

INTRODUCCIÓN A LA REFINACIÓN DEL PETRÓLEO Y PRODUCCIÓN DE GASOLINA Y DIÉSEL CON CONTENIDO ULTRA BAJO DE AZUFRE

ELABORADO PARA:



24 DE OCTUBRE DE 2011

ÍNDICE

1. Introducción	1
2. Panorama General de la Refinación del Petróleo	2
3. Panorama General del Petróleo Crudo.....	3
3.1 Componentes químicos del petróleo crudo	3
3.2 Características del petróleo crudo	6
3.2.1 Gravedad API (densidad).....	6
3.2.2 Contenido de azufre.....	7
3.2.3 Clasificación de los tipos de petróleo crudo según su gravedad API y contenido de azufre	8
3.3 Calidad del petróleo crudo y economía de la refinación	10
3.3.1 La calidad promedio del crudo está disminuyendo	10
3.3.2 La calidad del petróleo crudo influye su precio.....	11
4. Aspectos Fundamentales del Proceso de Refinación.....	13
4.1 Clasificación de las refinerías según su configuración y complejidad	15
4.2 Tipos de procesos de refinación	20
4.2.1 Destilación del crudo.....	20
4.2.2 Procesos de conversión (craqueo).....	21
4.2.3 Procesos de mejoramiento.....	25
4.2.4 Procesos de tratamiento (hidrotratamiento)	29
4.2.5 Procesos de separación	30
4.2.6 Servicio general y operaciones de soporte	30
4.2.7 Mezcla de productos	31
5. Aspectos Fundamentales de la Producción de ULSF	33
5.1 Propiedades fundamentales de la mezcla de componentes de gasolina y combustible diésel	33
5.1.1 Mezclas de componentes de gasolina	33
5.1.2 Mezcla de componentes de combustible diésel.....	34
5.1.3 La función especial de las unidades de conversión.....	35
5.2 Procesos de refinación vinculados con el cumplimiento de los estándares de ULSG y ULSD	36
5.3 Mejoramiento de la refinería para cumplir con los estándares más estrictos de azufre	37
5.3.1 Producción de ULSG.....	38
5.3.2 Producción de ULSD.....	39
5.4 Economía del cumplimiento de los estándares ULSF	39
5.4.1 Requisitos de la inversión	39
5.4.2 Costos de refinación	39
5.4.3 Uso de energía y emisiones de CO ₂	41
6. Citas.....	42

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Tipos importantes de compuestos de hidrocarburos presentes en el petróleo crudo	4
Figura 2: Típica producción natural de crudos livianos y pesados.....	6
Figura 3: Tipos de petróleo crudo	8
Figura 4: Gravedad °API y niveles de azufre presentes en algunos tipos importantes de petróleo crudo.....	9
Figura 5: Calidad regional y mundial promedio del petróleo crudo: 2008 (presente) y 2030 (proyectado).....	10
Figura 6: Tendencias mundiales de calidad del petróleo crudo (2008-2030).....	11
Figura 7: Diagrama de flujo de una refinería típica (muy) compleja	13
Figura 8: Vista esquemática de la destilación del petróleo crudo y el procesamiento desde su origen	15
Figura 9: Esquema de clasificación de una refinería.....	16
Figura 10: Tipos de refinerías y patrones de rendimiento característicos	19
Figura 11: Tipos importantes de procesos de refinación	20
Figura 12: Características destacadas de los procesos de conversión primaria.....	22
Figura 14: Proporción típica y propiedades características del estándar de mezclas de componentes de gasolina	33
Figura 15: Proporción típica y propiedades características del estándar de mezclas de componentes de combustible diésel.....	35
Figura 16: Procesos de refinación para la producción de ULSF	36
Figura 17: Consumo aproximado de hidrógeno en los procesos de producción de ULSF	40

1. INTRODUCCIÓN

Esta guía autodidáctica aborda los principios fundamentales de la refinación del petróleo y su relación con la producción de combustibles con contenido ultra bajo de azufre (ULSF), en particular la gasolina (ULSG) y el combustible diésel (ULSD).¹ Este es el primer producto de un análisis integral de la economía en la producción de ULSG y ULSD, y el suministro de estos combustibles a Brasil, China, India y México, a cargo de HART Energy y MathPro Inc. para el Consejo Internacional sobre Transporte Limpio (ICCT, por sus siglas en inglés).

