugas en tuberías, válvulas, conexiones, bridas, juntas, trampas de vapor, cierres, conducciones abiertas, tanques de almacenamiento de techo flotante y juntas de bombas, sistemas de transporte de gas, juntas de los compresores, válvulas de seguridad, válvulas de respiración, fosos/recintos abiertos, separadores de aceite-agua, y en las operaciones de almacenamiento, carga y descarga de hidrocarburos. Dependiendo de los procesos que se llevan a cabo en la refinería, las emisiones fugitivas pueden incluir:

- hidrógeno;
- metano;
- compuestos orgánicos volátiles (COV) (por ejemplo, etano, etileno, propano, propileno, butanos, butilenos, pentanos, pentenos, alquilato C6-C9, benceno, tolueno, xilenos, fenol y compuestos aromáticos C9);
- hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP) y otros compuestos orgánicos semivolátiles;
- gases inorgánicos, incluidos amoniaco (NH₃), CO, CO₂, SO₂ y trióxido de azufre (SO₃), derivados de la regeneración del ácido sulfúrico en el proceso de alquilación con ácido sulfúrico, NO_x, metil-terbutil éter (MTBE), etil-terbutil éter (ETBE), teramil-metil-éter (TAME), metanol y etanol;
- si se producen, ácido fluorhídrico derivado la alquilación con fluoruro de hidrógeno y H₂S.

17. Existen altas probabilidades de que se generen emisiones de COV en los depósitos de techo cónico durante la carga debido los vertidos fugitivos procedentes de las válvulas de respiración; emisiones fugitivas de hidrocarburos a través de las juntas del techo flotante de los depósitos de almacenamiento con este tipo de techo; emisiones fugitivas en las bridas, las válvulas y las juntas de las máquinas; emisiones de COV en los depósitos de mezclado, las válvulas, las bombas y las operaciones de mezclado; y emisiones de COV en los sistemas de tratamiento de aguas residuales y aguas residuales aceitosas. También se pueden producir emisiones de nitrógeno en los depósitos de almacenamiento de betún; dichas emisiones pueden estar saturadas de hidrocarburos y compuestos de azufre a temperatura de almacenamiento (150-180 °C) en forma de aerosoles. Otras posibles fuentes de emisiones fugitivas incluyen las salidas de ventilación de la unidad de recuperación de vapor y las emisiones de gases derivadas de la oxidación cáustica.

18. Entre las recomendaciones para prevenir y limitar las emisiones fugitivas se incluyen las siguientes:

- Debe implementarse un programa estructurado de detección y reparación de fugas. Tomando como base una revisión sistemática de los diagramas de proceso e instrumentación (DPI), este programa debe permitir identificar las corrientes y los equipos (por ejemplo, tuberías, válvulas, juntas, depósitos y otros componentes de la infraestructura) en los que sea probable que se produzcan emisiones fugitivas de COV (a través de la degradación de los componentes, por ejemplo) y priorizar su seguimiento con equipos de detección de vapor, a lo que debe seguir el mantenimiento o la sustitución de los componentes según sea necesario.
- Al seleccionar válvulas, cierres, bridas, juntas y accesorios adecuados, debe tenerse en cuenta su eficacia para reducir las fugas de gas y las emisiones fugitivas³.
- Para minimizar su liberación a la atmósfera, los vapores de hidrocarburos deben almacenarse (por ejemplo, usando un sistema de inertización con nitrógeno, un techo flotante interno para los depósitos o un sistema de cobertura para el separador) o bien redirigirse al proceso.
- Instalar una unidad de recuperación de vapores, en lugar de venteos al aire o quema en antorcha. Se debe considerar la utilización de lavadores para los gases de venteo con el fin de eliminar el petróleo y otros productos de oxidación en los vapores suspendidos sobre unidades concretas (por ejemplo, en la producción de betún, plataformas de carga).
- La incineración de los gases se debe llevar a cabo a temperatura elevada (aproximadamente 800 °C) para garantizar la eliminación total de los componentes de menor concentración (por ejemplo, el H₂S, los aldehídos, los ácidos orgánicos y los componentes fenólicos) y minimizar el impacto de las emisiones y los olores.
- Con respecto a las emisiones derivadas del ácido fluorhídrico, los dispositivos de venteo de las plantas de alquilación deben recogerse y neutralizarse para eliminar el ácido fluorhídrico en un lavador de gases antes de enviarlos a la antorcha.
- Con respecto a la nafta, la gasolina, el metanol/etanol y los éteres —incluidos el MTBE, el ETBE y el TAME—, las plataformas de carga/descarga deben disponer de controles de vapor, por ejemplo, unidades de recuperación de vapor.
- En las **guías sobre MASS para las terminales de productos de crudo y petróleo** se incluyen orientaciones adicionales para la prevención y el control de emisiones fugitivas procedentes de los depósitos de almacenamiento.

³ Centro Común de Investigación (JRC) de la Comisión Europea (CE), *Best Available Techniques Reference (BREF) Document for the Refining of Mineral Oil and Gas* (Documento de referencia sobre las mejores técnicas disponibles para el refinado de petróleo mineral y gas) (2015).

Óxidos de nitrógeno

19. El NO_x puede provenir de calderas, calentadores de proceso, hornos, unidades combinadas de calor y electricidad (CCE), turbinas de gas, regeneradores de craqueo catalítico en lecho fluido (CCLF), y también de antorchas y otras unidades de proceso y de combustión. Existen tres mecanismos de formación de NO_x: el NO_x combustible (debido al contenido de nitrógeno en el combustible), el NO_x térmico (debido al nitrógeno en el aire a altas temperaturas y las condiciones de exceso de aire durante la combustión), y el NO_x inmediato (debido a la reacción del nitrógeno [N₂] atmosférico con radicales libres como C, CH y fragmentos de CH₂ derivados del combustible en las primeras etapas de la combustión). Para reducir las emisiones de NO_x, los quemadores de baja emisión de NO_x son la tecnología más frecuentemente instalada en los dispositivos de combustión, mientras que el control de las emisiones de NO_x asociado con el CCLF generalmente supone la consideración de tecnologías de reducción catalítica selectiva (RCS) o de eliminación térmica de NO_x.

20. El amoníaco (NH₃) que se forma durante el proceso de la hidrosulfurización de la nafta y el gasóleo se incorpora como componente del gas ácido de alimentación del reactor térmico de la URA y se convierte en NO_x combustible. Además, en la URA se forma NO_x térmico debido a la oxidación a altas temperaturas (aproximadamente 1400 °C) del nitrógeno procedente del aire del proceso.

21. Además de las orientaciones para el manejo de estas cuestiones que se presentan en las **guías generales sobre MASS**, las medidas recomendadas de prevención y minimización de la contaminación incluyen la combustión del aire a altas temperaturas (HiTAC), también conocida como combustión sin llama (o incolora). Puede usarse en las URA, especialmente en aquellas donde se emplean corrientes de gas ácido pobre, que no pueden quemarse sin el uso de combustible auxiliar o sobreoxigenación en condiciones estándar. Con el uso de la HiTAC, las corrientes de gas ácido pobre pueden quemarse con campos térmicos uniformes sin la necesidad de enriquecer el combustible ni añadir oxígeno adicional. La distribución uniforme de la temperatura favorece una quema limpia y eficiente, con la ventaja adicional de reducir considerablemente la emisión de NO_x, CO e hidrocarburos.

Óxidos de azufre

22. Las emisiones de óxidos de azufre (SO_x) y el H₂S pueden provenir de calderas, calentadores y otras unidades de proceso (URA, regeneradores de CCLF, antorchas, remoción de aguas residuales, incineradores de emisiones de gases incondensables, operaciones de descoquización, y calcinaciones de coque). Las emisiones variarán según el contenido de azufre del petróleo crudo procesado, del contenido de azufre del combustible quemado, del grado de recuperación de azufre y del nivel de controles de emisiones de SO_x. Las emisiones de dióxido de azufre (SO₂) y trióxido de azufre (SO₃) pueden provenir de la regeneración de ácido sulfúrico en el proceso de alquilación con ácido sulfúrico. El SO₂ de las emisiones de gases de una refinería puede tener niveles de concentración iniciales de 1500 a 7500 miligramos por metro cúbico (mg/m³)⁴.

23. Para reducir las emisiones de SO_x y mejorar la calidad del producto, las corrientes de la refinería que contienen azufre generalmente se dirigen a unidades de hidrotreamiento donde el hidrógeno se combina con el azufre para formar H₂S; esto, a su vez, se dirige a la unidad de aminas, desde donde se envía una

⁴ Oficina Europea de Prevención y Control Integrados de la Contaminación (EIPPCB) de la CE, *Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Refineries* (2003).

única corriente, con una concentración elevada de H₂S a la URA, que generalmente tiene como base el proceso Claus⁵.

24. Entre las medidas recomendadas para minimizar y prevenir la contaminación se incluyen las siguientes:

- Reducir al mínimo las emisiones de SO_x, en la medida que sea viable, a través de la desulfuración de los combustibles, o dirigiendo la utilización de combustibles con alto contenido de azufre hacia unidades equipadas con controles de emisiones de SO_x.
- Recuperar el azufre de los gases de cola utilizando URA de alta eficiencia (por ejemplo, unidades Claus equipadas con la sección específica de tratamiento de gases de cola [TGC])⁶.
- Instalar lavadores de gas con una solución de hidróxido sódico para tratar los gases de combustión (lavado cáustico de las corrientes de gas ácido para eliminar ácidos) procedentes de las torres de absorción de la unidad de alquilación.

Partículas sólidas

25. Las emisiones de partículas sólidas en las unidades de la refinería están asociadas a los gases de combustión procedentes de los hornos y las calderas, las partículas finas de catalizador emitidas por las unidades de regeneración de craqueo catalítico en lecho fluido y otros procesos químicos basados en catalizadores, la manipulación del coque de petróleo, las partículas finas y las cenizas generadas durante la incineración de los lodos, y la descoquización y soplado de hollín de hornos y antorchas. Las partículas sólidas pueden contener metales (por ejemplo, vanadio y níquel). Las partículas condensables denominadas PM_{2.5} (como nitratos, sulfatos) son otro tipo de emisiones de partículas. Las medidas dirigidas a controlar las partículas sólidas pueden también contribuir al control de las emisiones de metales procedentes del refinado del petróleo⁷.

26. Entre las medidas recomendadas para minimizar y prevenir la contaminación se incluyen las siguientes:

- En las grandes fuentes de emisiones de partículas sólidas, como las unidades de regeneración de las UCCLF y los incineradores de lodo, instalar dispositivos de control de la contaminación del aire de alta eficiencia (como bolsas filtrantes, precipitadores electrostáticos, lavadores de gas, ciclones de tres etapas). Considerar la implementación de estas tecnologías junto con las tecnologías de control de emisiones de NO_x y SO_x (por ejemplo, lavadores de gas húmedo) si corresponde aplicar un control de PM_{2.5}. Con la combinación de estas técnicas se puede conseguir una disminución de las partículas sólidas superior al 99 %.
- Implementar técnicas para la reducción de emisiones de partículas sólidas durante la manipulación del coque, entre ellas:
 - almacenar el coque de petróleo (coque verde) a granel en recintos cerrados protegidos;
 - mantener el coque constantemente húmedo;
 - cortar el coque en una trituradora y transportarlo a un silo de almacenamiento intermedio

⁵ Véase el anexo A: "Descripción general de las actividades del sector del petróleo".

⁶ Cuando la concentración de sulfuro de hidrógeno en los gases de cola es considerable, se debe utilizar un sistema de recuperación de azufre con una recuperación de al menos el 97 %, pero preferentemente de más del 99 %.

⁷ Centro Común de Investigación (JRC) de la Comisión Europea (CE), *Best Available Techniques Reference (BREF) Document for the Refining of Mineral Oil and Gas* (Documento de referencia sobre las mejores técnicas disponibles para el refinado de petróleo mineral y gas) (2015).

- (*hydrobins*);
- rociar el coque con una capa fina de gasóleo para adherir el polvo fino al coque;
- utilizar cintas transportadoras cubiertas con sistemas de extracción para mantener una presión negativa;
- utilizar sistemas de aspiración para extraer y recoger el polvo de coque;
- transportar en forma neumática las partículas finas recogidas en los ciclones a un silo equipado con filtros de aire de salida y reciclar dichas partículas almacenándolas.
- Considerar el cambio de combustible; por ejemplo, reemplazar fuelóleo pesado por fuelóleo liviano, gas natural o gas de refinería.

Gases de efecto invernadero

27. El dióxido de carbono (CO₂) y el metano (CH₄) son los principales gases de efecto invernadero (GEI) emitidos por la industria del refinado del petróleo y pueden producirse en cantidades considerables durante el refinado del petróleo y los procesos de combustión relacionados. Es posible que durante la recuperación in situ de los metales nobles del catalizador agotado se viertan a la atmósfera dióxido de carbono y otros gases (por ejemplo, el N₂O). Las emisiones acumuladas de GEI deben cuantificarse anualmente usando metodologías reconocidas a nivel internacional.

28. Los responsables de explotación deben contemplar, ya sea en la etapa de diseño o al momento de considerar reformas importantes orientadas a la optimización, la incorporación de mejoras en las fuentes de combustión fijas (como las calderas de generación de vapor, los calentadores de proceso, los sistemas combinados de calor y electricidad), la actualización de los sistemas de gas combustible y antorchas, y la instalación de unidades de recuperación de energía/calor residual para minimizar las emisiones de GEI. El objetivo general debe ser reducir las emisiones de GEI y evaluar opciones rentables para reducir dichas emisiones que sean técnicamente viables⁸. En las **guías generales sobre MASS** se incluyen recomendaciones adicionales para el manejo de los GEI, además de medidas de eficiencia energética y conservación de la energía.

