



## Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para la refinación del petróleo

### Introducción

Las guías sobre medio ambiente, salud y seguridad son documentos de referencia técnica que contienen ejemplos generales y específicos de la práctica internacional recomendada para la industria en cuestión<sup>1</sup>. Cuando uno o más miembros del Grupo del Banco Mundial participan en un proyecto, estas guías sobre medio ambiente, salud y seguridad se aplican de acuerdo con los requisitos de sus respectivas políticas y normas. Las presentes guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para este sector de la industria deben usarse junto con el documento que contiene las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad**, en el que se ofrece orientación a los usuarios respecto de cuestiones generales sobre la materia que pueden aplicarse potencialmente a todos los sectores industriales. En el caso de proyectos complejos, es probable que deban usarse las guías aplicables a varios sectores industriales, cuya lista completa se publica en el siguiente sitio web:

<http://www.ifc.org/ifcext/sustainability.nsf/Content/EnvironmentalGuidelines>

Las guías sobre medio ambiente, salud y seguridad contienen los niveles y los indicadores de desempeño que generalmente pueden lograrse en instalaciones nuevas, con la tecnología existente y a costos razonables. En lo que respecta a la

<sup>1</sup> Definida como el ejercicio de la aptitud profesional, la diligencia, la prudencia y la previsión que podrían 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 los profesionales idóneos y con experiencia 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 grados de degradación ambiental y de capacidad de asimilación del medio ambiente así como diversos niveles de factibilidad financiera y técnica.

posibilidad de aplicar estas guías a instalaciones ya existentes, podría ser necesario establecer metas específicas del lugar así como un calendario adecuado para alcanzarlas. La aplicación de las guías debe adaptarse a los peligros y riesgos establecidos para cada proyecto sobre la base de los resultados de una evaluación ambiental en la que se tengan en cuenta las variables específicas del emplazamiento, tales como las circunstancias del país receptor, la capacidad de asimilación del medio ambiente y otros factores relativos al proyecto. La decisión de aplicar recomendaciones técnicas específicas debe basarse en la opinión profesional de personas idóneas y con experiencia. En los casos en que el país receptor tiene reglamentaciones diferentes a los niveles e indicadores presentados en las guías, los proyectos deben alcanzar los que sean más rigurosos. Si corresponde utilizar niveles o indicadores menos rigurosos en vista de las circunstancias específicas del proyecto, debe incluirse como parte de la evaluación ambiental del emplazamiento en cuestión una justificación completa y detallada de cualquier alternativa propuesta, en la que se ha de demostrar que el nivel de desempeño alternativo protege la salud humana y el medio ambiente.

### Aplicabilidad

Las guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para el refinado del petróleo incluyen operaciones relacionadas con el proceso de tratamiento desde el petróleo crudo hasta los productos acabados líquidos, incluido el gas licuado de petróleo (GLP), gasolina para motores, queroseno, gasóleo, gasóleo para calefacción, fuel-oil, betún, asfalto, azufre y productos intermedios (por ejemplo, mezclas de propano / propileno,

gasolina en bruto, destilados medios y destilados al vacío) para la industria petroquímica. El Anexo A contiene una descripción de las actividades del sector industrial. En las guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para las terminales de productos del petróleo y de petróleo crudo 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:

Sección 1.0 — Manejo e impactos específicos de la industria  
Sección 2.0 — Indicadores y seguimiento del desempeño  
Sección 3.0 — Referencias y fuentes adicionales  
Anexo A — Descripción general de las actividades de la industria

## 1.0 Manejo e impactos específicos de la industria

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

### 1.1 Medio ambiente

Entre las posibles cuestiones ambientales relativas a la refinación del petróleo se incluyen principalmente las siguientes:

- Emisiones al aire
- Aguas residuales
- Materiales peligrosos
- Residuos
- Ruido

#### Emisiones al aire

##### *Gases de escape*

Las emisiones de gases de escape y gases de combustión (dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>) y monóxido de carbono (CO)) en el sector de la refinación del petróleo proceden de la combustión del gas y del fuel-oil o gasóleo de las turbinas, las calderas, los compresores y otros motores para generar energía y calor. Los gases de combustión se producen también en las calderas de calor residual asociadas a algunas unidades de proceso durante la regeneración continua del catalizador o durante la combustión del coque de petróleo. Los gases de combustión 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 (FCCU) y de la unidad de craqueo catalítico de residuos (RCCU), así como en la planta de azufre, que puede contener pequeñas cantidades de óxidos de azufre. Para reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno deben utilizarse quemadores de bajo NO<sub>x</sub>.

Según se describe en las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad**, durante la fase de planificación de las operaciones y del diseño de la instalación se debe tener en cuenta el impacto en la calidad del aire mediante la utilización de evaluaciones de referencia de la calidad del aire y de modelos de dispersión atmosférica para establecer las concentraciones potenciales en el aire a nivel del suelo.

En las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** se ofrece orientación para el manejo de las pequeñas emisiones de fuentes de combustión con una capacidad de hasta 50 megavatios térmicos (MWth), incluidas las normas de emisiones al aire para las emisiones de gases de escape. Por lo que respecta a las emisiones de fuentes de combustión con una capacidad superior a 50 megavatios térmicos, remítase a las **Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para centrales térmicas**.

##### *Venteo y quema en antorcha*

El venteo y la quema en antorcha de gases son importantes medidas operativas y de seguridad utilizadas en las instalaciones de refino de petróleo para garantizar que los vapores y los gases se eliminen de manera segura. Los hidrocarburos de petróleo se emiten en los procesos de venteo de emergencia y en las descargas de las válvulas de seguridad, y se recogen en la red de extracción para ser quemados.

El gas sobrante no debe eliminarse por venteo, sino que se debe enviar a un sistema de quema en antorcha de gases para su eliminación. Se podría aceptar el venteo de emergencia en circunstancias específicas en las que no es posible quemar la

corriente de gas, sobre la base de un estudio preciso del riesgo y será necesario proteger la integridad del sistema. Se deberá documentar exhaustivamente la justificación para no utilizar un sistema de quema de gases antes de considerar la función de venteo de emergencia.

Antes de que se adopte la operación de quemado, se deberán evaluar las alternativas viables para el uso del gas e incorporarlas al diseño de producción en la mayor medida posible. Durante la etapa inicial de puesta en servicio, se deberán calcular los volúmenes de quemado para nuevas instalaciones de forma que se puedan establecer unos objetivos fijos del volumen de gas que se va a quemar. Se deberán registrar e incluir en un informe los volúmenes de gas quemado, procedentes de cualquier operación de quema. Se deberá probar la mejora continua del proceso de quema a través de la implementación de las mejores prácticas y de las nuevas tecnologías.

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

- Implementar medidas, en la mayor medida posible, para disminuir las fuentes de emisiones de gas;
- Utilización puntas de antorcha eficientes y optimización del tamaño y cantidad de las boquillas de combustión;
- Potenciación al máximo de la eficiencia de la combustión de la antorcha mediante el control y optimización del flujo de combustible / aire / vapor, para asegurar una proporción correcta entre las corrientes principal y auxiliar de alimentación a la antorcha;
- Reducción al mínimo, sin poner en peligro la seguridad, del 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, gases de purga

inertes, tecnología de válvulas de asiento de elastómero, cuando proceda, e instalación de pilotos de protección;

- Reducción al mínimo del riesgo de que se apague el piloto garantizando la suficiente velocidad de salida y facilitando dispositivos de protección contra el viento;
- Utilización de un sistema fiable de encendido del piloto;
- Instalación de 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;
- Instalación, cuando proceda, de recipientes de expansión para evitar las emisiones de condensado;
- Reducción al mínimo del arrastre o la suspensión de líquidos en la corriente de gas de alimentación de la antorcha con un sistema apropiado de separación de líquidos;
- Reducción al mínimo de los desprendimientos de llama y avances de llamas;
- Hacer funcionar la antorcha de modo que permita controlar los olores y las emisiones visibles de humos (sin humo negro);
- Colocar la antorcha a una distancia de seguridad de las comunidades locales y de los trabajadores, incluidas las dependencias destinadas al alojamiento de los trabajadores;
- Implantación de programas de mantenimiento y de sustitución de los quemadores para garantizar la máxima eficiencia continua de la antorcha;
- Medición del gas destinado a la antorcha.

Para reducir 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 por ciento), y se deben prever repuestos para los equipos y protocolos de parada de las plantas.