El objetivo de esa guía es (1) brindar un contexto y marco de organización a los fines de un análisis general, (2) identificar los factores técnicos que determinan el costo de refinación para la producción de ULSG y ULSD, y (3) facilitar la interpretación de los resultados del análisis. En esta guía se tratan los siguientes temas:

- ◆ Los aspectos fundamentales de la industria de refinación del petróleo
- ◆ El petróleo crudo y sus propiedades
- ◆ Las clases de procesos y configuraciones de refinación
- ◆ Las propiedades de los flujos producidos por refinación (“componentes de mezcla”) que forman la gasolina y el combustible diésel
- ◆ Las opciones de procesos de refinación para la producción de ULSG y ULSD

Esta guía está dirigida a los lectores interesados en la producción de ULSG y ULSD, pero que desconocen las operaciones de refinación en general y el control del azufre en particular.

¹ A los fines de esta guía, ULSF se define como combustible con contenido de azufre de < 30 partes por millón (ppm).

2. PANORAMA GENERAL DE LA REFINACIÓN DEL PETRÓLEO

La refinación de petróleo es un eslabón único y fundamental de la cadena de suministro de petróleo, del pozo a la bomba. Los demás eslabones de este proceso agregan valor al petróleo, principalmente mediante su traslado y almacenamiento (por ejemplo, extracción del petróleo crudo a la superficie, traslado desde el yacimiento petrolífero a los depósitos y luego a las refinerías, traslado de los productos refinados desde las refinerías a las terminales de despacho e instalaciones de productos de consumo final, etc.). La refinación agrega valor mediante la conversión del petróleo crudo (que, en sí mismo, tiene escaso valor como producto de consumo final) en una variedad de productos refinados, incluidos los combustibles para transporte. El principal objetivo económico de la refinación consiste en maximizar el valor agregado en la conversión del petróleo crudo en productos terminados.

Las refinerías son grandes plantas de producción de gran densidad de capital, con sistemas de procesamiento extremadamente complejos. En ellas se convierte el petróleo crudo y otros flujos de entrada en docenas de (sub)productos refinados, por ejemplo:

- ◆ Gas licuado de petróleo (GLP)
- ◆ Gasolina
- ◆ Combustible pesado
- ◆ Queroseno (para iluminación y calefacción)
- ◆ Combustible diésel
- ◆ Materias primas de petroquímicos
- ◆ Aceites lubricantes y ceras
- ◆ Gasóleo de calefacción
- ◆ Aceite combustible (para generación de energía eléctrica, combustible marino, calefacción industrial y urbana)
- ◆ Asfalto (para pavimentación y techado)

Entre los subproductos mencionados, los combustibles para transporte son los de mayor valor, mientras que los aceites combustibles y el asfalto son los de menor valor.

Muchos productos refinados, como la gasolina, se producen en diferentes grados, para cumplir con diferentes especificaciones y estándares (por ejemplo, índices de octano o contenido de azufre).

En la actualidad, existen más de 660 refinerías en 116 países, que producen más de 85 millones de barriles de productos refinados por día. Cada refinería tiene una estructura física particular, así como determinadas características operativas y una economía particular. La estructura de una refinería y sus características de funcionamiento están determinadas principalmente por su ubicación, antigüedad, disponibilidad de fondos para inversiones de capital, petróleos crudos disponibles, demanda del producto (de los mercados locales y/o de exportación), requisitos de calidad del producto, normativa y estándares ambientales, y las especificaciones y requisitos del mercado para los productos refinados.

La mayoría de las refinerías de América del Norte están diseñadas para maximizar la producción de gasolina, a expensas de los demás productos refinados. En otros lugares, la mayoría de las capacidades de refinación actuales y prácticamente todas las capacidades nuevas están diseñadas

para maximizar la producción de destilado (combustible diésel y pesado) y, en algunas zonas, la producción de materias primas de petroquímicos, debido a que se ha registrado un acelerado crecimiento en la demanda de estos productos en la mayoría de las regiones del mundo.