Aguas residuales

Aguas residuales de procesos industriales

29. Un volumen considerable de las aguas residuales del refinado de petróleo está conformado por aguas residuales de proceso “ácidas” y aguas residuales de proceso no aceitosas/no ácidas. Las aguas residuales ácidas se generan a partir del desalado, el fraccionamiento, la destilación al vacío, el pretratamiento, la hidrodesulfurización de destilados medios y ligeros, el hidrocraqueo, el craqueo catalítico, la coquización y la viscorreducción/el craqueo térmico. Las aguas residuales ácidas pueden estar contaminadas con hidrocarburos, H₂S, NH₃, compuestos orgánicos de azufre (mercaptanos R-S-H), ácidos orgánicos y fenol. Las aguas residuales de proceso con alto contenido de H₂S o NH₃ se tratan en la unidad de separación de aguas ácidas (USAA) para eliminar estos y otros compuestos, antes de ser recicladas para usos en procesos internos, o antes de su tratamiento final y eliminación a través de una

⁸ Puede encontrar información detallada sobre las oportunidades para incrementar la eficiencia energética en las refinerías de petróleo en el documento de la Universidad de California titulado *Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for Petroleum Refineries* (2005), <http://repositories.cdlib.org/cgi/viewcontent.cgi?article=3856&context=lbni>, y en el de la Agencia de Protección Ambiental (EPA) de los Estados Unidos, *Available and Emerging Technologies for Reducing Greenhouse Gas Emissions from the Petroleum Refining Industry* (2010).

unidad de tratamiento de aguas residuales in situ. Las aguas residuales de proceso no aceitosas/no ácidas son una causa potencial de problemas en las plantas de tratamiento de aguas residuales (PTAR). Las corrientes de residuos que se generan en las plantas de desmineralización y en las purgas de las calderas, si se neutralizan de manera incorrecta, pueden extraer a la fase acuosa los fenoles de la fase oleosa, así como favorecer la formación de emulsiones en la PTAR. Las aguas residuales líquidas también pueden provenir de escapes o fugas accidentales de pequeñas cantidades de productos procedentes de los equipos de proceso, la maquinaria y las zonas/depósitos de almacenamiento. El agua ácida ya tratada generalmente regresa a la USAA para su separación, en lugar de enviarse a la planta de tratamiento de aguas residuales de una refinería.

30. Las prácticas recomendadas para el manejo de las aguas residuales de proceso incluyen las siguientes:

- prevención y control de emisiones accidentales de líquidos a través de inspecciones regulares y de tareas de mantenimiento de los depósitos de almacenamiento y sistemas de transporte, incluidas las prensaestopas de las bombas y válvulas y otros posibles puntos de fuga de emisiones, además de la implementación de planes de respuesta en caso de derrames;
- provisión de suficiente capacidad de almacenamiento de fluidos de procesos para maximizar la reincorporación al proceso y, en consecuencia, evitar el vertido masivo de dichos líquidos en el sistema de drenaje de aguas residuales aceitosas;
- diseño y construcción de embalses de contención para el almacenamiento de materiales peligrosos y aguas residuales, con superficies impermeables adecuadas para evitar la infiltración de aguas contaminadas en el suelo y en las aguas subterráneas;
- separación de las aguas residuales de proceso y las aguas pluviales, y segregación de los embalses de contención de aguas residuales y materiales peligrosos;
- implementación de buenas prácticas de manejo interno, lo que incluye el transporte de productos sobre zonas pavimentadas y la recolección inmediata de pequeños vertidos.

31. Para el manejo de las corrientes de aguas residuales individuales se deberán tener en cuenta disposiciones específicas, entre las que se incluyen las siguientes:

- Dirigir la soda cáustica agotada proveniente de las unidades de endulzamiento y tratamiento químico al sistema de tratamiento de aguas residuales después de la oxidación del hidróxido sódico.
- Dirigir el licor cáustico agotado proveniente de la oxidación del hidróxido sódico (que contiene tiosulfatos solubles, sulfitos y sulfatos) al sistema de tratamiento de aguas residuales.
- Instalar un sistema cerrado de drenaje para recoger y recuperar las fugas y vertidos de MTBE, ETBE y TAME. Estas sustancias no responden a tratamientos biológicos y debe evitarse que penetren y afecten de manera negativa al sistema de tratamiento de aguas residuales.
- Si se encuentran presentes en las instalaciones, las aguas residuales ácidas y cáusticas procedentes de la preparación de agua desmineralizada deben neutralizarse antes de proceder al vertido en el sistema de tratamiento de aguas residuales.
- Enfriar las aguas residuales provenientes de las purgas de los sistemas de generación de vapor antes de verterlas. Estas aguas residuales, así como las de las purgas de las torres de agua de refrigeración, pueden contener aditivos (por ejemplo, biocidas) y requerir tratamiento en la PTAR antes de proceder al vertido.
- El agua contaminada con hidrocarburos procedente de las actividades de limpieza programadas durante la revisión de las instalaciones y las aguas residuales que contienen hidrocarburos

procedentes de fugas de procesos deben tratarse en la PTAR.

Tratamiento de aguas residuales de procesos

32. Las técnicas de tratamiento de aguas residuales de procesos industriales en este sector incluyen la separación de las fuentes y el pretratamiento de corrientes de aguas residuales concentradas. Los pasos típicos para el tratamiento de aguas residuales incluyen:

- filtros de grasas, raseras de petróleo, separadores de placas coalescentes, flotación por aire disuelto a presión o separadores de aceite-agua para la separación de aceites y sólidos flotantes;
- filtración para la separación de sólidos filtrables;
- compensación de flujo y carga;
- sedimentación para disminuir los sólidos en suspensión utilizando clarificadores;
- tratamiento biológico —generalmente tratamiento aeróbico— para la reducción de materia orgánica soluble, medida como demanda biológica de oxígeno (DBO);
- eliminación de nutrientes químicos o biológicos para la reducción de nitrógeno y fósforo;
- cloración de las aguas residuales cuando se necesita desinfectar;
- desecación y eliminación de residuos en vertederos destinados a residuos peligrosos.

33. Se pueden requerir controles técnicos adicionales para lo siguiente: i) el almacenamiento y tratamiento de compuestos orgánicos volátiles separados en operaciones de distintas unidades del sistema de tratamiento de aguas residuales, ii) la eliminación avanzada de metales utilizando la tecnología de filtración por membrana u otras tecnologías de tratamiento físico/químico, iii) la eliminación de los compuestos orgánicos recalcitrantes y la demanda química de oxígeno (DQO) no biodegradable utilizando carbón activado u oxidación química avanzada, iv) reducción de la toxicidad de las aguas residuales utilizando la tecnología apropiada (como osmosis inversa, intercambio iónico, carbón activado), y v) confinamiento y neutralización de los olores molestos.

34. En las **guías generales sobre MASS** se analizan el manejo de aguas residuales industriales y ejemplos de los métodos de tratamiento. Con la aplicación de estas tecnologías y de las técnicas recomendadas para el manejo de aguas residuales, las instalaciones deberán cumplir los valores indicativos para el vertido de aguas residuales según se detalla en el cuadro correspondiente de la sección 2 de este documento.

Consumo de agua y otras corrientes de aguas residuales

35. En las **guías generales sobre MASS** se proporciona orientación sobre el manejo de aguas residuales no contaminadas procedentes de operaciones de servicios públicos, aguas pluviales no contaminadas y aguas de alcantarillado. Las corrientes contaminadas deberán desviarse hacia el sistema de tratamiento de aguas residuales de procesos industriales. En las **guías generales sobre MASS** se incluyen también recomendaciones para reducir el consumo de agua, especialmente en los sitios donde escasea.

36. Agua de pruebas hidrostáticas: Las pruebas hidrostáticas de los equipos y las líneas de conducción implican pruebas de presión llevadas a cabo con agua (generalmente agua bruta filtrada) con el fin de comprobar la integridad del sistema y detectar posibles fugas. Con frecuencia se añaden aditivos químicos

al agua dulce (por ejemplo, un inhibidor de corrosión, un barredor de oxígeno y un colorante) para prevenir la corrosión interna y poder identificar puntos de fuga. En el manejo de las aguas de las pruebas hidrostáticas, se aplicarán las siguientes medidas de prevención y control de la contaminación:

- utilizar la misma agua para múltiples pruebas;
- reducir la necesidad de utilizar inhibidores de corrosión y otros compuestos químicos minimizando el tiempo de permanencia del agua de prueba en el equipo o línea de conducción;
- si es necesario emplear compuestos químicos, seleccionar aquellos que sean eficaces y tengan el menor potencial de toxicidad, biodisponibilidad y bioacumulación, y el mayor grado de biodegradabilidad.

37. Si la única alternativa posible para eliminar las aguas procedentes de la prueba hidrostática es verterlas en el mar o en cuerpos de agua superficiales, se elaborará un plan para la eliminación en el que se tendrán en cuenta los puntos de vertido, la velocidad a la que se llevará a cabo el vertido, la utilización y dispersión de productos químicos, el riesgo ambiental y las labores de seguimiento necesarias. Se deberá evitar el vertido de las aguas de pruebas hidrostáticas en aguas costeras poco profundas.

Manejo de materiales peligrosos

38. En las instalaciones destinadas al refinado de petróleo se producen, utilizan y almacenan cantidades significativas de materiales peligrosos, tanto materias primas como productos intermedios y finales y productos derivados. En la **guía sobre MASS para las terminales de productos de crudo y petróleo** y en las **guías generales sobre MASS** se exponen las prácticas recomendadas para el manejo de materiales peligrosos, incluida su manipulación, almacenamiento y transporte.

Residuos

39. A partir de los procesos de refinado y de las operaciones de mantenimiento, se genera un gran número de residuos voluminosos, tanto peligrosos como no peligrosos. En las **guías generales sobre MASS** se incluye orientación general sobre el almacenamiento, la manipulación, el tratamiento y la eliminación de los residuos peligrosos y no peligrosos.

Catalizadores agotados

40. Los catalizadores agotados proceden de las distintas unidades de procesos del refinado de petróleo, incluido el pretratamiento y el reformador catalítico; la hidrodeshidrosulfurización de destilados medios y ligeros; el hidrocrackeo; el crackeo catalítico en lecho fluido (CCLF); el crackeo catalítico de residuos (CCR); la producción de MTBE/ETBE y TAME; la isomerización de butanos; la unidad de hidrogenación de dienos e hidroisomerización de butilenos; la regeneración de ácido sulfúrico; la hidrodeshidrosulfurización catalítica selectiva y las plantas de hidrógeno y azufre. Los catalizadores agotados pueden contener molibdeno, níquel, cobalto, platino, paladio, hierro vanadio, cobre y sílice o alúmina, como portadores. Hay varios tipos de catalizadores agotados, y sus propiedades fisicoquímicas influyen en su manejo. Los dos elementos principales que deben tenerse en cuenta son si el catalizador específico se considera “peligroso” o “no peligroso”, y si los metales que contiene son valiosos o recuperables. El análisis de estos factores afectará directamente el manejo de un catalizador agotado.

41. Entre las estrategias de manejo recomendadas para los catalizadores peligrosos se incluyen las siguientes:

- empleo de catalizadores de larga duración y uso de la regeneración para extender su duración;
- aplicación de métodos apropiados de manipulación y almacenamiento in situ para evitar las reacciones exotérmicas no controladas;
- devolución de los catalizadores agotados al fabricante para su posterior regeneración o recuperación, o transporte a otras empresas externas para la manipulación, el reciclado/recuperación de metales preciosos o pesados, y la eliminación de conformidad con las recomendaciones sobre manejo de residuos industriales incluidas en las **guías generales sobre MASS**.

Otros residuos peligrosos

42. Además de los catalizadores peligrosos agotados, entre los residuos industriales peligrosos se incluyen disolventes, filtros, esencias minerales, agentes endulzantes usados, aminas agotadas en la eliminación de CO₂, H₂S y sulfuro de carbonilo (COS), filtros de carbón activado y lodos aceitosos procedentes de los separadores de aceite-agua y los desaladores, las emulsiones o los fondos de los depósitos, y los fluidos de mantenimiento o de funcionamiento usados o agotados (por ejemplo, aceites y líquidos para pruebas). Otros residuos peligrosos, incluidos los lodos contaminados, los lodos procedentes de la purificación del circuito de la bomba de agua, tamices moleculares agotados y alúmina agotada procedente de la alquilación con ácido fluorhídrico, pueden generarse en los depósitos de almacenamiento de crudo, en el desalado y fraccionamiento, la coquización, los secadores de corrientes de butano, propano y propileno y la isomerización de los butanos. Las PTAR y las cubas/lagunas generan lodos que posiblemente sea necesario considerar como residuos peligrosos, dependiendo del proceso de tratamiento propiamente dicho y del ingreso de aguas residuales.

43. Las aguas de procesos industriales deben analizarse y clasificarse como peligrosas o no peligrosas en consonancia con las normas locales o los métodos aceptados internacionalmente. En las **guías generales sobre MASS** se incluye orientaciones detalladas sobre el almacenamiento, la manipulación, el tratamiento y la eliminación de residuos peligrosos y no peligrosos.