### *Emisiones fugitivas*

Las emisiones fugitivas en las instalaciones destinadas a la refinación del petróleo están asociadas a los procesos de venteos, fugas en los tuberías, válvulas, conexiones, bridas, aislamientos, conductos de extremos abiertos, tanques de almacenamiento con techos flotantes, juntas de las bombas, sistemas de transporte de gases, juntas de los compresores, válvulas de descompresión, tanques o pozos / depósitos a cielo abierto, así como a las operaciones de carga y descarga de los hidrocarburos. Dependiendo del programa de procesos de la refinería, las emisiones fugitivas pueden incluir:

- Hidrógeno;
- Metano;
- Compuestos orgánicos volátiles (COV), (por ejemplo, etano, etileno, propano, propileno, butanos, butilenos, pentanos, pentenos, alquilato C<sub>6</sub>-C<sub>9</sub>, benceno, tolueno, xilenos, fenol y compuestos aromáticos C<sub>9</sub>);
- Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP) y otros compuestos orgánicos semivolátiles;
- Gases inorgánicos, incluido ácido fluorhídrico derivado de la alquilación con fluoruro de hidrógeno, sulfuro de hidrógeno, amoníaco, dióxido de carbono, monóxido de carbono, dióxido de azufre y trióxido de azufre derivados de la regeneración del ácido sulfúrico en el proceso de alquilación con ácido sulfúrico, NO<sub>x</sub>, metilterbutil éter (MTBE), etiliterbutil éter (ETBE), teramil-metil-éter (TAME), metanol y etanol.

Las principales causas de preocupación incluyen las emisiones de COV en los depósitos de techo cónico durante la carga y las debidas a desgasificación; las emisiones fugitivas de hidrocarburos a través de los cierres del techo flotante de los depósitos de almacenamiento con este tipo de techo; las emisiones fugitivas en las bridas, las válvulas y las juntas de las máquinas; las emisiones de COV en los depósitos de mezclado,

las válvulas, las bombas y las operaciones de mezclado; y las emisiones de COV en los sistemas de tratamiento de aguas residuales y aguas aceitosas. También se pueden producir emisiones de nitrógeno, que pueden contener hidrocarburos y compuestos de azufre en forma de aerosoles, en los depósitos de almacenamiento de betún. 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.

Entre las recomendaciones para prevenir y controlar las emisiones fugitivas se incluyen las siguientes:

- Tomando como base el resumen de los diagramas de proceso e instrumentación (P&ID, por su sigla en inglés), 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 y priorizar su seguimiento con equipos de detección de vapor, acompañado por el mantenimiento o sustitución de los componentes según sea necesario;
- La selección de las válvulas, bridas, accesorios, cierres y juntas adecuadas debe basarse en su capacidad para reducir las fugas de gas y las emisiones fugitivas;
- Cuando la presión lo permita, los vapores de hidrocarburos deben almacenarse o redirigirse al proceso;
- 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);
- 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 H<sub>2</sub>S, los aldehídos,

- los ácidos orgánicos y los componentes fenólicos) y reducir al mínimo el impacto de las emisiones y los olores;
- Las emisiones procedentes de los dispositivos de venteo de las plantas de alquilación con ácido fluorhídrico (FH) deben recogerse y neutralizarse para eliminar el FH en un lavador de gases antes de enviarlas a la antorcha;
  - Las estaciones de carga y descarga de nafta, gasolina, metanol / etanol y MTBE / ETBE / TAME deben disponer de unidades de recuperación de vapor.

En las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad para terminales de crudo y de productos derivados del petróleo** se incluyen guías adicionales para la prevención y control de emisiones fugitivas procedentes de los depósitos de almacenamiento.

### *Óxidos de azufre*

Las emisiones de óxidos de azufre (SO<sub>x</sub>) y de sulfuro de hidrógeno pueden proceder de las calderas, los calentadores y otros equipos de procesos, en función del contenido en azufre del petróleo crudo procesado. Pueden producirse emisiones de dióxido y trióxido de azufre en la regeneración del ácido sulfúrico en el proceso de alquilación con ácido sulfúrico. El dióxido de azufre de los gases residuales de una refinería puede tener niveles de concentración iniciales de 1.500 –7.500 miligramos por metro cúbico (mg/m<sup>3</sup>).<sup>2</sup>

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

- Reducir al mínimo las emisiones de SO<sub>x</sub>, 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 a unidades equipadas con controles de emisiones de SO<sub>x</sub>;

- Recuperar el azufre de los gases de cola utilizando unidades de recuperación de azufre de gran eficiencia (por ejemplo, unidades Claus);<sup>3</sup>
- Instalar dispositivos de precipitación de nieblas (por ejemplo, dispositivos de precipitación electrostáticos o dispositivos antivaho) para eliminar el vapor de ácido sulfúrico;
- Instalar lavadores de gas con una solución de hidróxido sódico para tratar los gases de combustión procedentes de las torres de absorción de la unidad de alquilación.

### *Partículas sólidas*

Las emisiones de partículas sólidas en las unidades de la refinería están asociadas a los gases de combustión procedentes de los hornos, las partículas finas de catalizador emitidas por las unidades de regeneración de craqueo catalítico fluidizado y otros procesos basados en catalizadores, la manipulación del coque y las partículas finas y las cenizas generadas durante la incineración de los lodos. Las partículas sólidas pueden contener metales (por ejemplo, vanadio y níquel). Las medidas para controlar las partículas sólidas pueden también contribuir al control de las emisiones de metales procedentes de la refinación del petróleo.<sup>4</sup>

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

- Instalar ciclones, dispositivos de precipitación electrostáticos, filtros de bolsa y lavado en húmedo para reducir las emisiones de partículas sólidas en los puntos de emisión. La combinación de estas técnicas puede conseguir una disminución de partículas sólidas superior al 99 por ciento;

<sup>2</sup> EIPPCB BREF (Documento de Referencia sobre Mejores Técnicas Disponibles de la Oficina Europea Integrada de Control y Prevención de la Contaminación) (2003)

<sup>3</sup> Se debe utilizar un sistema de recuperación de azufre con un porcentaje de recuperación de azufre como mínimo del 97 por ciento, aunque preferiblemente superior al 99 por ciento cuando la concentración de sulfuro de hidrógeno en los gases de cola sea significativa.

<sup>4</sup> EIPPCB BREF (2003)

- Implementar técnicas para la reducción de emisiones de partículas sólidas durante la manipulación del coque; entre ellas:
  - Almacenar el coque 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 (Hydrobins)
  - Rociar el coque con una capa fina de petróleo 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 fijo con filtros de aire de salida y reciclar dichas partículas almacenándolas.

### Gases de efecto invernadero (GEI)

Durante la refinación de petróleo se pueden producir cantidades significativas de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) a partir de los procesos de combustión (por ejemplo, la producción de energía eléctrica), las antorchas y las plantas de hidrógeno. El dióxido de carbono y otros gases (por ejemplo, los óxidos de nitrógeno y el monóxido de carbono) pueden verterse a la atmósfera durante la regeneración in situ del catalizador de metales nobles.

Los responsables de explotación deben procurar maximizar la eficiencia energética y el diseño de las instalaciones (por ejemplo, oportunidades para mejorar la eficiencia de los servicios auxiliares, los calentadores por combustión, la optimización de los procesos, los intercambiadores de calor, los motores y las aplicaciones de los motores) para minimizar la utilización de energía. El objetivo global debe consistir en

reducir las emisiones al aire y evaluar opciones rentables, técnicamente viables, para reducir las emisiones.<sup>5</sup> Por otra parte, en las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** se incluyen recomendaciones adicionales para el manejo de los GEI.

### Aguas residuales

#### *Aguas residuales de procesos industriales*

El mayor volumen de efluentes procedentes de la refinación de petróleo incluye aguas "ácidas" de procesos y aguas de proceso no aceitosas/no ácidas, aunque altamente alcalinas. Las aguas ácidas se generan a partir del desalado, el fraccionamiento, la destilación al vacío, el pretratamiento, la hidrosulfurización de destilados medios y ligeros, el hidrocrackeo, el craqueo catalítico, la coquización, la viscorreducción / el craqueo térmico. Las aguas ácidas pueden estar contaminadas con hidrocarburos, sulfuro de hidrógeno, amoníaco, compuestos orgánicos de azufre, ácidos orgánicos y fenol. Las aguas de proceso se tratan en la unidad de separación de aguas ácidas (SWS) para eliminar los hidrocarburos, el sulfuro de hidrógeno, el amoníaco y otros compuestos, antes de ser recicladas para usos en procesos internos, o reciben un tratamiento final y se eliminan a través de una unidad de tratamiento de aguas residuales in situ. Las aguas de proceso no aceitosas / no ácidas, aunque altamente alcalinas, son una causa potencial de problemas en las plantas de tratamiento de aguas residuales. El dispositivo de extracción de las calderas y, en concreto, las corrientes de residuos de las plantas de desmineralización, 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

<sup>5</sup> Se incluye información detallada sobre las oportunidades de eficacia energética para las refinerías de petróleo en *Energy Efficiency Improvement and Cost Saving Opportunities for Petroleum Refineries* (Mejora de la Eficacia Energética y Oportunidades de Reducción de Costes para las Refinerías de Petróleo), Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, 2005, disponible en: <http://repositories.cdlib.org/cgi/viewcontent.cgi?article=3856&context=lbln>

la planta de tratamiento de aguas residuales. Los efluentes líquidos también pueden proceder de escapes o fugas accidentales de pequeñas cantidades de productos procedentes de los equipos de proceso, la maquinaria y las zonas/depositos de almacenamiento.