3. PANORAMA GENERAL DEL PETRÓLEO CRUDO

En las refinerías se convierte el petróleo crudo en productos terminados derivados del petróleo. Por lo tanto, a fin de comprender los aspectos fundamentales de la refinación del petróleo, se debe empezar con el petróleo crudo.

3.1 Componentes químicos del petróleo crudo

En las refinerías del mundo, se procesan, en mayor o menor volumen, cientos de tipos diferentes de crudos (identificados generalmente por su origen geográfico).

Cada tipo de crudo es único y es una mezcla compleja de miles de componentes. La mayoría de los componentes presentes en el petróleo crudo son hidrocarburos (componentes orgánicos compuestos por átomos de hidrógeno y carbono). Asimismo, se pueden encontrar no sólo carbono e hidrógeno, sino también pequeñas (pero importantes) cantidades de otros ("hetero") elementos, en particular azufre, nitrógeno y ciertos metales (por ejemplo, níquel, vanadio, etc.). El petróleo crudo está compuesto por la molécula de hidrocarburo más pequeña y simple – CH_4 (metano) – hasta las moléculas más grandes y complejas que contienen 50 o más átomos de carbono (además de hidrógeno y heteroelementos).

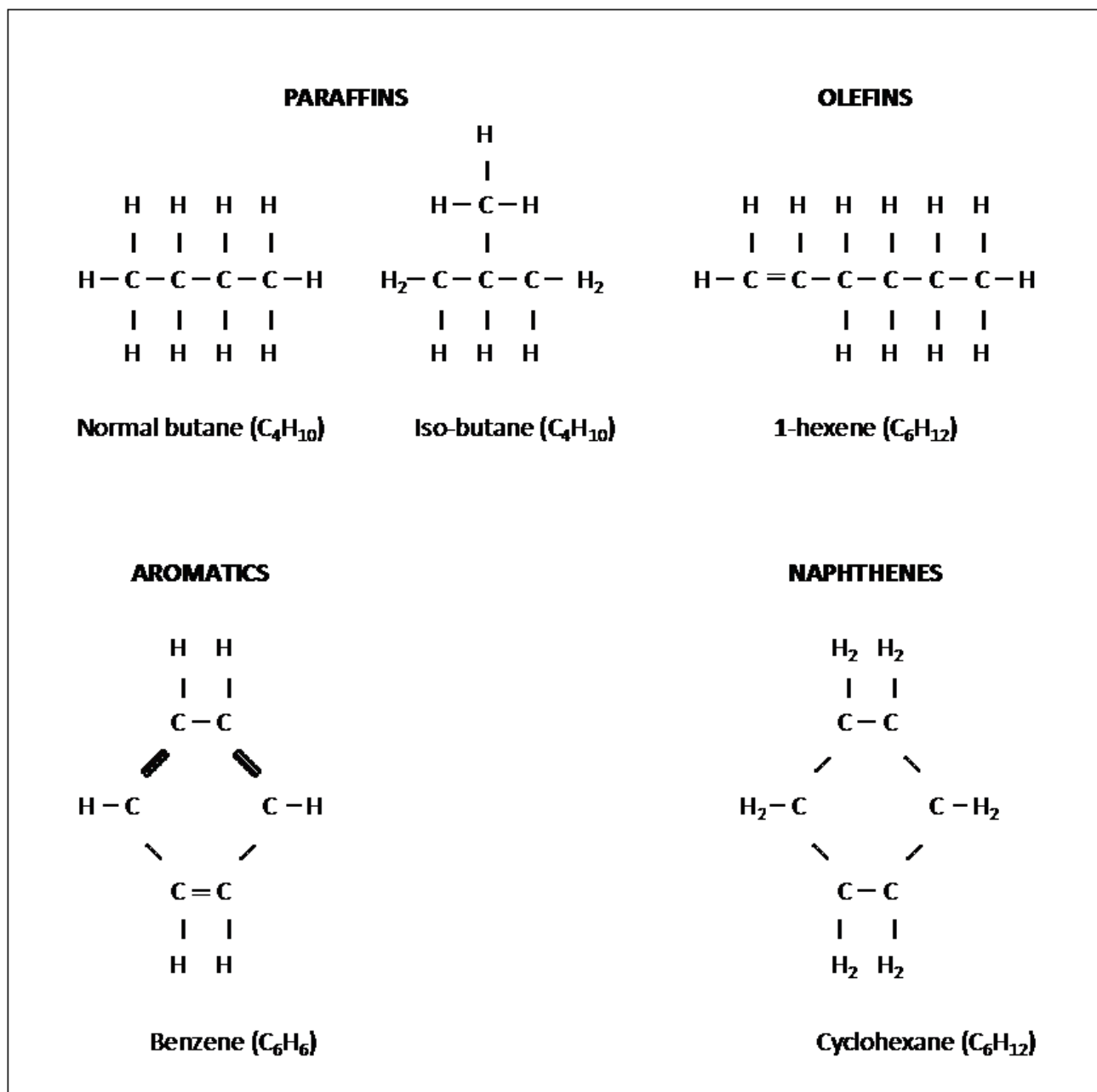
Las propiedades físicas y químicas de cualquier tipo de hidrocarburo o molécula dependen no sólo de la cantidad de átomos de carbono en la molécula, sino también de la naturaleza de los enlaces químicos entre ellos. Los átomos de carbono se unen fácilmente entre sí (y con hidrógeno y heteroátomos) en diferentes formas (enlaces simples, dobles y triples) para formar diferentes clases de hidrocarburos, conforme se ilustra en la **Figura 1** de la página siguiente.