44. Entre las estrategias recomendadas para el manejo de residuos peligrosos específicas de este sector industrial se incluyen las siguientes:

- Enviar los lodos aceitosos —como los procedentes de los depósitos de almacenamiento de petróleo crudo (drenaje del fondo) y el desalador (drenaje del fondo)— al tambor de coquización retardada, cuando se considere oportuno, para recuperar los hidrocarburos.
- Asegurarse de que no se lleva a cabo un craqueo excesivo en la unidad de viscorreducción para evitar la producción de un fuelóleo inestable que provoque un aumento en la formación de lodos y sedimentos durante el almacenamiento.
- Potenciar al máximo la recuperación del aceite de los lodos y las aguas residuales aceitosas. Reducir al mínimo las pérdidas de aceite en el sistema de aguas residuales. El petróleo se puede recuperar de los *slops* utilizando técnicas de separación (por ejemplo, separadores por gravedad y centrifugadoras).
- El tratamiento de los lodos puede incluir la aplicación en el terreno (biorremediación), o la extracción de disolventes seguida de la combustión de los residuos o el uso en hornos de asfalto o cemento, cuando sea viable. En algunos casos, puede ser necesario estabilizar los residuos

antes de eliminarlos para reducir la filtración de metales tóxicos. Cuando no se tratan, los lodos peligrosos procedentes de las refinerías de petróleo crudo deben eliminarse en vertederos seguros, como se indica en las **guías generales sobre MASS**.

Residuos no peligrosos

45. La alquilación con ácido fluorhídrico produce lodos de neutralización que pueden contener fluoruro cálcico, hidróxido cálcico, carbonato cálcico, fluoruro de magnesio, hidróxido de magnesio y carbonato magnésico. Después del secado y la compresión, se pueden comercializar para distintos usos —en acerías, por ejemplo— o se pueden depositar en vertederos. En las **guías generales sobre MASS** se incluyen orientaciones detalladas sobre el almacenamiento, la manipulación, el tratamiento y la eliminación de residuos no peligrosos.

Ruido

46. Entre las principales fuentes de ruido en las instalaciones dedicadas al refinado de petróleo se incluyen las grandes máquinas rotativas, como compresores y turbinas, bombas, motores eléctricos, enfriadores de aire (si corresponde), fuelles, ventiladores y calentadores. Asimismo, las fugas de vapor, si son considerables, pueden generar ruido. Durante la despresurización de emergencia, se pueden generar niveles altos de ruido debido a los gases a alta presión que se envían a la antorcha o a la liberación de vapor en la atmósfera. En las **guías generales sobre MASS** se incluyen recomendaciones generales para el manejo del ruido.

1.2 Salud y seguridad ocupacional

47. Los peligros en materia de salud y seguridad ocupacional que pueden surgir durante la construcción y el desmantelamiento de las instalaciones destinadas al refinado de petróleo son similares a los de otras instalaciones industriales, y su manejo se trata en las **guías generales sobre MASS**.

48. Como enfoque general, la planificación de la gestión de salud y seguridad de los procesos debe incluir la adopción de un método sistemático y estructurado para la prevención y el control de los peligros físicos, químicos, biológicos y radiológicos que pueden afectar la salud y la seguridad, descritos en las **guías generales sobre MASS**.

49. Los peligros de salud y seguridad ocupacional graves deben evitarse implementando un programa de manejo de la seguridad de los procesos que incluya todos los elementos mínimos descritos en las **guías generales sobre MASS**, incluidos los siguientes:

- Estudio de los riesgos en todas las instalaciones, que debe abarcar un análisis pormenorizado de las consecuencias (por ejemplo, un análisis de modos y efectos de fallas [FMEA], un estudio de identificación de riesgos [HAZID], un análisis de riesgos y operabilidad [HAZOP], o una evaluación cuantitativa de los riesgos [QRA]). Idealmente, este análisis debe llevarse a cabo junto con las labores iniciales de ingeniería y diseño (FEED) y con el diseño detallado de ingeniería antes de la puesta en marcha.
- Capacitación de los empleados en cuestiones relacionadas con los peligros operativos.
- Procedimientos para el manejo de los cambios en las operaciones, estudio de los peligros de los procesos, mantenimiento de la integridad mecánica, revisión previa a la puesta en

funcionamiento, permisos de trabajo a temperaturas elevadas, sistemas de trabajo seguros y otros aspectos esenciales de la seguridad de los procesos incluidos en las **guías generales sobre MASS**.

- Sistema de manejo del transporte seguro, según se especifica en las **guías generales sobre MASS**, si el proyecto incluye un componente de transporte de materias primas o materiales procesados.
- Procedimientos para la manipulación, el transporte y el almacenamiento de materiales peligrosos.

50. Los peligros más importantes para la salud y seguridad ocupacional que predominan durante la fase operativa de las instalaciones de refinado de petróleo incluyen principalmente los siguientes:

- seguridad de los procesos;
- atmósfera con deficiencia de oxígeno;
- peligros químicos;
- incendios y explosiones.

Seguridad de los procesos

51. Se deberán implementar programas de seguridad de los procesos debido a las características específicas de este sector, que incluyen reacciones químicas complejas, utilización de materiales peligrosos (por ejemplo, compuestos tóxicos, reactivos, volátiles, inflamables o explosivos) y reacciones de escalones múltiples.

52. El manejo de la seguridad en los procesos incluye las siguientes medidas:

- pruebas de los peligros físicos de los materiales y las reacciones;
- análisis de peligros para revisar las prácticas químicas y de ingeniería del proceso, incluyendo la termodinámica y la cinética;
- rutinas eficaces de mantenimiento preventivo y examen de la integridad mecánica de los servicios auxiliares y equipos de proceso;
- capacitación y desarrollo profesional de los operadores y técnicos;
- creación de sistemas de trabajo seguro y elaboración de instrucciones operativas y procedimientos de respuesta ante situaciones de emergencia.

Atmósfera con deficiencia de oxígeno

53. La posible emisión y acumulación de gas nitrógeno en las zonas de trabajo podría generar condiciones asfixiantes debido al desplazamiento del oxígeno. Entre las medidas de prevención y control dirigidas a reducir los riesgos de emisiones de gases asfixiantes se incluyen las siguientes:

- diseño e instalación de sistemas de ventilación para garantizar los niveles de nitrógeno apropiados de conformidad con las normas del sector;
- instalación de un sistema automático de parada de emergencia que permita detectar y advertir por medio de una alarma la emisión no controlada de nitrógeno (incluida la presencia de

- atmósferas con deficiencia de oxígeno en zonas de trabajo⁹), poner en marcha automáticamente la ventilación forzosa y detener los equipos para reducir al mínimo la duración de las emisiones;
- implementar procedimientos de acceso a espacios reducidos tal y como se describen en las **guías generales sobre MASS**, teniendo en cuenta los peligros específicos de las instalaciones.

Peligros químicos

54. Las emisiones de ácido fluorhídrico, monóxido de carbono, metanol y H₂S pueden presentar peligros por exposición ocupacional. Las fugas de H₂S se pueden producir por regeneración de aminas en las unidades de tratamiento de aminas, y en las URA. Asimismo, pueden producirse escapes de CO en las unidades de CCLF y de CCR y en la sección de producción de gas sintético de la planta de hidrógeno. La mezcla de CO con el aire es explosiva y se puede producir un reencendido espontáneo explosivo. El H₂S representa un peligro inmediato de incendio cuando se mezcla con el aire.

55. Los trabajadores pueden estar expuestos a peligros por inhalación (por ejemplo, de H₂S, CO, COV, HAP) durante las operaciones habituales de la planta. Entre los peligros para la piel se puede incluir el contacto con ácidos, vapor y superficies calientes. Los peligros químicos se deberán manejar en función del resultado de un estudio sobre seguridad en el trabajo e higiene industrial, y de conformidad con las orientaciones en materia de salud y seguridad ocupacional incluidas en las **guías generales sobre MASS**. Entre las medidas de protección se incluyen la capacitación de los trabajadores, los sistemas de permisos de trabajo, el uso de equipos de protección personal (EPP), y los sistemas de detección de gases tóxicos con alarmas¹⁰.

Ácido fluorhídrico

56. Los trabajadores pueden quedar expuestos al ácido fluorhídrico (HF) en la unidad de alquilación con HF. Las medidas de seguridad incluyen las siguientes¹¹:

- Reducir la volatilidad del HF incorporando los aditivos apropiados para disminuir la presión de vapor.
- Minimizar el volumen de retenciones de HF (inventario de circuito).
- Diseñar la planta de forma que se limite la extensión de la zona expuesta a los peligros potenciales del HF y se disponga de salidas de emergencia para los trabajadores.
- Identificar claramente las zonas peligrosas debido a la acción del HF e indicar dónde se deberá utilizar EPP.
- Implementar un procedimiento de descontaminación de los trabajadores en una zona destinada a tal efecto.

⁹ Las zonas de trabajo donde puedan generarse una atmósfera deficiente en oxígeno deberán estar equipadas con sistemas de seguimiento de zona capaces de detectar dichas condiciones. Los trabajadores también deberán estar equipados con sistemas personales de seguimiento. Ambos sistemas dispondrán de una alarma configurada para activarse cuando la concentración de O₂ en el aire sea del 19,5 %.

¹⁰ Las cuestiones sobre salud y seguridad y las estrategias de prevención y control asociadas con el refinado de petróleo, incluidos los peligros químicos y los riesgos de incendio y explosiones se describen de manera detallada en el *Manual técnico* de la Administración de Seguridad y Salud Ocupacional (OSHA), sección IV, "Peligros para la seguridad", capítulo 2 (1999), "Proceso de refinación de petróleo", disponible en http://www.osha.gov/dts/osta/otm/otm_iv/otm_iv_2.html.

¹¹ En la práctica recomendada (*recommended practice*) 751 del Instituto Americano del Petróleo (API), "Safe Operation of Hydrofluoric Acid Alkylation Units" (Funcionamiento seguro de las unidades de alquilación de ácido fluorhídrico) (tercera edición, junio de 2007), podrá encontrar recomendaciones para la manipulación de dicho ácido.

- Establecer una distancia de seguridad entre la unidad de alquilación con HF, otras unidades de procesos y los límites de la refinería.
- Utilizar sistemas de lavado de gases para neutralizar y eliminar el HF antes de enviarlo a la antorcha.
- Utilizar una cuba de neutralización de HF para las aguas residuales antes de verterlas en el sistema de aguas residuales aceitosas de la refinería.
- Utilizar un tanque exclusivo para recoger los alquilatos y medir rutinariamente el pH antes de enviarlos a la mezcla de gasolinas.
- Tratar los butanos y propanos en los desfluorizadores de alúmina para destruir los fluoruros orgánicos y, a continuación, con un álcali para eliminar cualquier resto de HF.
- El transporte del HF desde o hacia la planta se deberá realizar de conformidad con las orientaciones sobre el transporte de productos peligrosos incluidas en las **guías generales sobre MASS**.

Incendios y explosiones

57. Los peligros de incendio y explosiones generados por las operaciones de los procesos incluyen las emisiones accidentales de gases sintéticos (que contienen monóxido de carbono e hidrógeno), oxígeno, metanol y gases de refinería. Las emisiones de gases de refinería pueden provocar “**dardos de fuego**” si se inflaman en la zona de emisión, o pueden dar lugar a una explosión de nube de vapores, a una bola de fuego o a una llamarada, según la cantidad de material inflamable implicada y del grado de confinamiento de la nube. El metano, el hidrógeno, el monóxido de carbono y el H₂S pueden inflamarse incluso sin que haya fuentes de encendido si exceden sus respectivas temperaturas de autoencendido, de 580 °C, 500 °C, 609 °C y 260 °C, respectivamente. Los derrames de líquidos inflamables en las instalaciones destinadas al refinado de petróleo pueden provocar **incendios en charco**. Los peligros de explosiones también pueden estar asociados a la acumulación de vapores en los depósitos de almacenamiento (por ejemplo, ácido sulfúrico y betún).

58. Las medidas recomendadas para prevenir y controlar los riesgos de incendio y explosiones derivados de las operaciones de los procesos incluyen las siguientes¹²:

- Diseñar, construir y operar las refinerías de petróleo de conformidad con las normas internacionales¹³ para la prevención y el control de los peligros de incendio y explosiones, incluidas las disposiciones relativas a la separación de las zonas de procesos, almacenamiento, servicios auxiliares y seguridad. Las distancias de seguridad pueden establecerse sobre la base de estudios específicos realizados en la instalación, evaluaciones cuantitativas de los riesgos (QRA) y las normas reconocidas internacionalmente sobre seguridad contra incendios¹⁴.
- Disponer de sistemas de alerta temprana, por ejemplo, la verificación de la presión de los

¹² En la práctica recomendada 2001 de la API, “Fire Protection in Refineries” (Protección contra incendios en refinerías) (2012), se incluyen otras recomendaciones relacionadas con los peligros de incendios y explosiones.

¹³ Un ejemplo de buenas prácticas puede encontrarse en el código 30 de la Asociación Nacional de Protección contra Incendios (NFFA) de los Estados Unidos, titulado “Flammable and Combustible Liquids” (Líquidos inflamables y combustibles) (Quincy, Massachusetts, NFFA, 2003), disponible en <http://www.nfpa.org/>. En la práctica recomendada 2003 de la API, titulada “Protection Against Ignitions Arising Out of Static, Lightning, and Stray Currents” (Protección contra encendidos provocados por estática, rayos y corrientes de fuga), se ofrecen más orientaciones para minimizar la exposición a la electricidad estática y a los rayos.