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

- La prevención y el control de las emisiones accidentales de líquidos a través de inspecciones regulares y de labores 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 para derrames;
  - Provisión de suficiente capacidad de dilución de fluidos de procesos industriales para maximizar la reincorporación al proceso y evitar el vertido masivo de líquidos de proceso en el sistema de drenaje de aguas aceitosas;
  - Diseño y construcción de embalses de contención para el almacenamiento de materiales peligrosos y aguas residuales, con superficies impermeables para evitar la infiltración de aguas contaminadas en el suelo y en las aguas subterráneas;
  - Segregación de las aguas de proceso procedentes de las aguas pluviales y segregación de las aguas residuales y materiales peligrosos de los embalses de contención;
  - Implementación de buenas prácticas de manejo interno, incluida la realización del transporte de productos sobre zonas pavimentadas y la recolección inmediata de pequeños vertidos.
- Dirigir el hidróxido sódico gastado en las unidades de endulzamiento y tratamiento químico hacia el sistema de tratamiento de aguas residuales situado después de la oxidación del hidróxido sódico;
  - Dirigir la solución de hidróxido sódico gastado en 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 son adecuadas para un tratamiento biológico y debe evitarse que penetren y afecten de manera negativa al sistema de tratamiento de aguas residuales;
  - Si se encuentran presentes en las instalaciones, los efluentes ácidos y cáusticos procedentes de la preparación de agua desmineralizada deben neutralizarse antes de proceder al vertido en el sistema de tratamiento de aguas residuales;
  - Enfriar las purgas de los sistemas de generación de vapor antes de su vertido. Este efluente, así como las purgas de las torres de agua de refrigeración, puede contener aditivos (por ejemplo, biocidas) y requerir tratamiento en la planta de tratamiento de aguas residuales antes de proceder al vertido;
  - El agua contaminada con hidrocarburos procedente de las actividades de limpieza programadas durante la revisión de las instalaciones (las actividades de limpieza normalmente se llevan a cabo anualmente y pueden durar varias semanas) y los efluentes procedentes de fugas de procesos industriales, que contienen hidrocarburos, deben tratarse en la planta de tratamiento de aguas residuales.

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

### *Tratamiento de aguas residuales de procesos industriales*

Las técnicas de tratamiento de aguas residuales de procesos industriales en este sector incluyen la separación de las fuentes y el pretratamiento de corrientes concentradas de aguas residuales. Los pasos típicos para el tratamiento de aguas residuales incluyen: filtros de grasas, colectores de flotación, 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; la compensación de flujo y carga; la sedimentación para disminuir los sólidos en suspensión utilizando clarificadores; el tratamiento biológico, generalmente tratamiento aeróbico, para la reducción de materia orgánica soluble (demanda biológica de oxígeno, DBO); eliminación de nutrientes químicos o biológicos para la reducción de nitrógeno y fósforo; la cloración del efluente cuando se necesita desinfectar; la desecación y la eliminación de residuos en vertederos destinados a residuos peligrosos. Se pueden requerir controles técnicos adicionales para (i) el almacenamiento y tratamiento de compuestos orgánicos volátiles separados en distintas unidades del sistema de tratamiento de aguas residuales, (ii) eliminación avanzada de metales utilizando la tecnología de filtración por membrana u otras tecnologías de tratamiento físico/químico, (iii) eliminación de los compuestos orgánicos recalcitrantes y la demanda química de oxígeno (DQO) no biodegradable utilizando carbón activado u oxidación química avanzada, (iii) reducción de la toxicidad de los efluentes utilizando la tecnología apropiada (tales como osmosis inversa, intercambio iónico, carbón activado, etc.), y (iv) confinamiento y neutralización de los olores molestos.

El manejo de aguas residuales industriales y los ejemplos de los métodos de tratamiento se analizan en las **guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad**. Mediante el uso de estas tecnologías y de las técnicas recomendadas para el

manejo de aguas residuales, las instalaciones deberán cumplir los valores de las guías para el vertido de aguas residuales tal y como se indica en la tabla correspondiente de la Sección 2 de este documento sectorial.

### *Consumo de agua y otras corrientes de aguas residuales*

En las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** 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 medio ambiente, salud y seguridad** se incluyen recomendaciones para reducir el consumo de agua, especialmente cuando los recursos naturales son limitados.

Agua de pruebas hidrostáticas: Las pruebas hidrostáticas (hidrotest) de los equipos y las líneas de conducción conllevan pruebas de presión llevadas a cabo con agua (generalmente agua bruta filtrada), para comprobar la integridad del sistema y detectar las posibles fugas. Con frecuencia se añaden al agua aditivos químicos (por ejemplo, un inhibidor de corrosión, un barredor de oxígeno y un colorante) para prevenir la corrosión interna. Al manejar las aguas del hidrotest, se aplicarán las siguientes medidas de prevención y control:

- Utilización de la misma agua para múltiples pruebas;
- Reducción de la necesidad de utilizar inhibidores de corrosión y otros compuestos químicos reduciendo al mínimo el tiempo de permanencia del agua de la prueba en el equipo o línea de conducción;
- En caso de que sea necesaria la utilización de compuestos químicos, se llevará a cabo una selección de aquellos que sean eficaces y tengan un menor potencial de toxicidad, biodegradabilidad, biodisponibilidad y bioacumulación.

Si el vertido al mar o a las aguas superficiales de las aguas procedentes del hidrottest es la única alternativa posible para su eliminación, se elaborará un plan para la eliminación de las aguas del hidrottest que tendrá 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 medioambiental y las labores de seguimiento necesarias. Se deberá evitar el vertido de las aguas del hidrottest en aguas costeras poco profundas.

### Materiales peligrosos

Las instalaciones destinadas a la refinación de petróleo producen, utilizan y almacenan cantidades significativas de materiales peligrosos, incluidas materias primas, productos acabados y semiacabados y productos derivados. En las **Guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para las terminales de crudo y de productos derivados del petróleo** y en las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** se abordan las técnicas recomendadas para el manejo de materiales peligrosos, incluida su manipulación, almacenamiento y transporte.

### Residuos

#### *Residuos peligrosos: Catalizadores agotados*

Los catalizadores agotados proceden de las distintas unidades de procesos de la refinación de petróleo, incluido el pretratamiento y el reformador catalítico; la hidrosulfurización de destilados medios y ligeros; el hidrocrqueo; el craqueo catalítico en lecho fluido (FCCU); el craqueo catalítico de residuos (RCCU); 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 hidrosulfurización 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.

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

- Empleo de catalizadores de larga duración y utilización de la regeneración para aumentar la duración de los catalizadores;
- Utilización de métodos apropiados de manipulación y almacenamiento in situ, (por ejemplo, sumergir los catalizadores agotados pirofóricos en agua durante el transporte y almacenamiento provisional hasta que lleguen al punto final de tratamiento 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 de manejo para la manipulación, reciclado / manipulación de metales preciosos o pesados y eliminación de conformidad con las recomendaciones de manejo de residuos industriales incluidas en las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad**.

#### *Otros residuos peligrosos*

Además de los catalizadores agotados, entre los residuos industriales peligrosos se incluyen disolventes, filtros, esencias minerales, edulcorantes usados, aminos agotados en la eliminación de CO<sub>2</sub>, sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S) y sulfuro carbonilo (COS), filtros de carbón activado y lodos aceitosos procedentes de los separadores de aceite-agua, 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 (HF), se pueden generar 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 aguas de procesos industriales deben analizarse y clasificarse como peligrosas o no peligrosas en función de las normas reguladoras locales o de los métodos aceptados internacionalmente. En las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** se tratan detalladamente los asuntos relacionados con el almacenamiento, manipulación, tratamiento y eliminación de residuos peligrosos y no peligrosos.