La *parafina*, los *aromáticos* y los *naftenos* son componentes naturales del petróleo crudo, y también se producen mediante varias operaciones de refinación. Normalmente las *olefinas* no están presentes en el petróleo crudo. Se producen en determinadas operaciones de refinación destinadas principalmente a la producción de gasolina. Como se muestra en la Figura 1, los componentes aromáticos tienen mayor proporción de carbono-hidrógeno (C/H) que los naftenos, los cuales, a su vez, tienen mayor proporción de C/H que las parafinas.

Cuánto más pesado (más denso) es el crudo, más alta es su proporción de C/H. Debido a los procesos químicos de la refinación, cuánto mayor es la proporción de C/H del crudo, más intenso y costoso es el proceso de refinación que se requiere para producir determinados volúmenes de gasolina y combustibles destilados. Por ello, la composición química del petróleo crudo y su división en fracciones de distinto punto de ebullición incluyen en los requisitos de inversión de la refinería y la energía que utiliza, los dos aspectos más importantes del costo total de la refinación.

Las proporciones de los diferentes tipos de hidrocarburos, su distribución de la cantidad de carbono y la concentración de heteroelementos en un tipo de crudo determina el rendimiento y la calidad de los productos refinados que se pueden producir en la refinería a partir de dicho crudo y, por lo tanto, el valor económico del crudo. Los diferentes tipos de crudo requieren distintas refinerías y operaciones para maximizar el valor de la gama de productos que producen.

Figura 1: Tipos importantes de compuestos de hidrocarburos presentes en el petróleo crudo



3.2 Características del petróleo crudo

La valoración de los costos de refinación del petróleo crudo requiere una descripción completa del crudo y sus componentes, incluida la calificación de sus propiedades. Sin embargo, existen dos propiedades que son especialmente útiles para clasificar y comparar rápidamente los petróleos crudos: la *gravedad API* (medida de *densidad*) y el contenido de *azufre*.