¹⁴ En el código 30 (2003) de la NFFA de los Estados Unidos se puede encontrar información adicional sobre espacios seguros.

sistemas de transporte de líquidos y gases, además de la detección de calor y humo en caso de incendio.

- Evaluar el potencial de acumulación de vapor en los depósitos de almacenamiento e implementar técnicas de control y prevención (por ejemplo, la inertización con nitrógeno para el almacenamiento de ácido sulfúrico y betún).
- Evitar las posibles fuentes de ignición (por ejemplo, configurando el diseño de los conductos para evitar derrames sobre conductos, equipos y máquinas rotativas con elevadas temperaturas).
- Establecer medidas de protección pasiva contra incendios dentro de la zona de incendio proyectada que sean capaces de resistir la temperatura de las llamas durante el tiempo suficiente para que el operador pueda aplicar la estrategia apropiada para apagar el incendio.
- Limitar las zonas que puedan verse afectadas por fugas accidentales de líquidos inflamables, para lo cual se deberá:
 - definir las zonas de incendio y equiparlas con un sistema de drenaje apropiado para recoger y transportar los líquidos inflamables liberados accidentalmente a una zona de contención segura, incluida la contención secundaria de los tanques de almacenamiento;
 - instalar tabiques divisorios resistentes al fuego y a las ondas expansivas en las zonas donde no se puedan respetar las distancias de separación apropiadas;
 - diseñar el sistema de aguas residuales aceitosas de modo de evitar la propagación de incendios.

59. En la **guía sobre MASS para las terminales de productos de crudo y petróleo** se incluyen recomendaciones adicionales sobre el manejo de los peligros de incendio y explosiones asociados al almacenamiento de petróleo crudo.

1.3 Salud y seguridad de la comunidad

60. Los impactos en la salud y la seguridad de la comunidad durante la construcción y el desmantelamiento de refinerías de petróleo son los mismos que los de la mayoría de las instalaciones industriales, y se analizan en las **guías generales sobre MASS**.

61. Los peligros más significativos para la salud y la seguridad de la comunidad asociados a las refinerías de petróleo surgen durante la fase operativa, y entre ellos figura el riesgo de que se produzcan accidentes importantes relacionados con incendios y explosiones en las instalaciones, y las posibles fugas accidentales de materias primas o productos acabados durante el transporte al exterior de la planta de procesamiento. Tanto en el presente documento como en las **guías generales sobre MASS** se ofrecen orientaciones sobre el manejo de estas cuestiones.

62. En las **guías sobre MASS para el transporte marítimo, para ferrocarriles y para puertos** y en la **guía sobre MASS para las terminales de productos de crudo y petróleo** se incluye orientación pertinente adicional aplicable al transporte marítimo y ferroviario, así como a las instalaciones ubicadas en zonas costeras.

Peligros graves¹⁵

63. Los peligros para la seguridad más significativos se relacionan con la manipulación y el almacenamiento de sustancias gaseosas y líquidas. Entre los impactos se pueden incluir la exposición significativa de los trabajadores y, potencialmente, de las comunidades vecinas, según las cantidades y los tipos de productos químicos emitidos de manera accidental y de las condiciones de reacción respecto a acontecimientos catastróficos, tales como incendios y explosiones¹⁶. En la sección 1.2 se presentan las principales medidas para reducir estos riesgos. La planificación para situaciones de emergencia, orientada a prevenir peligros graves que puedan afectar a la comunidad, debe incluir, como mínimo, la elaboración y la implementación de un plan de gestión de emergencias, preparado con la participación de autoridades locales y las comunidades que podrían verse afectadas. En las **guías generales sobre MASS** se incluyen orientaciones adicionales al respecto.

2. SEGUIMIENTO DE LOS INDICADORES DE DESEMPEÑO

2.1 Medio ambiente

Orientaciones sobre emisiones y efluentes

64. En los cuadros 1 y 2 se presentan orientaciones sobre emisiones y efluentes para el sector del refinado de petróleo. Los valores indicativos consignados correspondientes a las emisiones y efluentes de los procesos industriales (como UCCLF, URA y unidades de combustión) en este sector reflejan las buenas prácticas internacionales para la industria, recogidas en las normas pertinentes de los países que cuentan con marcos normativos reconocidos. Dichos valores deberían poder alcanzarse en condiciones normales de funcionamiento en instalaciones adecuadamente diseñadas y operadas, mediante la aplicación de las técnicas de prevención y control de la contaminación que se han analizado en las secciones anteriores de este documento.

65. Las **guías generales sobre MASS** contienen directrices sobre las emisiones relacionadas con la generación de vapor y energía en instalaciones con una capacidad igual o inferior a 50 MWt, mientras que las emisiones procedentes de turbinas, calderas y motores de centrales de mayor capacidad se analizan en la **guía sobre MASS para centrales térmicas**. En el cuadro 1 se detallan las emisiones procedentes de unidades de combustión alimentadas con múltiples combustibles, tales como calentadores de proceso y calderas, junto con las emisiones de otros procesos. Las **guías generales sobre MASS** contienen recomendaciones ambientales basadas en la carga total de emisiones.

66. Las orientaciones sobre efluentes se aplican a aquellos efluentes tratados que se vierten de manera directa en aguas superficiales para uso general. Podrán establecerse niveles de vertido específicos para el emplazamiento basándose en la disponibilidad y las condiciones de los sistemas de tratamiento y recolección de aguas de alcantarillado público o, si se vierten directamente a las aguas superficiales,

¹⁵ Las cuestiones relativas a la salud y la seguridad, y las estrategias de prevención y control asociadas con el refinado de petróleo se describen de manera detallada en el *Manual técnico* de la OSHA, sección IV "Peligros para la seguridad", capítulo 2 (1999) "Proceso de refinación de petróleo", disponible en http://www.osha.gov/dts/osta/otm/otm_iv/otm_iv_2.html.

¹⁶ En la práctica recomendada 2001 de la API, titulada "Fire Protection in Refineries" (Protección contra incendios en refinerías) (2012), se incluyen otras recomendaciones relacionadas con los peligros de incendios y explosiones.

teniendo en cuenta la clasificación del uso de la masa de agua receptora, como se describe en las **guías generales sobre MASS**.

Cuadro 1. Niveles de emisión a la atmósfera para las instalaciones de refinado de petróleo^a		
Contaminante	Unidades	Valor indicativo
NO_x^b	mg/Nm ³	300 100 para UCCLF
SO_x^c	mg/Nm ³	150 para URA; 300 para UCCLF 500
Partículas sólidas (PM₁₀)^d	mg/Nm ³	25
Vanadio^e	mg/Nm ³	5
Níquel	mg/Nm ³	1
H₂S^e	mg/Nm ³	5
<p>a. Gas seco a 3 % O₂.</p> <p>b. NO_x significa NO + NO₂ expresado en equivalente de NO₂. Valor indicativo extraído de <i>Best Available Techniques Reference (BREF) Document for the Refining of Mineral Oil and Gas</i> (Documento de referencia sobre las mejores técnicas disponibles para el refinado de petróleo mineral y gas) (2015), del Centro Común de Investigación (JRC) de la Comisión Europea (CE).</p> <p>c. SO_x significa SO₂ + SO₃ expresado en equivalente de SO₂.</p> <p>d. Valor indicativo obtenido de <i>Best Available Techniques Reference (BREF) Document for the Refining of Mineral Oil and Gas</i> (Documento de referencia sobre las mejores técnicas disponibles para el refinado de petróleo mineral y gas) (2015), del JRC de la CE. El valor indicativo correspondiente a las partículas sólidas también es válido para las UCCLF.</p> <p>e. Extraído de G.S.R. 186(E) y 820(E), Notificación del Ministerio de Medio Ambiente, Bosques y Cambio Climático de India http://moef.gov.in/division/environment-divisions/control-of-pollution-cp/guidelinesnotifications/environmental-standards/.</p>		
Cuadro 2. Niveles de efluentes líquidos para las instalaciones de refinado de petróleo^a		
Contaminante	Unidades	Valor indicativo
pH	Unidades estándar	6-9
DBO5	mg/L	30 ^b
DQO	mg/L	125 ^c
Sólidos en suspensión totales (SST)	mg/L	30
Aceite y grasa	mg/L	10
Cromo (total)	mg/L	0,5
Cromo (hexavalente)	mg/L	0,05
Cobre	mg/L	0,5
Hierro	mg/L	3
Cianuro total libre	mg/L	1 0,1
Plomo	mg/L	0,1
Níquel	mg/L	0,5
Mercurio	mg/L	0,003 ^d
Arsénico	mg/L	0,1
Vanadio	mg/L	1
Fenol	mg/L	0,2

Benceno	mg/L	0,05 ^e
Benzo-a-pireno	mg/L	0,05
Sulfuros	mg/L	0,2
Nitrógeno total	mg/L	10 ^f
Fósforo total	mg/L	2
Incremento de temperatura	°C	< 3 ^g
Notas:		
a. Se presupone una instalación integrada para refinado de petróleo. b. Valor indicativo obtenido del cuadro 3.16 del <i>BREF</i> (2015) del JRC de la CE; es posible que las legislaciones nacionales establezcan valores inferiores, como en el caso de China: 20 mg/L. c. Valor indicativo obtenido del <i>BREF</i> (2015) del JRC de la CE; es posible que las legislaciones nacionales establezcan valores inferiores, como en el caso de China: 120 mg/L. d. Cuadro 3.16 del <i>BREF</i> (2015) del JRC de la CE. e. Valor indicativo obtenido del <i>BREF</i> (2015) del JRC de la CE. f. La concentración de nitrógeno (total) de los efluentes puede llegar a 40 mg/l en los procesos que incluyen hidrogenación. g. En el límite de una zona de mezcla fijada con criterios científicos, que tiene en cuenta la calidad del agua ambiental, el uso de las aguas receptoras, los receptores potenciales y la capacidad de asimilación. Cuadro 3.16 del <i>BREF</i> (2015) del JRC de la CE.		

Seguimiento ambiental

67. Se deben llevar a cabo programas de seguimiento ambiental para el sector del refinado de petróleo a fin de abarcar todas las actividades identificadas por su potencial impacto significativo en el medio ambiente, tanto durante las operaciones normales como en condiciones alteradas (emergencias y consiguiente quema en antorcha). Las actividades de seguimiento ambiental deben basarse en indicadores directos o indirectos de emisiones, aguas residuales y uso de recursos aplicables al proyecto concreto, y para las fuentes puntuales de emisiones, esto debe incluir tanto la concentración como el caudal másico de los contaminantes.

68. La frecuencia del seguimiento deberá ser suficiente para permitir obtener datos representativos sobre los parámetros analizados. El seguimiento deberá estar a cargo de individuos capacitados, quienes deberán aplicar procedimientos de seguimiento y registro apropiados y utilizar equipos adecuadamente calibrados y mantenidos. Los datos de seguimiento deben analizarse y revisarse con regularidad, y compararse con los estándares operativos vigentes a fin de adoptar las medidas correctivas necesarias. Las **guías generales sobre MASS** contienen orientaciones adicionales sobre los métodos de muestreo y análisis de emisiones y efluentes.

69. A fin de mejorar el manejo de las emisiones fugitivas de toda la refinería de petróleo y proteger la salud humana en las comunidades afectadas, además de cumplir con los requisitos de seguimiento y manejo descritos en la sección 1.1 de esta guía, debe realizarse un seguimiento de la concentración de benceno en el perímetro de las instalaciones usando metodologías reconocidas a nivel internacional¹⁷. Cuando las concentraciones de benceno anuales promedio asociadas con las emisiones de la refinería superen el valor indicativo consignado en el cuadro 3, deberán implementarse medidas correctivas para reducir las emisiones de benceno de la refinería. Las medidas correctivas y los resultados del seguimiento deberán notificarse.

¹⁷ Tales como el título 40 del Código de Regulaciones Federales de Estados Unidos, parte 63 (40 CFR 63), subparte CC, Agencia de Protección Ambiental (EPA), "National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants from Petroleum Refineries" (Estándares nacionales de emisión para contaminantes atmosféricos peligrosos provenientes de refinerías de petróleo) (2015).

Cuadro 3. Nivel de seguimiento en el perímetro de las instalaciones	
Contaminante	Valor indicativo
Benceno	9 µg/m ³ ^a
a. Concentración anual promedio que se corrige en relación con la contribución de fondo. Valor indicativo extraído del título 40 del Código de Regulaciones Federales de Estados Unidos, parte 63 (40 CFR 63), subparte CC, Agencia de Protección Ambiental (EPA), "National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants from Petroleum Refineries" (Estándares nacionales de emisión para contaminantes atmosféricos peligrosos provenientes de refinerías de petróleo) (2015).	

Uso de recursos, consumo de energía, generación de emisiones y residuos

70. En los cuadros 4 y 5 se proporcionan ejemplos de indicadores de consumo de recursos y emisiones/residuos generados por cada millón de toneladas de petróleo crudo procesado. Los valores de referencia de la industria se consignan únicamente con fines comparativos, y cada proyecto deberá tener como objetivo la mejora continua en estas áreas.