Entre las estrategias específicas del sector industrial recomendadas para residuos peligrosos se incluyen las siguientes:

- Enviar los lodos aceitosos desde los depósitos de almacenamiento de petróleo crudo y desde el desalador hasta el tambor de coquización retardada, cuando se considere oportuno, para recuperar los hidrocarburos;
- Asegurarse de que no se lleve a cabo un craqueo excesivo en la unidad de viscorreducción para evitar la producción de un fuel-oil inestable, que dé lugar a un aumento de lodos y de formación de 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 hacia el sistema de efluentes. El petróleo se puede recuperar de los derrames utilizando técnicas de separación (por ejemplo, separadores por gravedad y centrifugadoras);
- El tratamiento de los lodos incluye la aplicación en el terreno (biorremediación), o extracción de disolventes seguida de combustión de los residuos y utilización en asfalto, cuando sea viable. En algunos casos, puede ser necesario estabilizar los residuos antes de eliminarlos para reducir la filtración de metales tóxicos.

### *Residuos no peligrosos*

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 ser utilizados en acerías o se pueden depositar en vertederos. En las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** se tratan detalladamente los asuntos relacionados con el almacenamiento, manipulación, tratamiento y eliminación de residuos no peligrosos.

### **Ruido**

Las principales fuentes de ruido en las instalaciones dedicadas a la refinación del petróleo incluyen grandes máquinas rotativas, tales como compresores y turbinas, bombas, motores eléctricos, enfriadores de aire (si los hay) y calentadores. Durante la despresurización de emergencia, se pueden generar niveles altos de ruido debido a los gases a alta presión enviados a la antorcha y a la liberación de vapor a la atmósfera. En las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** se incluyen recomendaciones generales para el manejo del ruido.

## **1.2 Higiene y seguridad ocupacional**

Los peligros en materia de higiene y seguridad en el trabajo que pueden surgir durante la construcción y desmantelamiento de las instalaciones destinadas a la refinación de petróleo son similares a los de otras instalaciones industriales, y su manejo se trata en las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad**.

Las cuestiones relativas a la higiene y seguridad ocupacional que pueden relacionarse específicamente con las instalaciones se deberán identificar en función del análisis de seguridad en el trabajo o de la evaluación exhaustiva de riesgos o peligros,

utilizando las metodologías establecidas, tales como un estudio de identificación de riesgos [HAZID], un análisis de riesgos y operabilidad [HAZOP], o una evaluación cuantitativa de los riesgos [QRA]. En términos generales, la planificación del manejo de la higiene y seguridad deberá incluir la adopción de un método sistemático y estructurado para prevenir y controlar los peligros físicos, químicos, biológicos y radiológicos asociados a la higiene y seguridad que se describen en las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad**.

Los peligros más significativos relativos a la higiene y seguridad en el trabajo se producen durante la fase operativa de la instalación destinada a la refinación de petróleo y entre ellos se incluyen principalmente los siguientes:

- Seguridad del proceso
- Atmósfera con deficiencia de oxígeno
- Peligros químicos
- Incendios y explosiones

### Seguridad de los procesos

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, inflamables o explosivos), y reacciones que se realizan en varias etapas.

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

- Comprobación de los peligros físicos de los materiales y las reacciones;
- Estudios de análisis de peligros para revisar las prácticas de química e ingeniería de los procesos, incluidas la termodinámica y la cinética;

- Análisis de la integridad mecánica y el mantenimiento preventivo de los servicios auxiliares y maquinaria de los procesos;
- Formación de los trabajadores; y
- Elaboración de instrucciones operativas y procedimientos de respuestas a emergencias.

### Atmósfera con deficiencia de oxígeno

La posible emisión y acumulación de gas nitrógeno en las zonas de trabajo podría dar lugar a la creación de una atmósfera asfixiante debido al desplazamiento del oxígeno. Entre las medidas de prevención y control para reducir los riesgos de las emisiones de gases asfixiantes se incluyen las siguientes:

- Diseño e instalación de sistemas de ventilación para garantizar los niveles de nitrógenos apropiados de conformidad con las normas del sector;
- Instalación de un sistema automático de parada de emergencia que pueda detectar y prevenir la emisión no controlada de nitrógeno (incluida la presencia de atmósferas con deficiencia de oxígeno en zonas de trabajo<sup>6</sup>), poner en marcha la ventilación forzosa y reducir al mínimo la duración de las emisiones;
- Implementación de los procedimientos para acceder a los espacios confinados descritos en las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad**, teniendo en cuenta los peligros específicos de las instalaciones.

### Peligros químicos

Las emisiones de ácido fluorhídrico, monóxido de carbono y sulfuro de hidrógeno pueden presentar peligros de exposición

<sup>6</sup> Las zonas de trabajo en las que pueda darse una atmósfera con deficiencia de 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 tipos de sistemas de seguimiento deberán incluir una alarma de advertencia ajustada a una concentración de O<sub>2</sub> en aire del 19,5%.

ocupacional. Las fugas de sulfuro de hidrógeno se pueden producir por regeneración de aminas en las unidades de tratamiento de aminas, y en las unidades de recuperación de azufre. El monóxido de carbono se produce en las unidades de craqueo catalítico en lecho fluido y de residuos y en la sección de producción de gas sintético de la planta de hidrógeno. Las mezclas de monóxido de carbono con el aire son explosivas y se puede producir un reencendido espontáneo / explosivo. El sulfuro de hidrógeno representa un peligro inmediato de incendio cuando se mezcla con el aire.

Los trabajadores pueden estar expuestos a posibles peligros por inhalación (por ejemplo, de sulfuro de hidrógeno, monóxido de carbono, COV e hidrocarburos aromáticos policíclicos) 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 de seguridad en el trabajo y de un estudio sobre higiene industrial, así como de conformidad con las orientaciones en materia de higiene y seguridad en el trabajo incluidas en las **Guías generales sobre medio ambiente, salud e higiene**. Entre las medidas protectoras se incluyen la formación de los trabajadores, los sistemas de permisos de trabajo, la utilización de equipos de protección personal (EPP), y los sistemas de detección de gases tóxicos con alarmas.<sup>7</sup>

<sup>7</sup> Las cuestiones sobre higiene y seguridad y las estrategias de prevención y control asociadas con la refinación del petróleo, incluidos los peligros químicos y peligros de incendios y explosiones se describen de manera detallada en el Manual Técnico de la Agencia Europea para la Seguridad y la Salud Ocupacional (OSHA), Sección IV Peligros de Seguridad, Capítulo 2. (1999) Procesos industriales de la refinación de petróleo, disponible en [http://www.osha.gov/dts/osta/otm/otm\\_iv/otm\\_iv\\_2.html](http://www.osha.gov/dts/osta/otm/otm_iv/otm_iv_2.html)

### *Ácido fluorhídrico*

Los trabajadores pueden estar expuestos al ácido fluorhídrico (HF) en la unidad de alquilación con HF. Las medidas de seguridad en el trabajo incluyen las siguientes:<sup>8</sup>

- Reducir la volatilidad del HF incorporando los aditivos apropiados para disminuir la presión de vapor;
- Minimizar las retenciones de HF;
- Diseñar la planta de forma que se limite la extensión de la zona de la planta expuesta a los peligros potenciales del HF, y disponga de salidas de emergencia para los trabajadores;
- Identificar claramente las zonas peligrosas debido a la acción del HF, e indicar dónde se deberán llevar los EPP;
- Implementar un procedimiento de descontaminación de los trabajadores en una zona dedicada a tal efecto;
- Instalar 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 los efluentes antes de verterlos en el sistema de aguas residuales aceitosas de la refinería;
- Utilizar un tanque exclusivo para recoger los alquilatos y llevar a cabo mediciones habituales de 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 con origen o destino en la planta se deberá manipular de conformidad con las guías para el

<sup>8</sup> Se pueden encontrar recomendaciones para la manipulación del ácido fluorhídrico en la Práctica Recomendada RP 751 del API. Funcionamiento seguro de las unidades de alquilación con ácido fluorhídrico (1999).

transporte de productos peligrosos descritas en las **Guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad**.

### *Incendios y explosiones*

Los peligros de incendios y explosiones que se generan por las operaciones de los procesos industriales 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 (VCE, por su sigla en inglés), a una bola de fuego o a una llamarada, dependiendo de la cantidad de material inflamable implicada y del grado de confinamiento de la nube. El metano, el hidrógeno, el monóxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno pueden inflamarse incluso sin que haya fuentes de encendido, si su temperatura es superior a sus respectivas temperaturas de autoencendido de 580°C, 500°C, 609°C y 260°C. Los vertidos de líquidos inflamables presentes en las instalaciones destinadas a la refinación de petróleo pueden provocar fuegos 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).