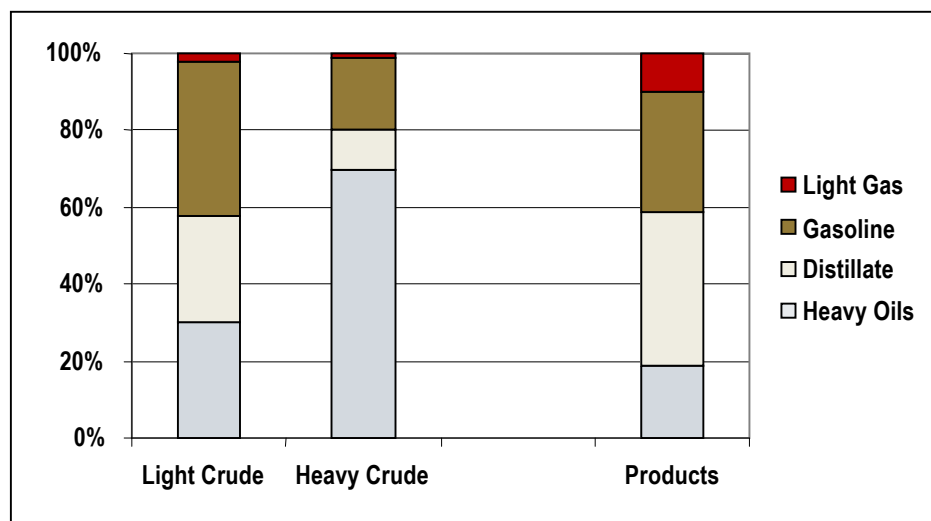
3.2.1 Gravedad API (densidad)

La *densidad* de un crudo indica qué tan liviano o pesado es en su totalidad. Los crudos más livianos tienen una mayor proporción de pequeñas moléculas, que las refinerías pueden convertir en gasolina, combustible pesado y diésel (cuya demanda está en aumento). Los crudos más pesados tienen proporciones más altas de moléculas grandes, que las refinerías pueden (1) utilizar en combustibles industriales pesados, asfalto y otros productos pesados (cuyos mercados son menos dinámicos y, en algunos casos, se están reduciendo), o (2) procesarlas en moléculas más pequeñas que se pueden utilizar en combustibles para transporte.

En la industria de refinación, la densidad de un crudo se expresa generalmente en términos de *gravedad API*, un parámetro de medición de unidades en grados ($^{\circ}$ *API*), por ejemplo, 35° *API*. La *gravedad API* varía en forma inversa a la densidad (es decir, cuánto más liviano es el material, más alta es la *gravedad API*). Por definición, el agua tiene una *gravedad API* de 10° .

La **Figura 2** muestra la calidad de un típico crudo *liviano* (35° *API*) y un típico crudo *pesado* (25° *API*), en función de su producción natural de gases livianos, componentes de la gasolina y destilados (principalmente combustible pesado y diésel), y aceites pesados. La figura también muestra el perfil promedio de demanda de estas categorías de productos en los países desarrollados.

Figura 2: Típica producción natural de crudos livianos y pesados



Fuente: Consultoría de Hart Energy (2010)

Las producciones naturales de aceites pesados a partir de los crudos livianos y pesados superan la demanda de productos refinados pesados, y la producción natural de aceite pesado a partir del crudo pesado es más del doble en comparación con el crudo liviano. Estas características generales de los crudos implican que (1) las refinerías deben ser capaces de convertir al menos algunos, y quizás la mayoría, de los aceites pesados en productos livianos, y (2) cuánto más pesado es el crudo, más es la capacidad de conversión que se necesita para producir cualquier gama de productos.

3.2.2 Contenido de azufre

Entre los heteroelementos presentes en el petróleo crudo, el azufre es el que más afecta el proceso de refinación.

- ◆ Los niveles suficientemente altos de azufre en el flujo de refinación pueden (1) desactivar ("contaminar") los catalizadores que aceleran las reacciones químicas deseadas en ciertos procesos de refinación, (2) provocar la corrosión en el equipo de refinería, y (3) generar la emisión a la atmósfera de compuestos de azufre, que no son agradables y pueden estar sujetos a estrictos controles reglamentarios.
- ◆ El azufre de los combustibles para vehículos automotores ocasiona la emisión de compuestos de azufre indeseables e interfiere con los sistemas de control de emisiones de este tipo que están destinados a regular las emisiones perjudiciales, como los compuestos orgánicos volátiles, óxidos de nitrógeno y particulados.