Cuadro 4. Consumo de recursos y energía			
Parámetro	Definición del parámetro	Unidad	Valor de referencia de la industria
Consumo total de energía⁽¹⁾	Energía total consumida por el proceso, lo que incluye combustión directa, vapor, electricidad, etc.	MJ por tonelada métrica de petróleo crudo procesado	2300-3300
Consumo de energía eléctrica⁽¹⁾	Electricidad total consumida por el proceso	kWh por tonelada métrica de petróleo crudo procesado	22-31
Agua dulce complementaria⁽²⁾	El suministro de agua filtrada cruda que integra las pérdidas por desvío y evaporación así como las purgas.	m ³ por tonelada métrica de petróleo crudo procesado	0,07-0,66
Notas: 1. Basado los siguientes documentos: CONCAWE (2012), <i>EU refinery energy systems and efficiency</i> (Sistemas energéticos de las refinerías de la Unión Europea), informe n.º 3/12; CONCAWE (2013), <i>Oil Refining in the EU in 2020, with perspectives to 2030</i> (Refinado de petróleo en la Unión Europea en 2020, con perspectivas para 2030), informe n.º 1/13; Administración de Información Energética (EIA) de los Estados Unidos, <i>Short Term Energy Outlook</i> (Panorama energético de corto plazo) (2013). 2. Basado en el <i>BREF</i> (2015) del JRC de la CE.			

Cuadro 5. Generación de emisiones y residuos

Parámetro	Unidad	Valor de referencia de la industria
Aguas residuales	m ³ /tonelada métrica de petróleo crudo	0,1-1,5 ¹
Emisiones	Tonelada métrica/millones de toneladas métricas de petróleo crudo procesado	105 000-276 000
CO ₂ ²		70-450
NO _x ³		60-150
Partículas sólidas		60-300
SO _x ⁴		65-300
COV		
Residuos sólidos		10-100
Notas:		
1. Basado en el documento <i>Best Available Techniques Reference (BREF) Document for the Refining of Mineral Oil and Gas</i> (Documento de referencia sobre las mejores técnicas disponibles para el refinado de petróleo mineral y gas), del JRC de la CE (2015).		
2. No todos los GEI, solo CO ₂ total. Basado en el <i>BREF</i> (2015) del JRC de la CE.		
3. NO + NO ₂ expresado en equivalente de NO ₂ .		
4. SO ₂ +SO ₃ expresado en equivalente de SO ₂ .		

2.2 Salud y seguridad ocupacional

Orientaciones sobre salud y seguridad ocupacional

71. El desempeño en materia de salud y seguridad ocupacional debe evaluarse utilizando las guías sobre la materia que se publican en el ámbito internacional, entre ellas: guías sobre la concentración máxima admisible de exposición profesional (TLV®) y los índices biológicos de exposición (BEIs®) publicados por la Conferencia Americana de Higienistas Industriales Gubernamentales (ACGIH)¹⁸, la guía de bolsillo sobre riesgos químicos publicada por el Instituto Nacional para la Seguridad y Salud Ocupacional (NIOSH) de los Estados Unidos¹⁹, los límites permisibles de exposición publicados por la Administración de Seguridad y Salud Ocupacional (OSHA) de los Estados Unidos²⁰, los valores límite indicativos de exposición profesional publicados por los Estados miembros de la Unión Europea²¹ u otras fuentes similares.

Tasas de accidentes y letalidad

72. Deben adoptarse medidas para reducir a cero el número de incidentes y cuasincidentes entre los trabajadores del proyecto (sean empleados directos o personal subcontratado), especialmente los incidentes que pueden causar una pérdida de horas de trabajo, diversos niveles de discapacidad o incluso la muerte. Como punto de referencia para evaluar las tasas del proyecto puede utilizarse el desempeño de instalaciones de este sector en países desarrollados, publicado en diversas fuentes (por ejemplo, la Oficina de Estadísticas Laborales de los Estados Unidos y el Comité Ejecutivo de Salud y Seguridad del Reino Unido)²².

¹⁸ Disponibles en <http://www.acgih.org/store/>.

¹⁹ Disponible en <http://www.cdc.gov/niosh/npg/>.

²⁰ Disponibles en http://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show_document?p_table=STANDARDS&p_id=9992.

²¹ Disponibles en <https://osha.europa.eu/en/legislation/directives/exposure-to-chemical-agents-and-chemical-safety/osh-related-aspects/council-directive-91-414-ee>.

²² Disponibles en <http://www.bls.gov/iif/> y <http://www.hse.gov.uk/statistics/index.htm>.

Seguimiento de la salud y seguridad ocupacional

73. Es preciso realizar un seguimiento de los riesgos ocupacionales a los que pueden estar expuestos los trabajadores en el entorno laboral del proyecto concreto. Las actividades de seguimiento deben ser diseñadas e implementadas por profesionales acreditados²³ como parte de un programa de seguimiento de la salud y la seguridad ocupacional. En las instalaciones, además, debe llevarse un registro de los accidentes y las enfermedades laborales así como de los sucesos y accidentes peligrosos. Las **guías generales sobre MASS** contienen orientaciones adicionales sobre los programas de seguimiento de la salud y la seguridad ocupacional.

²³ Los profesionales acreditados pueden incluir higienistas industriales certificados, higienistas ocupacionales matriculados o profesionales de la seguridad certificados o sus equivalentes.

3. BIBLIOGRAFÍA

Administración de Información Energética (EIA) de los Estados Unidos (2011), *Annual Energy Review 2010*, DOE/EIA-0384(2010). Washington, DC, disponible en <http://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/archive/038410.pdf>.

———(2010), *Petroleum Supply Annual 2009*, DOE/EIA-0340(2009)/1, Washington, DC, disponible en http://www.eia.gov/petroleum/supply/annual/volume1/archive/2009/psa_volume1_2009.html.

———(2011), *Petroleum Supply Annual 2010*, DOE/EIA-0340(2010)/1, Washington, DC, disponible en http://www.eia.gov/petroleum/supply/annual/volume1/archive/2010/psa_volume1_2010.cfm.

———(2012), *National Energy Modeling System*, run REF 2012.D020112C, disponible en <http://www.eia.gov/>.

——— *Short Term Energy Outlook* (mayo de 2013), disponible en <http://www.eia.gov/forecasts/steo/archives/may13.pdf>.

Agencia de Protección Ambiental (EPA) de los Estados Unidos, 40 CFR Parte 60 “Standard of Performance for New Stationary Sources”, Subparte Kb: “Standards of Performance for Volatile Organic Liquid Storage Vessels (Including Petroleum Liquid Storage Vessels) for Which Construction, Reconstruction, or Modification Commenced after July 23, 1984”, Washington, DC, EPA, disponible en http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=5bb86958f877cfc1cbddcba69e7716d2&mc=true&node=sp40.7.60.k_0b&rqn=div6.

———40 CFR Parte 60 “Standard of Performance for New Stationary Sources”, Subparte J: “Standards of Performance for Petroleum Refineries”, Washington, DC, EPA, disponible en <https://www.law.cornell.edu/cfr/text/40/part-60>.

———40 CFR 60 “Standard of Performance for New Stationary Sources”, Subparte Ja: “Standards of Performance for Petroleum Refineries for Which Construction, Reconstruction, or Modification Commenced After May 14, 2007”, Washington, DC, disponible en <https://www.law.cornell.edu/cfr/text/40/part-60/subpart-Ja>.

———40 CFR Parte 60 “Standard of Performance for New Stationary Sources”, Subparte QQQ: “Standards of Performance for VOC Emissions From Petroleum Refinery Wastewater Systems”, Washington, DC, EPA, disponible en <https://www.law.cornell.edu/cfr/text/40/part-60/subpart-QQQ>.

———40 CFR Parte 63, Subparte CC: “National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants from Petroleum Refineries”, Washington, DC, EPA, disponible en <https://www.law.cornell.edu/cfr/text/40/part-63/subpart-CC>.

———40 CFR Parte 63, Subparte VV: “National Emission Standards for Oil-Water Separators and Organic-Water Separators”, Washington, DC, EPA, disponible en <https://www.law.cornell.edu/cfr/text/40/part-63/subpart-VV>.

- 40 CFR Parte 419, “Petroleum Refining Point Source Category”, Washington, DC, EPA, disponible en <http://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=6b51273d47e8dc451e0aac10f60cdfce&mc=true&node=pt40.31.419&rqn=div.5>.
- (1995), “Compilation of Air Pollutants Emission Factors”- AP42, quinta edición (1995), disponible en <https://www.epa.gov/air-emissions-factors-and-quantification/ap-42-compilation-air-emission-factors>.
- (2010), *Available and Emerging Technologies for Reducing Greenhouse Gas Emissions from the Petroleum Refining Industry*, Research Triangle Park, NC, disponible en <https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-12/documents/refineries.pdf>.
- Emissions Estimation Protocol for Petroleum Refineries* (2015), disponible en <https://www3.epa.gov/ttn/chief/efpac/protocol/Protocol%20Report%202015.pdf>.
- Asociación Nacional de Protección contra Incendios (NFPA) de los Estados Unidos (2003), Code 30: “Flammable and Combustible Liquids”, Quincy, MA, NFPA, disponible en <https://www.nfpa.org/codes-and-standards/all-codes-and-standards/list-of-codes-and-standards/detail?code=30>.
- Comisión Europea (CE) (2003), Oficina Europea de Prevención y Control Integrados de la Contaminación (EIPPCB), *Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Refineries*, Sevilla, EIPPCB.
- (2015), Oficina Europea de Prevención y Control Integrados de la Contaminación (EIPPCB), *Best Available Techniques Reference (BREF) Document for the Refining of Mineral Oil and Gas*, disponible en http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/BREF/REF_BREF_2015.pdf.
- CONCAWE (1999), *Best Available Techniques to Reduce Emissions from Refineries*, Bruselas, CONCAWE.
- (2009), *Refining BREF Review. Air Emissions*, informe n.º 4/09, Bruselas, CONCAWE, disponible en <https://www.concawe.eu>.
- (2012), *EU Refinery Energy Systems and Efficiency*, informe n.º 3/12, Bruselas, CONCAWE, disponible en https://www.concawe.eu/wp-content/uploads/2017/01/rpt_12-03-2012-01520-01-e.pdf.
- (2013), *Oil Refining in the EU in 2020, with perspectives to 2030*, informe n.º 1/13, Bruselas, CONCAWE, disponible en https://www.concawe.eu/wp-content/uploads/2017/01/rpt_13-1r-2013-01142-01-e.pdf.
- Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC) (2005), Informe especial, “Carbon Dioxide Capture and Storage”, Ginebra, IPCC, disponible en https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srccs_wholereport-1.pdf.
- IFP Energies Nouvelles, *Water in Fuel Production, Oil Production, and Refining*, Rueil-Malmaison Cedex, Francia, disponible en www.ifpenergiesnouvelles.com.
- Instituto Americano del Petróleo (API) (1992), *Recommended Practice (RP) 751, Safe Operation of Hydrofluoric Acid Alkylation Units*, tercera edición, junio de 2007, Washington, DC, API, disponible en

<http://www.api.org/environment-health-and-safety/process-safety/process-safety-standards/standard-rp-751>.

- (2008), *Recommended Practice (RP) 2003, Protection Against Ignitions Arising out of Static, Lightning, and Stray Currents*, séptima edición, Washington, DC, API, disponible en <http://publications.api.org>.
- (2012), *Recommended Practice (RP) 2001, Fire Protection in Refineries*, Washington, DC, API, disponible en <http://publications.api.org>.
- Maheu, A. (2009), *Energy Choices and Their Impacts on Demand for Water Resources: An Assessment of Current and Projected Water Consumption in Global Energy Production*, Universidad McGill.
- Meyers, Robert. A. (1997), *Handbook of Petroleum Refining Processes*, Nueva York, NY, McGraw-Hill Handbooks.
- Ministerio del Ambiente de Italia (Ministero dell'Ambiente) (1999), *Servizio Inquinamento Atmosferico e Acustico e le Industrie a Rischio*, industria del refinado de Italia, Roma, Ministero dell'Ambiente.
- Ministerio Federal de Alemania para el Medio Ambiente, la Conservación de la Naturaleza y la Seguridad Nuclear (BMU) (2002), *First General Administrative Regulation Pertaining to the Federal Emission Control Act (Technical Instructions on Air Quality Control – TA Luft)*, Berlín, BMU.
- (2004), *Waste Water Ordinance – AbwV*, (Ordenanza sobre los requisitos para el vertido de aguas residuales en el agua)", promulgación de la nueva versión de la ordenanza sobre aguas residuales del 17 de junio de 2004, Berlín, BMU, disponible en https://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/wastewater_ordinance.pdf.
- Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura (UNESCO) (2008) e IHE *Water Footprint of Bio-Energy and Other Primary Energy Carriers*.
- Unión Europea (UE), *Directiva 2008/50/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 21 de mayo de 2008, relativa a la calidad del aire ambiente y a una atmósfera más limpia en Europa*, Bruselas/Estrasburgo, Unión Europea.
- Universidad de California (2005), Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, *Energy Efficiency Improvement and Cost-Saving Opportunities for Petroleum Refineries*, disponible en: <http://repositories.cdlib.org/cgi/viewcontent.cgi?article=3856&context=lbnl>.
- World Refining Association (1999), *Efficient Operation of Refineries in Western and Central Europe, Improving Environmental Procedures and Energy Production*, Viena, Honeywell.