Las medidas recomendadas para prevenir y controlar los riesgos de incendios y explosiones derivados de las operaciones de los procesos industriales incluyen las siguientes:<sup>9</sup>

- Diseñar, construir y operar las refinerías de petróleo de conformidad con las normas internacionales<sup>10</sup> para la

prevención y control de los peligros de incendios y explosiones, incluidas las disposiciones necesarias para la segregación de las zonas de procesos, almacenamiento, servicios auxiliares y seguridad. Las distancias de seguridad pueden basarse en estudios específicos de seguridad en la instalación y en la aplicación de las normas reconocidas internacionalmente sobre seguridad contra incendios;<sup>11</sup>

- Disponer de dispositivos de detección temprana de escapes, tales como comprobación de la presión de los sistemas de transporte de líquidos y gases, además de la detección de calor y humo en caso de incendio;
- Evaluación del potencial de acumulación de vapor en los depósitos de almacenamiento e implementación de técnicas de control y prevención (por ejemplo, la inertización con nitrógeno para el almacenamiento de ácido sulfúrico y betún);
- Evitar las posibles fuentes de encendido (por ejemplo, configurando el diseño de los conductos para evitar vertidos sobre conductos, equipos y máquinas rotativas con elevadas temperaturas);
- Facilitar 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 permitir al operario aplicar la estrategia apropiada para apagar el incendio;
- Limitar las zonas que puedan verse potencialmente afectadas por emisiones accidentales:
  - Definiendo las zonas de incendio y equipándolas con un sistema de drenaje apropiado para recoger y transportar las emisiones accidentales de líquidos inflamables a una zona de contención segura, incluida

<sup>9</sup> En la Práctica Recomendada RP 2001 del API se encuentran recomendaciones adicionales para los peligros de incendios y explosiones. Protección contra Incendios en las Refinerías (2005).

<sup>10</sup> Se incluye un ejemplo de buenas prácticas en el Código 30 de la National Fire Protection Association (NFPA) de los Estados Unidos: Líquidos combustibles e inflamables. Se incluye orientación adicional para reducir al mínimo la exposición a la iluminación y la electricidad estática en la Práctica Recomendada del API: Protección contra las igniciones derivadas de la energía estática, la iluminación y las corrientes parásitas (2003).

<sup>11</sup> En el Código 30 de la National Fire Protection Association (NFPA) de Estados Unidos se puede encontrar un ejemplo de información adicional sobre espacios seguros.

la contención secundaria en los tanques de almacenamiento

- Instalando muros de separación resistentes al fuego y a las ondas expansivas en las zonas donde no se puedan conseguir las distancias de separación apropiadas;
- Diseñando el sistema de aguas residuales aceitosas de modo que se evite la propagación del incendio.

Las guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para las terminales de productos del petróleo y de petróleo crudo abordan recomendaciones adicionales sobre el manejo de los peligros de incendios y explosiones asociados al almacenamiento de petróleo crudo.

### 1.3 Higiene y seguridad en la comunidad

Los impactos en la higiene y seguridad de la comunidad durante la construcción y desmantelamiento de las refinerías de petróleo son comunes a los de otras instalaciones industriales, y se analizan en las guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad.

Los peligros más significativos para la higiene y seguridad en la comunidad asociados a las refinerías de petróleo tienen lugar durante la fase operativa, incluida la amenaza derivada de accidentes importantes relacionados con incendios y explosiones en las instalaciones y las posibles emisiones accidentales de materias primas o productos acabados durante el transporte al exterior de la planta de procesamiento. Tanto seguidamente, en el presente documento, como en las guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad se ofrece orientación sobre el manejo de estas cuestiones.

En las guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para el transporte marítimo, por ferrocarril, para puertos y en las relativas a terminales de crudo y a productos derivados del

petróleo se incluye orientación pertinente adicional aplicable al transporte marítimo y por ferrocarril, así como a las instalaciones ubicadas en zonas costeras.

#### Peligros graves<sup>12</sup>

Los peligros de seguridad más significativos guardan relación con la manipulación y almacenamiento de sustancias gaseosas y líquidas. Entre los impactos se puede incluir la exposición significativa de los trabajadores y, potencialmente, de las comunidades de los alrededores, en función de 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 explosiones.<sup>13</sup>

Los peligros graves deben evitarse a través de la implementación de un programa de manejo de la seguridad de los procesos que incluya todos los elementos mínimos descritos en la sección correspondiente de las guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad, incluidos:

- Un estudio amplio de los riesgos en las instalaciones, incluido un análisis pormenorizado de las consecuencias de los eventos de riesgo con una probabilidad superior a 10<sup>-6</sup>/año (por ejemplo, HAZOP, HAZID, o QRA);
- La formación de los empleados en cuestiones relacionadas con los peligros operativos;
- Los 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 y otros aspectos esenciales de la

<sup>12</sup> Las cuestiones sobre higiene y seguridad y las estrategias de prevención y control asociadas al refinado del petróleo se describen de manera detallada en el Manual Técnico de la Agencia Europea para la Seguridad y la Salud Ocupacional (OSHA), Sección IV Peligros de Seguridad, Capítulo 2. (1999) Procesos industriales de la refinación del petróleo, disponible en [http://www.osha.gov/dts/osta/otm/otm\\_iv/otm\\_iv\\_2.html](http://www.osha.gov/dts/osta/otm/otm_iv/otm_iv_2.html)

<sup>13</sup> En la Práctica Recomendada RP 2001 del API 2001 "Protección contra el fuego en las refinerías", 2005, se incluyen recomendaciones adicionales para los peligros de incendio y explosiones.

seguridad de los procesos, incluidos en las guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad;

- El sistema de manejo de transporte seguro según se especifica en las **guías generales de medio ambiente, salud y seguridad**, si el proyecto incluye un componente de transporte de materias primas o materiales procesados;
- Los procedimientos para la manipulación y almacenamiento de materiales peligrosos;
- El plan de emergencia que deberá incluir, como mínimo, la elaboración y aplicación de un Plan de Manejo de Emergencia, elaborado con la participación de las autoridades locales y de las comunidades potencialmente afectadas.

## 2.0 Indicadores y seguimiento del desempeño

### 2.1 Medio ambiente

#### Guías sobre emisiones y efluentes

En las Tablas 1 y 2 figuran las guías sobre emisiones y efluentes para este sector. Los valores de las guías para las emisiones y efluentes del proceso industrial en este sector son indicativos de la práctica internacional recomendada para la industria reflejada en las normas correspondientes de los países con marcos normativos reconocidos. Se da por supuesto que las actuaciones contempladas en las guías son factibles en circunstancias normales de funcionamiento en instalaciones debidamente diseñadas y explotadas a través de la aplicación de las técnicas de control y prevención de la contaminación que se analizan en las secciones previas del presente documento.

Las guías de emisiones procedentes de la combustión de centrales de generación de vapor y energía con una capacidad igual o inferior a 50 MWth, se analizan en las **guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** y las guías sobre emisiones procedentes de centrales de mayor capacidad se

analizan en las **guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para centrales térmicas**. En las **guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** se proporciona orientación sobre consideraciones ambientales basadas en la carga total de emisiones.

Las guías sobre efluentes son aplicables a los vertidos directos o de efluentes tratados a aguas superficiales para uso general. Los niveles de vertido específicos del emplazamiento pueden establecerse basándose en la disponibilidad y condiciones de los sistemas públicos de tratamiento y recolección de aguas de alcantarillado o, si se vierten directamente a aguas superficiales, basándose en la clasificación del uso del agua receptora que se describe en las **guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad**.

Tabla 1. Niveles de emisiones al aire para las instalaciones de refinación de petróleo<sup>a</sup>

Contaminantes	Unidades	Valor de las guías
NO <sub>x</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	450
SO <sub>x</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	150 para las unidades de recuperación de azufre; 500 para el resto de unidades
Partículas sólidas	mg/Nm <sup>3</sup>	50
Vanadio	mg/Nm <sup>3</sup>	5
Níquel	mg/Nm <sup>3</sup>	1
H <sub>2</sub> S	mg/Nm <sup>3</sup>	10

a. Gas seco al 3 por ciento de O<sub>2</sub>.

#### Seguimiento ambiental

En los programas de seguimiento ambiental implementados para este sector deben abordarse todas las actividades identificadas que podrían tener impactos importantes en el medio ambiente durante las operaciones normales y en condiciones irregulares. Las actividades de seguimiento ambiental deben basarse en indicadores directos o indirectos de las emisiones, en los efluentes y en el uso de los recursos

aplicables al proyecto concreto. Las actividades de seguimiento deben llevarse a cabo con la frecuencia que sea suficiente para proporcionar datos representativos sobre el parámetro en cuestión. Estas actividades deben ser realizadas por personas idóneas, que han de seguir los procedimientos indicados de seguimiento y mantenimiento de registros y utilizarán equipos calibrados y mantenidos adecuadamente. La información obtenida debe ser analizada y examinada a intervalos periódicos y comparada con las normas operativas con el fin de adoptar las medidas correctoras que sean necesarias. Las **guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** contienen orientaciones adicionales sobre los métodos analíticos y de muestreo que pueden aplicarse en el caso de las emisiones y efluentes.