Consecuentemente, las refinerías deben tener la capacidad de extraer el azufre del crudo y los flujos de refinación en la medida que sea necesario para atenuar estos efectos no deseados. Cuánto más alto sea el contenido de azufre del crudo, más alto es el grado de control de azufre que se necesita y el costo que insume este procedimiento.

El contenido de azufre del crudo y los flujos de refinación se mide generalmente en tanto por ciento (%) en peso o en partes por millón por peso (ppmw). En la industria de la refinería, el petróleo crudo se denomina *con poco azufre* (bajo nivel de azufre), si su nivel de azufre es inferior al valor umbral (por ejemplo, 0,5 % (5.000 ppmw)) y *sulfuroso* (alto nivel de azufre), si el nivel de azufre supera el umbral más alto. La mayoría de los crudos sulfurosos registran niveles de azufre de entre 1,0 y 2,0 %, pero en algunos casos se registran niveles de azufre de > 4 %.

En un determinado tipo de crudo, la concentración de azufre tiende a incrementar en forma progresiva, con un aumento en la cantidad de carbono. Por lo tanto, las fracciones de crudo en el aceite combustible y el punto de ebullición del asfalto tienen mayor contenido de azufre en comparación con el que se registra en el punto de ebullición del combustible pesado y el diésel, que, a su vez, tienen más contenido de azufre que el que se registra en el punto de ebullición de la gasolina. Del mismo modo, los componentes más pesados presentes en, por ejemplo, el punto de ebullición de la gasolina tienen más contenido de azufre que los componentes más livianos en dicho punto de ebullición.

3.2.3 Clasificación de los tipos de petróleo crudo según su gravedad API y contenido de azufre

La **Figura 3** muestra un esquema que se utiliza mucho para clasificar los tipos de petróleo crudo en base a su gravedad API y contenido de azufre. Cada clase de crudo se define por rango de gravedad API y rango de contenido de azufre. Los nombres de las categorías indican tales rangos en términos cualitativos.

En la **Figura 4** se enumeran algunos tipos importantes de crudo que se comercializan en el mundo y su clasificación según la gravedad API y el contenido de azufre de cada uno de estos petróleos crudos.

Figura 3: Tipos de petróleo crudo

Crude Oil Class	Property Range	
	Gravity (°API)	Sulfur (wt.%)
Light Sweet	35-60	0-0.5
Light Sour	35-60	> 0.5
Medium Medium Sour	26-35	0-1.1
Medium Sour	26-35	> 1.1
Heavy Sweet	10-26	0-1.1
Heavy Sour	10-26	> 1.1

Figura 4: Gravedad °API y niveles de azufre presentes en algunos tipos importantes de petróleo crudo

Crude Oil	Country of Origin	Crude Oil Class	Properties	
			Gravity (°API)	Sulfur (wt.%)
Brent	U.K.	Light Sweet	40.0	0.5
West Texas Intermediate	U.S.A.		39.8	0.3
Arabian Extra Lt. Export	Saudi Arabia	Light Sour	38.1	1.1
Daqing	China	Medium Medium Sour	33.0	0.1
Forcados Export	Nigeria		29.5	0.2
Arabian Light Export	Saudi Arabia	Medium Sour	34.0	1.9
Kuwait Export Blend	Kuwait		30.9	2.5
Marlim Export	Brazil	Heavy Sweet	20.1	0.7
Cano Limon	Colombia		25.2	0.9
Oriente Export	Ecuador	Heavy Sour	25.0	1.4
Maya Heavy Export	Mexico		21.3	3.4

3.3 Calidad del petróleo crudo y economía de la refinación

3.3.1 La calidad promedio del crudo está disminuyendo

La gravedad API promedio y el contenido de azufre del total de tipos de crudo para refinación que se procesa en las refinerías varían según la región. En algunas regiones el tipo de crudo que se procesa es más liviano o con poco azufre que en otras regiones. Sin embargo, con el tiempo, la calidad promedio de los tipos mundiales de crudo para refinación ha ido decayendo paulatinamente. La gravedad API promedio ha disminuido lentamente. El contenido promedio de azufre ha aumentado más rápidamente y esta tendencia probablemente continuará en un futuro inmediato.