ANEXO A. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS ACTIVIDADES DEL SECTOR DEL PETRÓLEO

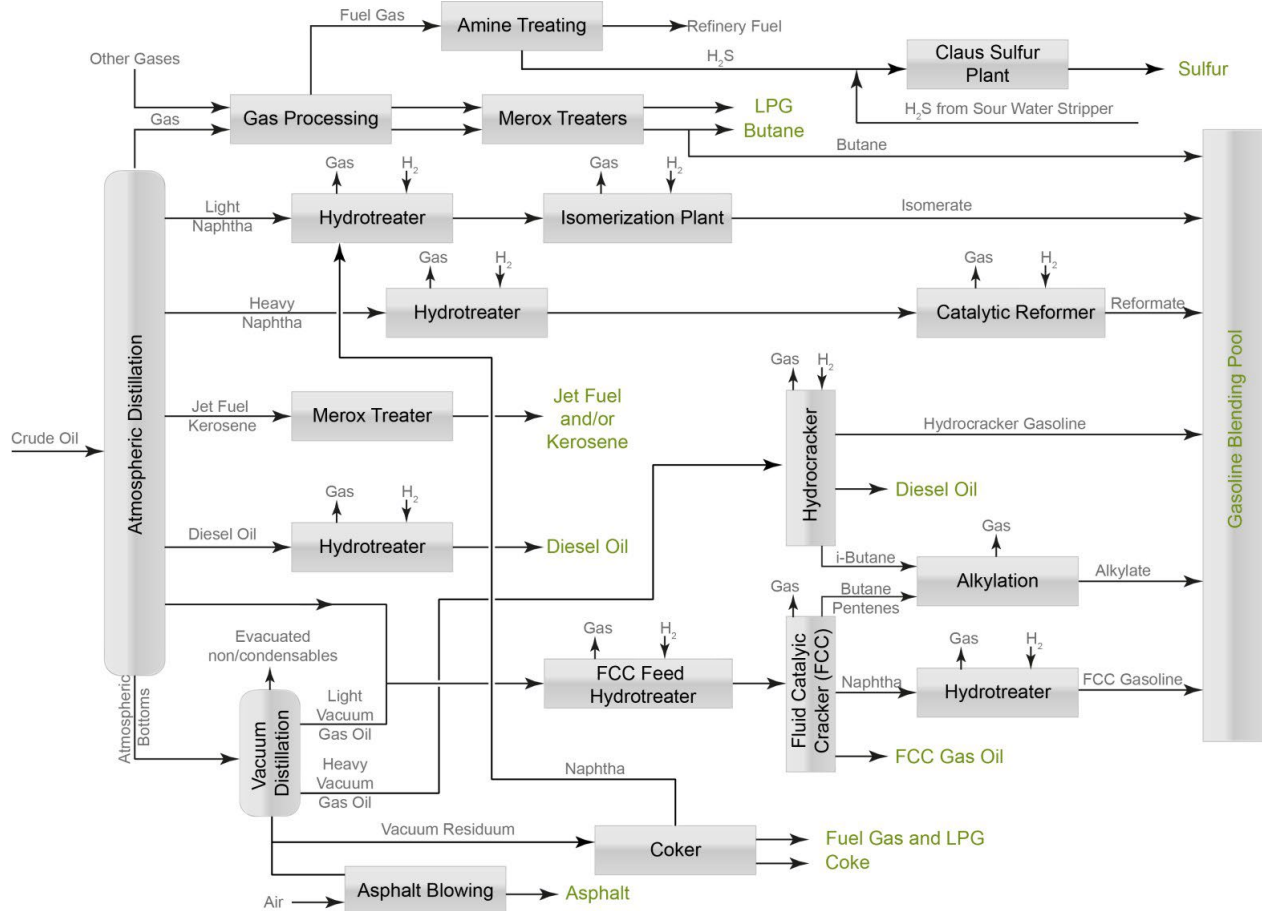
74. La **guía sobre MASS para el refinado del petróleo** abarca las operaciones de procesamiento, desde el petróleo crudo hasta productos comerciales acabados y derivados refinados, gaseosos, líquidos y sólidos, por ejemplo, gas combustible de refinería, gas licuado de petróleo (GLP), gasolina para motores, querosén, gasóleo, fuelóleo, betún, asfalto, aceites lubricantes, ceras, azufre, coque de petróleo y productos intermedios para la industria petroquímica (como mezclas de propano/propileno, nafta virgen, aromáticos, destilados medios y destilados al vacío). Los productos comerciales terminados se producen a partir de la mezcla de diferentes productos intermedios. Generalmente nos referimos a estas mezclas como grupo de gasolinas (entre las que se incluyen nafta craqueada, reformado, isomerado, alquilato, metil-terbutil éter [MTBE], teramil-metil-éter [TAME] o etanol, butano, etc.), grupo de gasóleos y grupo de GLP, entre otros, y tienen varias composiciones que dependen de la configuración del proceso de la refinería.

75. Las refinerías de petróleo son sistemas complejos específicamente diseñados en función de los productos deseados y las propiedades del petróleo crudo utilizado como carga de alimentación. Se pueden encontrar desde refinerías parcialmente integradas hasta refinerías totalmente integradas (o refinerías de conversión total), según el uso de las diferentes unidades de proceso. Las refinerías modernas incorporan diferentes unidades de procesamiento, son capaces de lograr porcentajes de conversión altos (refinerías de coquización), intermedios (refinerías de craqueo) o bajos (refinerías de hidroseparación), y pueden procesar diferentes tipos de petróleo crudo utilizado como carga de alimentación (ligero, intermedio, pesado, parafínico, aromático, nafténico [o cicloparafínico]) con distintos contenidos de azufre (alta densidad, alta viscosidad, alto punto de fluidez, etc.). Para evaluar la complejidad de una refinería, puede usarse el índice de complejidad de Nelson (NCI). Por ejemplo, una refinería de petróleo con un NCI alto ($6 < \text{NCI} < 9$), que representa la capacidad de conversión secundaria en relación con la capacidad de destilación primaria, puede producir productos refinados de alta calidad (como gasolina de grado Euro 5), incluso cuando se utiliza petróleo crudo pesado y ácido como carga de alimentación.

76. La carga de alimentación utilizada en una refinería es petróleo crudo, que es una mezcla de hidrocarburos²⁴. Los hidrocarburos del petróleo crudo son una mezcla de tres grupos químicos: las parafinas (normales e isoparafinas), los naftenos (o cicloparafinas) y los aromáticos. La distinción más común en los tipos de petróleo crudo es entre “dulce” o “ácido”. El petróleo crudo dulce generalmente tiene bajo contenido de azufre y es ligeramente parafínico. El ácido por lo general tiene un alto contenido de azufre (más del 0,5 % en peso) y es altamente nafténico. El petróleo crudo también se clasifica en ligero, medio y pesado, en función de su contenido de parafinas, nafténicos y aromáticos.

²⁴ La mezcla de hidrocarburos puede tener distintas composiciones químicas y estructuras moleculares, con algunas impurezas. La mayor parte de estas impurezas, tales como azufre (generalmente en forma de compuestos orgánicos como mercaptanos y sulfuros), nitrógeno, vanadio y níquel, están químicamente vinculadas a las estructuras de los hidrocarburos. Otras, como la arena/arcilla, el agua, las sales de zinc solubles en agua, el cromo y el sodio, están presentes como materiales inorgánicos.

Unidades de proceso



English	
Other Gases	Otros gases
Gas	Gas
Gas Processing	Procesamiento de gases
Fuel Gas	Gas combustible
Amine Treating	Tratamiento de aminas
Refinery Fuel	Combustible de refinería
H ₂ S	H ₂ S
Claus Sulfur Plant	Planta de azufre Claus
Sulfur	Azufre
H ₂ S from Sour Water Stripper	H ₂ S procedente del separador de aguas ácidas
Merox Treaters	Unidades de tratamiento Merox
LPG	GLP
Butane	Butano

H ₂	H ₂
Light Naphtha	Nafta ligera
Hydrotreater	Unidad de hidrotreamiento
Isomerization Plant	Planta de isomerización
Isomerate	Isomerado
Heavy Naphtha	Nafta pesada
Catalytic Reformer	Reformador catalítico
Reformate	Reformado
Gasoline Blending Pool	Mezcla de gasolinas
Crude Oil	Petróleo crudo
Atmospheric Distillation	Destilación atmosférica
Jet Fuel	Combustible para aviación
Kerosene	Querosén
Merox Treater	Unidad de tratamiento Merox
Jet Fuel and/or Kerosene	Combustible para aviación o querosén
Diesel Oil	Gasóleo
Hydrocracker	Unidad de hidrocraqueo
Hydrocracker Gasoline	Gasolina de unidad de hidrocraqueo
i-Butane	i-butano
Alkylation	Alquilación
Alkylate	Alquilato
Butane Pentenes	Pentenos butanos
Fluid Catalytic Cracker (FCC)	Unidad de craqueo catalítico en lecho fluido (CCLF)
Naphtha	Nafta
FCC Gasoline	Gasolina de CCLF
FCC Gas Oil	Gasóleo de CCLF
Evacuated non/condensables	Sustancias no/condensables evacuadas
Atmospheric Bottoms	Fondos atmosféricos
Vacuum Distillation	Destilación al vacío
Light Vacuum Gas Oil	Gasóleo ligero de vacío
Heavy Vacuum Gas Oil	Gasóleo pesado de vacío
FCC Feed Hydrotreater	Unidad de hidrotreamiento con alimentación de CCLF
Vacuum Residuum	Residuos de vacío
Coker	Unidad de coquización
Fuel Gas and LPG	Gas combustible y GLP
Coke	Coque
Air	Aire
Asphalt Blowing	Soplado de asfalto
Asphalt	Asfalto

Desalado

77. El desalado es un proceso que consiste en lavar el petróleo crudo con agua dulce, salobre o incluso agua de mar a alta temperatura, usando presión para disolver, separar y eliminar las sales, el agua y los sólidos que inicialmente contiene el crudo en bruto. El agua que se usa para lavar —que generalmente se bombea a contracorriente en una o más etapas del proceso de desalado— desplaza el equilibrio de las sales (componentes electrolíticos, como el agua), de la corriente de alimentación de crudo a la fase acuosa, puntualmente el agua de lavado, con la ayuda de campos electrostáticos cuidadosamente modulados. El petróleo crudo o el crudo reducido (generalmente conocido como crudo de alimentación) y el agua de lavado son los insumos de la unidad de desalado y sus productos son el crudo lavado, deshidratado y desalado, y el agua aceitosa contaminada. Las sales que contienen algunos de los metales que pueden envenenar los catalizadores se disuelven en la fase acuosa. Una vez que el petróleo se ha lavado y mezclado como emulsión de petróleo y agua, se agregan sustancias químicas desemulsionantes y se usan campos electrostáticos para romper la emulsión.

Unidades de destilación primaria

78. Estas unidades incluyen la unidad de destilación atmosférica (unidad de fraccionamiento o unidad de destilación de crudo [UDC]) seguida de la unidad de destilación por vacío (UDV). El petróleo crudo desalado se lleva a una torre de destilación que trabaja a presión atmosférica, donde las distintas fracciones que componen el crudo se separan según su rango de ebullición. Las fracciones más pesadas recuperadas en el fondo de la UDC (residuo atmosférico) no se evaporan a la presión atmosférica de la torre y requieren un fraccionamiento adicional en condiciones de vacío en la torre de destilación al vacío; de lo contrario, quedarían expuestas a la degradación térmica, debido a las temperaturas de ebullición extremadamente altas, si se las sometiera a la destilación atmosférica. Los principales beneficios de la UDV son la mayor recuperación de cantidades de destilados (gasóleos de vacío, destilados de vacío y ceras) del residuo pesado de la destilación atmosférica.

Unidad de producción de asfalto/betún

79. La unidad de producción de asfalto/betún se alimenta con residuos de vacío. En la unidad de soplado del betún (USB), también llamada unidad de oxidación de asfalto/betún, se inyecta aire al asfalto/betún caliente, lo que produce reacciones de deshidrogenación y polimerización. Esto genera un producto más duro con mayor viscosidad, un punto de reblandecimiento más alto y una penetración reducida, lo que convierte el asfalto/betún en un producto apto para una gran variedad de aplicaciones, como la pavimentación de calles y rutas. El asfalto/betún soplado se retira del fondo del recipiente de oxidación y se enfría antes de ser enviado a almacenamiento. El asfalto/betún normalmente se almacena a 150-180 °C en depósitos de techo cónico equipados con válvulas de seguridad. Estos depósitos están calentados internamente, calorifugados e inertizados. El nitrógeno vertido en la atmósfera puede contener hidrocarburos y compuestos de azufre en forma de pequeñas gotas líquidas que contienen partículas en suspensión.

Procesos que consumen hidrógeno

80. Los productos de las UDC y la alimentación de otras unidades contienen algunas impurezas naturales, como azufre, nitrógeno y otros contaminantes. Por medio del proceso de hidrot ratamiento, es posible eliminar estas impurezas para reducir la contaminación cuando se usan y queman los combustibles acabados (gasolina, gasóleo, fuelóleos). También se usa el hidroacabado para modificar otras propiedades (como el contenido de compuestos aromáticos). Los aceites pesados, con alto contenido de azufre y nitrógeno, también requieren un tratamiento antes de pasar a los procesos posteriores de conversión catalítica.

81. El **hidrot ratamiento (hidrodesulfurización e hidrodesnitrogenación)** es un proceso catalítico en el que se utiliza hidrógeno para realizar una hidrogenación muy suave del azufre y el nitrógeno presente en los hidrocarburos. En este proceso, el azufre y el nitrógeno se convierten en sulfuro de hidrógeno (H_2S) y amoníaco (NH_3). La reacción catalítica (catalizadores de cobalto [Co] o níquel [Ni]-Mo) se produce entre los 370 °C y los 415 °C; a mayores temperaturas, se formaría demasiado coque y la vida útil del catalizador entre las regeneraciones sería demasiado corta. La nafta, el combustible para aviación, el diésel, el gasóleo, el aceite lubricante y el fuelóleo pueden tratarse de esta forma para eliminar sustancias nocivas.