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

En las Tablas 3 y 4 figuran ejemplos de consumo de recursos y las cantidades de residuos / emisiones generadas por cada millón de toneladas de petróleo crudo procesado. Se proporcionan valores de referencia de la industria exclusivamente a efectos comparativos y cada proyecto individual debería fijarse como objetivo la mejora continua en estas áreas.

**Tabla 2. Niveles de efluentes para las instalaciones de refinación de petróleo<sup>a</sup>**

Contaminantes	Unidades	Valor de las guías
PH	S.U.	6-9
DBO <sub>5</sub>	mg/L	30
DQO	mg/L	150
TSS	mg/L	30
Aceites y grasas	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	0,02
Vanadio	mg/L	1
Fenol	mg/L	0,2
Benceno	mg/L	0,05
Benzo-a-pireno	mg/L	0,05
Sulfuros	mg/L	1
Total Nitrógeno	mg/L	10 <sup>b</sup>
Total Fósforo	mg/L	2
Incremento de temperatura	°C	<3 <sup>c</sup>
<b>Notas:</b>		
a. Se presupone una instalación integrada para refino de petróleo		
b. La concentración de nitrógeno (total) de los efluentes puede llegar a 40 mg/l en los procesos que incluyen hidrogenación.		
c. En el límite de una zona de mezcla fijada con criterios científicos, que tiene en cuenta la calidad del agua ambiental, el uso del agua receptora, los receptores potenciales y la capacidad de asimilación		

**Tabla 3. Consumo de recursos y energía<sup>1</sup>**

Parámetro	Unidades	Referencias de la industria
Uso de la tierra <sup>(1)</sup>	hectáreas	200-500
Energía total <sup>(1)</sup>	MJ por tonelada métrica de petróleo crudo procesado	2.100 – 2.900
Energía eléctrica <sup>(1)(2)</sup>	KWh por tonelada métrica de petróleo crudo procesado	25 - 48
Agua dulce complementaria	m <sup>3</sup> por tonelada métrica de petróleo crudo procesado	0,07 – 0,14
Notas:		
1. Basado en parte en EC BREF para Refinerías		
2. Instalaciones de Greenfield		

**Tabla 4. Generación de residuos y emisiones<sup>1</sup>**

Parámetros	Unidades	Referencias de la industria
Aguas residuales		0,1 - 5
Emisiones	Toneladas / millón de toneladas de petróleo crudo procesado	25.000 – 40.000
Dióxido de carbono		90 – 450
Óxidos de nitrógeno		60 – 150
Partículas sólidas		60 – 300
Óxidos de azufre		120 - 300
Compuestos orgánicos volátiles		
Residuos sólidos		20 - 100
Notas:		
1. Basado en parte en EC BREF para Refinerías		

## 2.2 Higiene y seguridad ocupacional

### Guías sobre higiene y seguridad ocupacional

Para evaluar el desempeño en materia de higiene y seguridad en el trabajo deben utilizarse las guías sobre exposición que se publican en el ámbito internacional, entre ellas: las guías sobre

el valor umbral límite de exposición profesional (TLV<sup>®</sup>) y los índices biológicos de exposición (BEIs<sup>®</sup>) publicados por la American Conference of Governmental Industrial Hygienists (ACGIH)<sup>14</sup>, el Instituto Nacional de Higiene y Seguridad Ocupacional de los Estados Unidos<sup>15</sup>, los límites permisibles de exposición publicados por la Administración de Seguridad e Higiene Ocupacional de los Estados Unidos (OSHA)<sup>16</sup>, los valores límite indicativos de exposición profesional publicados por los Estados miembros de la Unión Europea<sup>17</sup>, u otras fuentes similares.

### Tasas de accidentes y letalidad

Deben adoptarse medidas para reducir a cero el número de accidentes entre los trabajadores del proyecto (sean empleados directos o personal subcontratado), especialmente los accidentes que pueden causar una pérdida de horas de trabajo, diversos niveles de discapacidad o, inclusive, muerte. Como punto de referencia para evaluar las tasas del proyecto puede utilizarse el desempeño de instalaciones en este sector en países desarrollados, que se obtiene consultando las fuentes publicadas (por ejemplo, a través de la Oficina de Estadísticas Laborales de los Estados Unidos y el Comité Ejecutivo de Salud y Seguridad del Reino Unido)<sup>18</sup>.

### Seguimiento de la higiene y seguridad ocupacional

Es preciso realizar un seguimiento de los riesgos que pueden correr los trabajadores en el entorno laboral del proyecto concreto. Las actividades de seguimiento deben ser diseñadas y aplicadas por profesionales acreditados<sup>19</sup> como parte de un

<sup>14</sup> <http://www.acgih.org/TLV/>

<sup>15</sup> <http://www.cdc.gov/niosh/npg/>

<sup>16</sup>

[http://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show\\_document?p\\_table=STANDARDS&p\\_id=9992](http://www.osha.gov/pls/oshaweb/owadisp.show_document?p_table=STANDARDS&p_id=9992)

<sup>17</sup> [http://europe.osha.eu.int/good\\_practice/risks/ds/oel/](http://europe.osha.eu.int/good_practice/risks/ds/oel/)

<sup>18</sup> Disponible en: <http://www.bls.gov/iif/> and

<http://www.hse.gov.uk/statistics/index.htm>

<sup>19</sup> Los profesionales acreditados incluyen: higienistas industriales certificados, higienistas ocupacionales diplomados o profesionales de la seguridad certificados o su equivalente.

programa de seguimiento de la higiene y seguridad en el trabajo. En las instalaciones, además, debe llevarse un registro de los accidentes y enfermedades laborales así como de los sucesos y accidentes peligrosos. Las **guías generales sobre medio ambiente, salud y seguridad** contienen orientaciones adicionales sobre los programas de seguimiento de la higiene y seguridad en el trabajo.

### 3.0 Referencias y fuentes adicionales

American Petroleum Institute (API). 2003. Recommended Practice: Protection Against Ignitions Arising out of Static, Lightning, and Stray Currents. Washington, DC: API.

API. 1999. API Publication 2218. Fireproofing Practices in Petroleum and Petrochemical Processing Plants. Second Edition, agosto de 1999. Washington, DC: API.

API. 1998. API Standard 650. Welded Steel Tanks for Oil Storage. Third Edition, November 1998. Washington, DC: API.

API. 1997. Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 19 – Evaporative Loss Measurement, Section 2 - Evaporative Loss from Floating-Roof Tanks. Second Edition. Formerly API Publications 2517 and 2519. Washington, DC: API.

API. 1993. Publication 311. Environmental Design Considerations for Petroleum Refining Crude Processing Units. Washington, DC: API.

API. 1992. Recommended Practice 751. Safe Operation of Hydrochloric Acid Alkylation Units. First Edition, junio de 1992. Washington, DC: API.

Conservation of Clean Air and Water in Europe (CONCAWE). 1999. Best Available Techniques to Reduce Emissions from Refineries. Bruselas: CONCAWE.

European Commission. 2003. European Integrated Pollution Prevention and Control Bureau (EIPPCB). Best Available Techniques Reference (BREF) Document for Refineries. Sevilla: EIPPCB. Disponible en <http://eippcb.jrc.es/pages/FActivities.htm>

German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU). 2004. Waste Water Ordinance – AbwV. (Ordinance on Requirements for the Discharge of Waste Water into Waters). Promulgation of the New Version of the Waste Water Ordinance of 17 June 2004. Berlin: BMU. Disponible en [http://www.bmu.de/english/water\\_management/downloads/doc/3381.php](http://www.bmu.de/english/water_management/downloads/doc/3381.php)

German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU). 2002. First General Administrative Regulation Pertaining to the Federal Emission Control Act (Technical Instructions on Air Quality Control – TA Luft). Berlin: BMU. Disponible en [http://www.bmu.de/english/air\\_pollution\\_control/ta\\_luft/doc/36958.php](http://www.bmu.de/english/air_pollution_control/ta_luft/doc/36958.php)

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2006. Special Report, Carbon Dioxide Capture and Storage. Ginebra: IPCC. Disponible en <http://www.ipcc.ch/>

Irish Environmental Protection Agency (EPA). 1992. BATNEEC Guidance Note. Class 9.2. Crude Petroleum Handling and Storage. Dublín: EPA de Irlanda. Disponible en <http://www.epa.ie/Licensing/BATGuidanceNotes/>

Meyers, Robert. A. 1997. Handbook of Petroleum Refining Processes. New York, NY: McGraw-Hill Handbooks.

Italian Ministry of the Environment (Ministero dell'Ambiente). 1999. Servizio Inquinamento Atmosferico e Acustico e le Industrie a Rischio. Italian Refining Industry. Roma: Ministero dell'Ambiente.

University of 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=lbln>

United States (US) Environmental Protection Agency (EPA). 40 CFR Part 60 Standard of Performance for New Stationary Sources. Subpart 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: US EPA. Disponible en <http://www.epa.gov/epacr40/chapt-l.info/>

US EPA, 40 CFR Part 60 Standard of Performance for New Stationary Sources. Subpart J—Standards of Performance for Petroleum Refineries. Washington, DC: US EPA. Disponible en <http://www.epa.gov/epacr40/chapt-l.info/>

US EPA. 40 CFR Part 60 Standard of Performance for New Stationary Sources. Subpart QQQ—Standards of Performance for VOC Emissions From Petroleum Refinery Wastewater Systems. Washington, DC: US EPA. Disponible en <http://www.epa.gov/epacr40/chapt-l.info/>

US EPA. 40 CFR Part 63. Subpart CC—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants from Petroleum Refineries. Washington, DC: US EPA. Disponible en <http://www.epa.gov/epacr40/chapt-l.info/>

US EPA. 40 CFR Part 63. Subpart VV—National Emission Standards for Oil-Water Separators and Organic-Water Separators. Washington, DC: US EPA. Disponible en <http://www.epa.gov/epacr40/chapt-l.info/>

US EPA, 40 CFR Part 419. Petroleum Refining Point Source Category. Washington, DC: US EPA. Disponible en <http://www.epa.gov/epacr40/chapt-l.info/>

US National Fire Protection Association (NFPA). 2003. Code 30: Flammable and Combustible Liquids. Quincy, MA: NFPA. Disponible en <http://www.nfpa.org/>

World Refining Association. 1999. Efficient Operation of Refineries in Western and Central Europe. Improving Environmental Procedures and Energy Production. Vienna: Honeywell.

## Anexo A: Descripción general de las actividades de la industria

Las guías sobre medio ambiente, salud y seguridad para la refinación de petróleo cubren las operaciones de procesamiento desde el petróleo crudo hasta los productos acabados líquidos, incluidos gas licuado de petróleo (GLP), gasolina para motores, queroseno, gasóleo, gasóleo para calefacción, fuel-oil, betún, asfalto, azufre y productos intermedios (por ejemplo, mezclas de propano / propileno, gasolina en bruto, destilados medios y destilados al vacío) para la industria petroquímica. Los productos acabados se producen a partir de la mezcla de diferentes productos intermedios. Generalmente nos referimos a estas mezclas como grupo de gasolinas, grupo de gasóleos, grupo de GLP, entre otros, y tienen varias composiciones que dependen de la configuración del proceso de la refinería.

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 procesamiento.

La carga de alimentación utilizada en una refinería es petróleo crudo, que es una mezcla de hidrocarburos.<sup>20</sup> Los hidrocarburos del petróleo crudo son una mezcla de tres grupos químicos, incluidas las parafinas (normales e isoparafinas), los naftenos y los aromáticos. La distinción más común entre los tipos de petróleo crudo es entre "dulce" o "ácido". El petróleo crudo dulce generalmente tiene un bajo contenido de azufre y es ligeramente parafínico. El petróleo crudo ácido generalmente

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 en parafinas, nafténicos y aromáticos.

### Unidades de proceso

#### *Desalado*

El desalado es un proceso para lavar el petróleo crudo con agua dulce a temperatura y presión elevadas para disolver, separar y eliminar las sales y los sólidos. El petróleo crudo y el crudo reducido (generalmente conocido como crudo de alimentación) y el agua dulce son los insumos de la unidad de desalado y sus productos son el crudo lavado y el agua contaminada.

#### *Unidades de destilación primaria*

Estas unidades incluyen la unidad de destilación atmosférica (Fraccionamiento o CDU) seguida de la unidad de alto vacío (HVU). 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 por intervalos de los puntos de ebullición. Las fracciones más pesadas recuperadas en el parte inferior de la CDU (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.

#### *Unidad de producción de betún*

La unidad de producción de betún se alimenta con residuos de vacío. En la unidad de soplado del betún (BBU), se inyecta aire al betún caliente, lo que produce reacciones de deshidrogenación y polimerización y genera un producto más duro con una viscosidad más elevada, un punto de reblandecimiento más alto y una penetración reducida. El betún soplado se elimina del fondo del recipiente de oxidación y se

<sup>20</sup> 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 tales como mercaptanos y sulfuros), nitrógeno, vanadio y níquel están químicamente vinculadas a las estructuras de los hidrocarburos. Otros, como la arcilla, el agua, las sales de zinc solubles en agua, el cromo y el sodio están presentes como materiales inorgánicos.

enfria antes de ser enviado a almacenamiento. El betún normalmente se almacena en depósitos calentados de techo cónico, calorifugados e inertizados con nitrógeno, que disponen de válvulas de seguridad. 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*

Los procesos de hidrot ratamiento<sup>21</sup> e hidroprocesamiento se utilizan para eliminar impurezas tales como azufre, nitrógeno, oxígeno, haluros y restos de impurezas metálicas que pueden desactivar los catalizadores de metales nobles. El hidrot ratamiento también mejora la calidad de las fracciones procesadas convirtiendo las oleofinas y dioleofinas en parafinas para reducir la formación de goma 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 craqueo,<sup>22</sup> en las que el azufre y el nitrógeno podrían tener efectos negativos en el funcionamiento del catalizador. El consumo de hidrógeno es elevado y exige la existencia de una planta de hidrógeno en la refinería.

<sup>21</sup> 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 trate del principio del reformado), hidrosulfurización (HDS, incluida la unidad de hidrosulfurización de destilados medios, la hidrosulfurización catalítica selectiva y la hidrosulfurización profunda de los gasóleos), hidro craqueo selectivo (o desparafinación), hidrosulfurización, saturación de oleofinas y saturación de aromáticos e hidrot ratamiento de residuos.

<sup>22</sup> La unidad de hidro craqueo es uno de los procesos de refino 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 una función doble: 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 en metales de la alimentación.

Las unidades de isomerización C<sub>5</sub> – C<sub>6</sub> están basadas en los procesos de isomerización primaria (por ejemplo, de los tipos "de un solo paso" y "con reciclado"), utilizados para convertir una molécula lineal en una molécula ramificada con la misma fórmula original. Generalmente, las parafinas moleculares de peso molecular bajo (C<sub>4</sub>-C<sub>6</sub>) se convierten en isoparafinas que tienen un mayor índice de octano. Existen tres tipos diferentes de catalizadores, incluidos los catalizadores promovidos por cloruro, las zeolitas y los catalizadores de circonio sulfatado.

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. Este proceso hidrogena 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 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*

La alimentación habitual son naftas pesadas en bruto (HVN) procedentes de la unidad de destilación de crudo y, cuando sea posible, nafta pesada hidrot ratada procedente de la unidad de hidro craqueo. La nafta de alimentación, mezclada con una corriente de gas rico en hidrógeno, se calienta y vaporiza y después se lleva al reactor de hidrot ratamiento (pretratamiento), que contiene un catalizador en lecho fijo de cobalto / níquel / molibdeno. Una vez separados del hidrógeno, los hidrocarburos inferiores a C<sub>5</sub> contenidos en el producto se eliminan en la torre de separación. La nafta pesada, libre de nitrógeno y compuestos de azufre, que sale de la unidad de hidrot ratamiento, pasa a la sección de reformado catalítico con el fin de mejorarla para su uso en la mezcla de gasolinas con alto octanaje.

Existen cuatro tipos principales de reacciones que tienen lugar durante el proceso de reformado: (1) deshidrogenación de naftenos a aromáticos; (2) deshidrociclación de parafinas a aromáticos; (3) isomerización; e (4) hidrocrqueo. Existen siete procesos de reformado catalítico que se pueden clasificar en tres categorías, incluido el reformado "continuo", que utiliza reactores de lecho móvil, así como el "cíclico" y el "semi-regenerativo", que utilizan ambos reactores de lecho fijo.

### *Unidades de craqueo catalítico (Craqueadores catalíticos)*

El craqueado catalítico es, con diferencia, el proceso de conversión más utilizado para mejorar los hidrocarburos pesados convirtiéndolos en hidrocarburos de menor punto de ebullición y más valorados. El proceso utiliza tanto el calor como el catalizador para romper las moléculas grandes de hidrocarburos en moléculas más ligeras y pequeñas. A diferencia de la unidad de hidrocrqueo, no 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 de lecho fluido [FCCU], la unidad de craqueo catalítico de residuos [RCCU]), y unidades de paso único. La corriente de alimentación de la FCCU es el gasóleo pesado de vacío desulfurizado procedente del hidrocrqueo. La RCCU trata alimentaciones más pesadas, como los residuos de la destilación atmosférica.