82. Los procesos de hidroprocesamiento e hidrot ratamiento²⁵ del azufre, como la hidrodesulfurización del gasóleo o la nafta, se utilizan para eliminar impurezas tales como azufre, nitrógeno, oxígeno, haluros y restos de impurezas metálicas que pueden desactivar e incluso envenenar los catalizadores de metales nobles, como platino, paladio y níquel. El hidrot ratamiento también mejora la calidad de las fracciones procesadas convirtiendo las oleofinas y dioleofinas en parafinas para reducir la formación de goma (poliolefinas) en los combustibles. El hidroprocesamiento craquea las moléculas pesadas transformándolas en productos más ligeros y comercializables. Ambos procesos están situados, generalmente, antes de las unidades de proceso, como la unidad de reformado catalítico y las unidades de hidro craqueo²⁶, en las que el azufre y el nitrógeno podrían tener efectos negativos en los beneficios cinéticos del catalizador. En vista de la tendencia mundial hacia la extracción de crudos pesados de pozos al final de su ciclo de vida, las refinerías requieren plantas de producción de hidrógeno cada vez más grandes para poder hacer frente al mayor contenido de azufre (debido a que se refinan fracciones más pesadas). Ante este panorama, se están aplicando reglamentaciones más rigurosas en lo que respecta a las concentraciones máximas permitidas de H_2S (producto refinado) o dióxido de azufre (SO_2) (gas de combustión). Las unidades de isomerización C5-C6 están basadas en procesos de isomerización primaria (por ejemplo, de los tipos “de un solo paso” y “con recicl o”), utilizados para convertir una molécula lineal en una molécula ramificada con la misma fórmula original. Generalmente, las parafinas normales de peso molecular bajo (C_4 - C_6) se convierten en isoparafinas, que tienen un mayor índice de octano. Actualmente

²⁵ El proceso de hidrot ratamiento se puede dividir en una serie de categorías de reacción: hidrot ratamiento de nafta (o pretratamiento, en caso de que se ubique antes del reformado), hidrodesulfurización (HDS, incluida la unidad de hidrodesulfurización de destilados medios, la hidrodesulfurización catalítica selectiva y la hidrodesulfurización profunda de los gasóleos), hidro craqueo selectivo (o desparafinación), hidrodesnitricación, saturación de oleofinas y saturación de aromáticos e hidrot ratamiento de residuos.

²⁶ La unidad de hidro craqueo es uno de los procesos de refinado más versátiles, capaz de convertir cualquier fracción, desde gasóleos atmosféricos hasta aceite residual (desasfaltado), en productos con un peso molecular inferior al de la alimentación. Las reacciones de hidro craqueo se producen a una elevada presión parcial de hidrógeno en reactores catalíticos sometidos a una presión considerablemente alta (35 a 200 bar) y a temperaturas comprendidas entre 280 y 475 °C. El catalizador (basado en una mezcla de Co/Ni/Mo) tiene doble función: hidrogenación y craqueo. Los tipos más comunes de tecnologías de reactor aplicados son lecho fijo y lecho en ebullición. La selección del tipo de tecnología generalmente viene determinada por el contenido de metales de la alimentación.

se utilizan tres tipos diferentes de catalizadores: los promovidos con cloruro, las zeolitas y los de circonio sulfatado.

83. La unidad de hidrogenación de dienos y de hidroisomerización de butilenos está situada antes de la alquilación y se basa en un proceso catalítico altamente selectivo. En este proceso se hidrogenan los acetilenos y los dienos para convertirlos en las mono-oleofinas correspondientes sin afectar el valioso contenido en oleofina de la alimentación, a la vez que se convierte el 1-buteno lineal en 2-butenos lineales que en la alquilación producen componentes de gasolina con un índice de octano mayor al de los derivados del 1-buteno.

Unidad de reformado catalítico y pretratamiento

84. Durante el proceso de reformado se producen cuatro tipos principales de reacciones: 1) deshidrogenación de naftenos a aromáticos; 2) deshidrociclación de parafinas a aromáticos; 3) isomerización, y 4) hidrocrackeo. Se utilizan varios procesos de reformado catalítico que se pueden clasificar en tres categorías: el reformado “continuo”, donde se utilizan reactores de lecho móvil, el “cíclico” y el “semirregenerativo”, donde se utilizan reactores de lecho fijo. El **reformador catalítico semirregenerativo (RCSR)** generalmente está compuesto por tres reactores, cada uno con un lecho fijo de catalizador. La totalidad del catalizador se regenera in situ durante la regeneración habitual, que se produce aproximadamente una vez cada 6 a 24 meses. El **reformador de regeneración continua de catalizador (RRCC)** se caracteriza por la regeneración in situ continua de parte del catalizador en un regenerador especial, y por la incorporación continua del catalizador regenerado a los reactores en funcionamiento. Los depósitos de coque en el catalizador provocan una disminución de la actividad, con reducción del índice de octano y del rendimiento del reformado. La regeneración del catalizador se produce permitiendo el ingreso de aire caliente para eliminar el carbono del catalizador, lo que produce la formación de monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO₂), seguida de la cloración. La elevada temperatura que se necesita para la regeneración provoca el colapso de los poros del catalizador. Como resultado, cada dos o tres años es necesario poner todo el reformador fuera de servicio para reemplazar el catalizador. Los principales beneficios del RRCC pueden resumirse de la siguiente manera: alta conversión de oleofinas en parafinas, que luego se reforman a un componente con un índice de octano elevado para la mezcla de gasolina para motores, de conformidad con la producción de gasolina identificada con la marca de calidad europea (EURO V). Otros beneficios incluyen una importante reducción de la concentración de azufre de los carburantes, un aumento del octanaje de investigación (RON) de la nafta pesada e importantes recursos de hidrógeno para las unidades de hidrotreatmento, como resultado de las reacciones de deshidrogenación características del reformado catalítico.

Unidades de craqueo catalítico

85. El craqueo catalítico es, por mucho, el proceso de conversión más utilizado para mejorar los hidrocarburos pesados convirtiéndolos en hidrocarburos más valiosos con un menor punto de ebullición. En este proceso se utilizan tanto el calor como el catalizador para romper las moléculas grandes de los hidrocarburos en moléculas más ligeras y pequeñas. A diferencia de la unidad de hidrocrackeo, no se utiliza hidrógeno y, por lo tanto, se produce una desulfurización limitada durante el proceso. Los diseños de las unidades de craqueo catalítico incluyen reactores de lecho móvil, reactores de lecho fluidizado (por ejemplo, la **unidad de craqueo catalítico en lecho fluido [UCCLF]**, la **unidad de craqueo catalítico de residuos [UCCR]**), y unidades de paso único. La corriente de alimentación de la UCCLF es el gasóleo pesado de vacío desulfurizado procedente del hidrocrackeo. La UCCR trata cargas de alimentación más pesadas, como los residuos de la destilación atmosférica.

86. En ambos procesos, el vapor y el aceite entran en contacto con el catalizador caliente en el reactor de tubo vertical (*riser*). El proceso de craqueo tiene lugar en presencia de un catalizador de tipo zeolita. El catalizador fluidizado y el vapor de los hidrocarburos que han reaccionado se separan mecánicamente en un sistema de ciclones y los restos de aceite que queden en el catalizador se eliminan alimentando con vapor de agua la sección de separación del reactor. Los procesos de craqueo catalítico producen coque, que se deposita en la superficie del catalizador, reduciendo así la actividad y la selectividad. El catalizador debe regenerarse de manera continua, fundamentalmente quemando a temperatura elevada el coque del catalizador en el regenerador. Los productos se separan por medio de un tren de fraccionamiento. Actualmente, los procesos de craqueo catalítico son todos de lecho fluidizado (CCLF) en los que se utilizan catalizadores en polvo (20-50 micrones). La regeneración se produce de manera continua: parte del catalizador se envía del reactor al regenerador y luego del regenerador al reactor. Las cargas de alimentación típicas para el CCLF son gasóleo de vacío, gasóleo atmosférico, residuo atmosférico, residuo de vacío, gasóleo de la unidad de coquización, gasóleo de la unidad de viscorreducción y aceite desasfaltado. Los productos típicos son gasolina, combustible diésel, fuelóleos livianos y gases ricos en oleofinas.

87. La UCCLF es una de las principales fuentes de emisiones a la atmósfera de una refinería. Todas las emisiones a la atmósfera están relacionadas principalmente con el regenerador y son de CO, CO₂, NO_x, partículas (mayormente partículas finas de catalizador, incluidos sus metales pesados constitutivos) y SO₂.

Unidades de las plantas de gas

88. Los hidrocarburos con punto de ebullición más bajo se tratan generalmente en una planta de separación común que funciona a presión elevada. Las plantas de gas permiten la recuperación y separación por destilación de hidrocarburos C1-C5 y compuestos más altos procedentes de los distintos gases residuales de refinería. La planta de gas está formada por un tren de fraccionamiento en el que se separa lo siguiente: fracción C1-C2; fracción C3 (propano); fracción C4 (butano), y gasolina desbutanizada. Las unidades de tratamiento de aminas eliminan el H₂S y sulfuro de carbonilo (COS) de todos las demás corrientes de productos. Antes de ser enviados a los depósitos correspondientes, los productos líquidos pasan por las unidades de endulzamiento, basadas en la adsorción selectiva de tamices moleculares.

Unidades de eterificación

89. La alimentación de las unidades de metilterbutil éter (**MTBE**)/etilterbutil éter (**ETBE**) son los hidrocarburos C4 procedentes de la UCCLF, así como el metanol (CH₃OH) o el etanol (C₂H₅OH). El isobutileno reacciona con CH₄O o C₂H₆O para producir directamente MTBE o ETBE, respectivamente. Los reactores pueden ser adiabáticos o de tubos, o se pueden combinar con una torre de fraccionamiento (este tipo de reactor normalmente se denomina reactor de destilación catalítica o columna de reactor). El catalizador es una resina sulfónica. La alimentación de las unidades TAME es nafta craqueada ligera, formada por hidrocarburos C5, tanto parafinas como oleofinas. Sin embargo, únicamente los isoamilenos reactivos (2-metil-1-buteno y 2-metil-2-buteno) reaccionan con el CH₄O para producir directamente TAME. Se utilizan reactores adiabáticos y el catalizador es el mismo que para las unidades MTBE/ETBE. Originalmente, los compuestos oxigenados, como MTBE, ETBE y TAME, se usaban solo como aditivo para mejorar el índice de octano. No obstante, debido a su contenido de oxígeno, ahora también se agregan para reducir el CO y los hidrocarburos en las emisiones de gases.

Unidades de alquilación

90. El objeto de las unidades de alquilación es producir un componente de mezcla de gasolina de alta calidad llamado alquilato. En la alquilación se combinan oleofinas de bajo peso molecular (principalmente una mezcla de propileno y butileno) con isobutano en presencia de un catalizador, ya sea ácido sulfúrico o ácido fluorhídrico, para formar isoparafinas de mayor peso molecular y con octanaje más alto (preferiblemente isooctanos). El producto (alquilato) está compuesto por una mezcla de hidrocarburos parafínicos de cadena ramificada con un índice de octano elevado. El alquilato es una mezcla de primera calidad (con un RON de hasta 98). El índice de octano de un alquilato depende del tipo de oleofinas que se use y también de las condiciones de funcionamiento.

91. El proceso conlleva condiciones de reacción a baja temperatura llevada a cabo en presencia de ácidos muy fuertes (ácido fluorhídrico y ácido sulfúrico no fumante). La reacción de alquilación con ácido fluorhídrico produce un aceite soluble en ácidos (denominado normalmente ASO) que, después de la neutralización, se quema en un horno por medio de un quemador especial. La reacción de alquilación con ácido sulfúrico produce lodos ácidos (ácido agotado), que se queman para recuperar ácido sulfúrico (regeneración de ácido sulfúrico) en un horno junto con el gas combustible, donde, a 1050 °C, tiene lugar la descomposición del ácido sulfúrico en SO₂. El gas que sale del horno se enfría a 350 °C en una caldera de calor residual y posteriormente se enfría de nuevo y se filtra. El gas y el agua condensada pasan al sistema de tratamiento de gases.

Unidad de polimerización

92. La polimerización es un proceso a través del cual las unidades monoméricas se unen por medio de enlaces covalentes para generar moléculas gigantes; una "sustancia que contiene moléculas de alto peso molecular conformadas por unidades que se repiten unidas entre sí".

93. En la unidad de polimerización, las oleofinas C3 y C4 se dimerizan y oligomerizan para producir la llamada gasolina polimérica que actúa como componente de alto octanaje de la mezcla. El proceso es similar a la alquilación en lo que se refiere a materia prima y productos, pero normalmente se utiliza como una alternativa más económica a la alquilación. Las reacciones generalmente tienen lugar en condiciones de presión alta en presencia de un catalizador de ácido fosfórico adsorbido en sílice natural.