En ambos procesos, el vapor y el aceite entran en contacto con el catalizador caliente en el fondo del reactor. 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.

### *Unidades de la planta de gas*

Los hidrocarburos con punto de ebullición más bajo se tratan generalmente en una planta de separación normal 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 separan los siguientes residuos: fracción C1-C2; fracción C3 (propano); fracción C4 (butano); y gasolina desbutanizada. Las unidades de tratamiento de aminas eliminan el sulfuro de hidrógeno y sulfuro de carbonilo de los demás residuos. 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*

La alimentación de las unidades de MTBE/ETBE son los residuos de hidrocarburos C4 procedentes de la FCCU, así como el metanol y el etanol. El isobutileno reacciona con el metanol o con el etanol para producir directamente MTBE (metil-terbutil éter) o ETBE (etil-terbutil éter), respectivamente. Los reactores pueden ser adiabáticos, 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 LCN, (formado por hidrocarburos C<sub>5</sub>, tanto parafinas como olefinas). Sin embargo, únicamente los isoamilenos reactivos (2-metil-1-buteno y 2-metil-2-buteno) reaccionan con el metanol para producir

directamente TAME (teramil-metil-éter). Se utilizan reactores adiabáticos y el catalizador es el mismo que para las unidades MTBE / ETBE.

### *Unidades de alquilación*

El objeto de las unidades de alquilación es producir un componente de mezcla de gasolina de alta calidad llamado alquilato. La alquilación es la reacción de las oleofinas C<sub>3</sub> y C<sub>4</sub> con el isobutano para formar isoparafinas de mayor peso molecular y con octanaje más alto (preferiblemente isoocitanos). El proceso conlleva condiciones de reacción a baja temperatura llevadas 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).

Los lodos ácidos se llevan a un horno de descomposición junto con el gas combustible, donde, a 1.050°C, tiene lugar la descomposición del ácido sulfúrico en dióxido de azufre. 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*

En la unidad de polimerización, las oleofinas C<sub>3</sub> y C<sub>4</sub> 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*

La coquización es un proceso de craqueo térmico severo utilizado principalmente para reducir la producción de gasóleos residuales de bajo valor de 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, con distintas cantidades de impurezas y que contiene entre un 5 y un 6% de hidrocarburos. Existen dos tipos de procesos de coquización: los procesos de coquización retardada y la coquización fluida. El proceso de flexicoquización es similar a la coquización fluida, pero dispone de 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, sulfuro de hidrógeno y amoniaco, 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.

En los gasificadores de flexicoquización el azufre contenido en el coque se convierte, principalmente, en sulfuro de hidrógeno y en trazas de sulfuro de carbonilo. El nitrógeno contenido en el coque se convierte en amoniaco.

### *Unidad de viscorreducción*

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.

El factor más importante para controlar la intensidad del craqueo debería ser siempre la estabilidad y la viscosidad del

llamado residuo viscorreducido, que se lleva 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 (gasóleos) de viscosidad más baja. El craqueo excesivo, sin embargo, produce un gasóleo inestable que deriva en la formación de lodos y sedimentos durante el almacenamiento.

Existen dos tipos de operaciones de viscorreducción: craqueo en horno o "de bobina" y craqueo "de remojo". El gas producido se lleva a una unidad de tratamiento de aminas para eliminar el sulfuro de hidrógeno.

#### *Unidades de producción de aceites lubricantes*

Un complejo para producir la base para aceites lubricantes 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 lubricantes requiere mucha mano de obra debido, principalmente, a su funcionamiento por lotes, los distintos grados de aceite lubricante que se producen normalmente y la intensa manipulación de productos que conlleva.

#### *Unidades de tratamiento de gases y recuperación de azufre*

El azufre se elimina a partir de una serie de corrientes de gases residuales de procesos de refinería (gas ácido) para cumplir los límites de emisiones de SO<sub>x</sub> y para recuperar el azufre elemental comercializable. Las corrientes de gases residuales de proceso, o gases ácidos, procedentes de la unidad de coquización, de la FCCU y de las unidades de hidrotratamiento

contienen altas concentraciones de sulfuro de hidrógeno y sulfuro de carbonilo mezclados con gases combustibles ligeros. Antes de que se recupere el azufre elemental es necesario separar los gases combustibles (principalmente metano y etano) del sulfuro de hidrógeno y del sulfuro de carbonilo, lo que se consigue, habitualmente, disolviendo el sulfuro de hidrógeno y el sulfuro de carbonilo en un solvente químico. Los solventes utilizados con más frecuencia son las aminas, tales como dietanolamina (DEA). También se utilizan adsorbentes secos, como tamices moleculares, carbón activado y hierro esponja.

En los procesos con solventes de amina llevados a cabo en las unidades de tratamiento de gases amina, la solución de DEA, o de otro solvente de amina, se bombea a una torre de absorción donde los gases entran en contacto y el sulfuro de hidrógeno y el sulfuro de carbonilo se disuelven en la solución. Los gases combustibles, libres de sulfuro de hidrógeno y de sulfuro de carbonilo, se eliminan y envían a la red de gases combustibles de la refinería. La solución de sulfuro de carbonilo y sulfuro de hidrógeno de la amina se regenera mediante calentamiento y separación con vapor de agua, para eliminar el sulfuro de hidrógeno gaseoso, antes de volver reciclarla en la torre de absorción. El sulfuro de hidrógeno y el sulfuro de carbonilo se envían a la unidad Claus para recuperar el azufre. Las emisiones al aire procedentes de las unidades de recuperación de azufre estarán formadas por sulfuro de hidrógeno, SO<sub>x</sub> y NO<sub>x</sub> en los gases de cola de proceso, además de las fugas.

El proceso Claus consiste en la combustión parcial de las corrientes de gas ricas en sulfuro de hidrógeno y sulfuro de carbonilo y en la reacción posterior del dióxido de azufre resultante y el sulfuro de hidrógeno no quemado en presencia de un catalizador a base de bauxita para producir azufre elemental. Las unidades Claus eliminan únicamente el 90 por ciento del sulfuro de hidrógeno y del sulfuro de carbonilo, a la salida hay otros procesos para conseguir la eliminación completa del azufre (hasta un 99,5%).

### Unidad de separación de aguas ácidas (SWSU)

Muchas unidades de proceso generan aguas contaminadas con amoníaco y sulfuros, normalmente conocidas como aguas ácidas. La unidad de separación de aguas ácidas (SWSU) permite volver a utilizar las aguas ácidas eliminando los sulfuros y el amoníaco. El proceso se complica por la presencia de otros productos químicos tales como el fenol y las cianidas.

#### *Planta de hidrógeno*

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. Esta unidad normalmente está formada por un reformador y produce una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono, conocida como gas sintético (singas). Después de pasar por una sección 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 monóxido de carbono 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 en la WWTU.

#### *Unidades de tratamiento químico*

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 el ruido y para reducir la corrosividad. Estos tratamientos se consiguen mediante un proceso de extracción, oxidación o ambos, dependiendo de la corriente de proceso tratada. El proceso de extracción elimina los mercaptanos mediante extracción cáustica, y 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. El resultado del 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.

El licor de lavado cáustico agotado (solución cáustica agotada) procedente de la unidad de extracción es una de las corrientes de residuos más problemática generada en las refinerías. Esto se debe principalmente a la excesivamente alta concentración de sulfuros que hace que no sea posible su vertido directo en la WWTU. Los niveles altos de sulfuros también pueden producir problemas de seguridad y olores cuando se liberan como gas.

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

#### *Unidades de gasificación*

Las unidades de gasificación incluyen gasificación de coque, gasificación de hidrocarburos (oxidación parcial) y purificación de hidrógeno (a saber, lavado en húmedo, sistemas de membrana, separación criogénica y adsorción mediante un proceso cíclico de presión). El gas sintético producido por la gasificación del coque contiene sulfuro de hidrógeno y sulfuro de carbonilo, y el gas se trata en una unidad de tratamiento de aminas.

#### **Instalaciones de mezcla**

El proceso de mezclado es la operación final del proceso de refinación del petróleo. Consiste en la mezcla de los productos en distintas proporciones para cumplir determinadas especificaciones comerciales. La mezcla se puede llevar a cabo, de forma continua o discontinua, en tanques de mezclado.

Las emisiones al aire procedentes del proceso de mezclado incluyen fugas de compuestos orgánicos volátiles procedentes

de los tanques de mezclado, las válvulas, las bombas y las operaciones de mezclado.

### *Instalaciones auxiliares*

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