Unidades de coquización

94. La coquización es un proceso de craqueo térmico enérgico utilizado principalmente para reducir la producción de fuelóleos residuales de bajo valor en la refinería, y transformarlos en combustibles para el transporte, como la gasolina y los gasóleos pesados y ligeros. Como parte del proceso, la coquización también produce coque de petróleo (que es fundamentalmente carbón sólido) que contiene distintas cantidades de impurezas y entre un 5 % y un 6 % de hidrocarburos. Básicamente, las unidades de coquización convierten fracciones residuales de bajo valor en productos de mayor valor comercial (gas húmedo, gasóleo ligero y pesado) y coque de petróleo. Existen dos tipos de procesos de coquización: los de coquización retardada y los de coquización fluida. El proceso de flexicoquización es similar a la coquización fluida, pero incluye gasificación totalmente integrada para gasificar el coque fluidizado con el fin de producir gas de coque. Los vapores calientes procedentes de los tambores de coque contienen hidrocarburos craqueados más ligeros, H₂S y NH₃, y se devuelven a la unidad de fraccionamiento donde estos hidrocarburos más ligeros pueden someterse a un sistema de tratamiento de gases ácidos. Los

hidrocarburos condensados se vuelven a procesar, mientras que el agua se reutiliza para templar o cortar el coque.

95. Las **unidades de coquización** tienen dos, cuatro u ocho tambores de coque; la carga del calentador de coquización se envía a un solo tambor, mientras que los restantes se someten, de manera secuenciada, a un proceso de separación con vapor, enfriamiento con agua y descoquización. Generalmente, se introduce vapor en los tubos del calentador para controlar las velocidades y, de este modo, minimizar la deposición de coque. Las reacciones químicas de la coquización retardada son complejas; sin embargo, tienen lugar tres reacciones bien diferenciadas: la evaporación parcial y el craqueo ligero (viscorreducción) de la alimentación a medida que pasa por el horno de la unidad de coquización; el craqueo del vapor cuando pasa por el tambor de coque, y el craqueo y la polimerización sucesivos a los que se somete el líquido atrapado en el tambor hasta que se convierte en vapor y coque.

96. En la eliminación de coque, cuando el tambor de coque en funcionamiento se llena, se lo aísla por razones de seguridad, se le agrega vapor para eliminar los vapores de hidrocarburos, se lo llena de agua para enfriarlo, se lo abre, se lo drena y se elimina el coque. En la mayoría de las plantas industriales, se utiliza un sistema hidráulico para la operación de descoquización: chorros de agua a alta presión que descienden hasta el lecho de coque en un vástago de perforación giratorio. El coque, que cae del tambor, se recoge directamente en vagones de tren o se bombea como lodo líquido hacia un sitio donde se acumula. Luego, para eliminar toda la materia volátil, debe calcinarse a alrededor de 1100-1250 °C; con esta operación no se reduce el contenido de azufre. En los gasificadores de flexicoquización, el azufre contenido en el coque se convierte, principalmente, en H₂S y en trazas de sulfuro de carbonilo (COS). El nitrógeno contenido en el coque se convierte en NH₃.

Unidad de viscorreducción

97. La unidad de viscorreducción es un proceso de craqueo térmico no catalítico muy conocido que convierte residuos de vacío o residuos atmosféricos en gas, nafta, destilados y alquitrán. Utiliza calor y presión para romper las moléculas grandes de hidrocarburos en moléculas más pequeñas y ligeras. Los principales beneficios son la flexibilidad del proceso, que posibilita el procesamiento directo de residuos de aceite pesado, la relativa simplicidad de la tecnología, y los bajos costos operativos y de capital. La viscorreducción se caracteriza por una baja conversión de los residuos de petróleo, pero permite una reducción de la viscosidad más de 10 veces mayor, con la ventaja adicional de que produce un fuelóleo estándar, lo que hace posible liberar la mayor parte del gasóleo de vacío de primera destilación.

98. El factor más importante para controlar la intensidad del craqueo debería ser siempre la estabilidad y la viscosidad del llamado residuo viscorreducido, que se envía al grupo de gasóleos. En general, el incremento de la temperatura o del tiempo de residencia produce un incremento de la intensidad del craqueo. Si se aumenta la intensidad, se aumenta igualmente el rendimiento en gasolina y, al mismo tiempo, se producen residuos craqueados (fuelóleos) de menor viscosidad. El craqueo excesivo, sin embargo, produce un fuelóleo inestable que deriva en la formación de lodos y sedimentos durante el almacenamiento.

99. Hay dos tipos de operaciones de viscorreducción: craqueo en horno o de bobina (*coil*) y craqueo de remojo (*soaker*). El gas producido se envía a una unidad de tratamiento de aminas para eliminar el H₂S.

Unidades de producción de aceites lubricantes

100. Un complejo para producir aceites base está formado, generalmente, por una torre de destilación al vacío, una unidad desasfaltadora, una unidad de extracción de aromáticos, una unidad de desparafinación, una unidad opcional de hidrogenación de alta presión y una unidad de hidroacabado para mejorar el color y la estabilidad, para cumplir las especificaciones de los productos y para eliminar las impurezas. Un complejo convencional para la fabricación de aceites base requiere mucha mano de obra debido, principalmente, a su funcionamiento por lotes, a la multiplicidad de grados de aceite lubricante que normalmente se producen y a la intensa manipulación de productos que conlleva.

Unidades de tratamiento de gases y recuperación de azufre (URA)

101. El azufre se elimina de diversas corrientes de gases residuales de procesos de la refinería (gas ácido) a fin de cumplir los límites de emisiones de óxidos de azufre (SO_x) y recuperar el azufre elemental comercializable. Las corrientes de gases residuales de proceso, o gas ácido, procedentes de la unidad de coquización, de la UCCLF y de las unidades de hidrotreatmento e hidroprocesamiento contienen altas concentraciones de H_2S y COS mezclados con gases combustibles ligeros. Antes de recuperar el azufre elemental es necesario separar los gases combustibles (principalmente CH_4 y etano) del H_2S y el COS , lo que se consigue, habitualmente, disolviendo el H_2S y el COS en un solvente químico. Los solventes utilizados con más frecuencia son las aminas, tales como la monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA) o monodietanolamina (MDEA). También se utilizan adsorbentes secos, como tamices moleculares, carbón activado y hierro esponja.

102. En los procesos con solventes de amina llevados a cabo en las unidades de tratamiento de gases con aminas, se bombea una solución de DEA (u otra solución de amina débil) al tramo superior de una torre de absorción donde los gases ácidos que suben entran en contacto con ella en contracorriente: el H_2S y el COS se disuelven en la solución, al igual que el dióxido de carbono, si lo hubiera. Los gases combustibles, libres de H_2S y COS , se eliminan como corrientes gaseosas endulzadas ya tratadas y se envían a la red de gases combustibles de la refinería. La solución de amina- H_2S y COS se regenera mediante el calentamiento y la separación con vapor de agua, para eliminar el H_2S gaseoso, antes de volver reciclarla en la torre de absorción. El H_2S y el COS se envían a la unidad Claus para recuperar el azufre. Las emisiones a la atmósfera procedentes de las unidades de recuperación de azufre (URA) estarán formadas por H_2S , SO_x y NO_x en los gases de cola de proceso, además de emisiones fugitivas.

103. El proceso Claus consiste en la combustión parcial de las corrientes de gas ricas en H_2S y COS y en la reacción posterior del SO_2 resultante y el H_2S no quemado en presencia de un catalizador a base de óxido de aluminio para producir azufre elemental. La eficiencia de la recuperación de azufre del proceso Claus oscila entre el 90 % (con un único reactor catalítico) y el 98 % (con tres reactores catalíticos). Las unidades de tratamiento de gases de cola (UTGC) permiten una recuperación adicional del azufre (con una eficiencia total de la recuperación de azufre en las URA de hasta el 99 % y más).

104. Las emisiones a la atmósfera de la URA generalmente contienen H_2S , SO_x y NO_x . La URA también puede generar aguas residuales de proceso que contienen H_2S , NH_3 , y las aminas y los residuos de los catalizadores agotados.

Unidad de separación de aguas ácidas (USAA)

105. Muchas unidades de proceso generan aguas contaminadas con NH_3 y sulfuros, normalmente conocidas como aguas ácidas. La unidad de separación de aguas ácidas (USAA) permite volver a utilizar

dichas aguas eliminando los sulfuros y el NH_3 . El proceso se complica con la presencia de otros productos químicos tales como el fenol y las cianidas. En las USAA se trata el agua ácida procedente de la unidad de proceso y se eliminan los gases ácidos. La separación de las aguas ácidas puede realizarse por medio de diferentes tecnologías. En la separación de una única etapa, el agua ácida se separa a contracorriente en una columna por medio de vapor inyectado para eliminar el H_2S y el NH_3 . En la separación de dos etapas, en la primera etapa, con un pH bajo (6), se mejora la eliminación del H_2S , mientras que en la segunda, con un pH elevado (10), se mejora la eliminación del NH_3 . Beneficios: El agua tratada puede reutilizarse como agua de lavado para el desalador. Un proceso de SAA de dos etapas puede lograr una recuperación general de H_2S y NH_3 del 98 % y del 95 %, respectivamente, asociada a una concentración residual de 0,1-10 mg/l y 1-10 mg/l. El NH_3 generado puede destinarse a otros usos dentro de la refinería.

Planta de hidrógeno

106. Normalmente la alimentación de la planta de hidrógeno es el metano que se obtiene de las unidades de proceso de la refinería, el GLP o, si hay disponibilidad, gas natural externo a la refinería; sin embargo, también puede usarse nafta hidrodesulfurada como alimentación de la unidad de reformado de vapor. Esta unidad normalmente está formada por un **reformador de vapor** (horno con alimentación superior o lateral), donde los hidrocarburos evaporados alimentan vapor a través de los tubos que contienen el catalizador. En su reacción con el vapor, por lo general a alrededor de 40 bar, el catalizador produce una mezcla de hidrógeno-CO conocida como gas sintético (singas). Después de pasar por una sección importante de recuperación de calor, el singas frío se introduce en el reactor de conversión por desplazamiento donde, con un catalizador a base de hierro o cobre, se hace reaccionar el CO con el agua para producir más hidrógeno y dióxido de carbono. Este último se separa en una unidad de regeneración-absorción de aminas. Un sistema cerrado de drenaje recoge y recupera los vertidos de aminas, evitando así que sean purgados a la unidad de tratamiento de aguas residuales (UTAR). La mayoría de las unidades de generación de hidrógeno (UGH) incluyen también la sección de **adsorción de oscilación de presión (PSA)**, donde aumenta la concentración de hidrógeno purificado, debido al tamiz molecular, y, por consiguiente, se retienen componentes con mayores pesos moleculares, como el nitrógeno, entre otros.

Unidades de tratamiento químico

107. Los tratamientos químicos se utilizan para conseguir productos con determinadas especificaciones. Las unidades de extracción y endulzamiento están diseñadas para reducir el contenido de mercaptanos de las corrientes de hidrocarburos, para mitigar el olor y para reducir la corrosividad. Estos tratamientos se consiguen mediante un proceso de extracción o de oxidación (como **MEROX**, utilizado en las refinerías de hidrosepación antiguas) o ambos, dependiendo de la corriente de proceso tratada. En el proceso de extracción se eliminan los mercaptanos mediante extracción cáustica, lo que disminuye el contenido en azufre. El proceso de endulzamiento hace que los mercaptanos se conviertan en disulfuros, menos olorosos y menos corrosivos, que permanecen en el producto. Como resultado, el endulzamiento no reduce el contenido total de azufre y, por lo tanto, únicamente se aplica a aquellas corrientes en las que el contenido de azufre no constituya un problema.

108. El licor de lavado cáustico agotado (soda cáustica agotada) procedente de la unidad de extracción y endulzamiento es una de las corrientes de residuos más problemáticas generadas en las refinerías. Esto se debe principalmente a la concentración muy elevada de sulfuros, que imposibilita su vertido directo en las UTAR. Los niveles altos de sulfuros también pueden producir problemas de seguridad y olores cuando se liberan como gas.

109. En la unidad de oxidación cáustica, los sulfuros reactivos contenidos en el licor cáustico agotado se oxidan produciendo tiosulfatos, sulfitos y sulfatos solubles. La corriente tratada resulta entonces adecuada para el biotratamiento en la UTAR.

Unidades de gasificación

110. Las unidades de gasificación incluyen gasificación de coque, gasificación de hidrocarburos (oxidación parcial) y purificación de hidrógeno (es decir, lavado en húmedo, sistemas de membrana, separación criogénica y adsorción de oscilación de presión). El gas sintético producido por la gasificación del coque contiene H₂S y COS, y se trata en una unidad de tratamiento de aminas.

Instalaciones de mezcla

111. El proceso de mezclado es la operación final del refinado del petróleo. Consiste en mezclar los productos en distintas proporciones para cumplir determinadas especificaciones comerciales. La mezcla se puede realizar de forma continua (usando *softwares* específicos a partir de una base de datos estadísticos de los principales parámetros de la gasolina, que se pueden medir fácil y rápidamente, y permiten determinar la proporción adecuada de la mezcla) o de forma discontinua, en tanques de mezclado por lote, usando tanques intermedios.

112. Las emisiones a la atmósfera procedentes del proceso de mezclado incluyen emisiones fugitivas de COV procedentes de los tanques de mezclado, las válvulas, las bombas y las operaciones de mezclado.

Instalaciones auxiliares

113. Las instalaciones auxiliares de las refinerías de petróleo generalmente incluyen las UTAR, sistemas de purga y quema en antorcha, unidades de recuperación de vapor (por ejemplo, oxidación térmica, absorción, adsorción, separación por membrana y condensación criogénica), y sistemas de electricidad/energía (por ejemplo, calderas, hornos, turbinas de gas).

114. Sistemas de antorcha con vapor: Las principales funciones de los sistemas de antorcha son:

- eliminación de gas durante las operaciones normales;
- eliminación de gas durante el procesamiento de gases;
- preparación para la reparación y el mantenimiento de los equipos de proceso;
- emergencias;
- evitación del venteo.