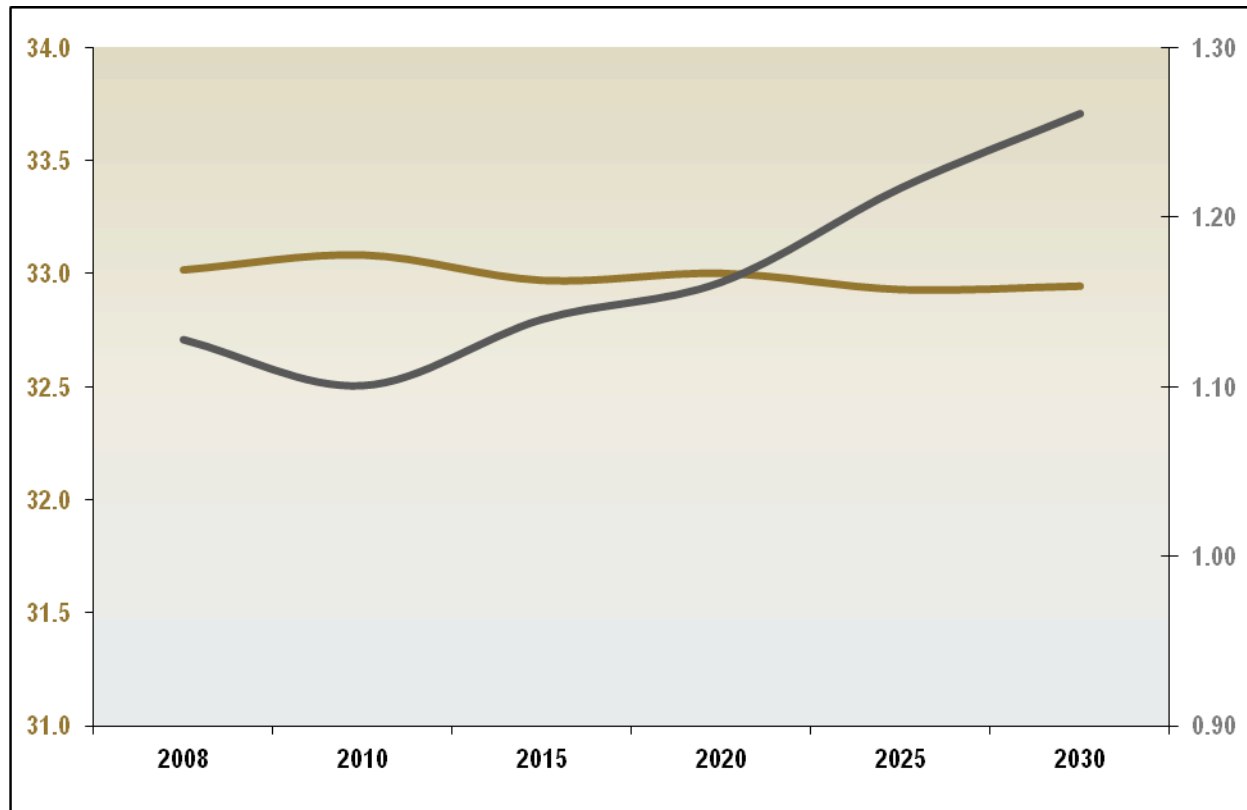
Para ilustrar esta tendencia, la **Figura 5** muestra la calidad estimada del crudo, según la gravedad API y el contenido de azufre, en varias regiones del mundo para el año 2008 (presente) y 2030 (proyectado). En la **Figura 6** se muestran las curvas del promedio de gravedad API y el contenido de azufre proyectadas en función del tiempo, para el período 2008 al 2030.

Figura 5: Calidad regional y mundial promedio del petróleo crudo:
2008 (presente) y 2030 (proyectado)

Region	2008 (Actual)		2030 (Projected)	
	Gravity (°API)	Sulfur (wt%)	Gravity (°API)	Sulfur (wt%)
North America	31.2	1.21	28.7	1.66
Latin America	25.1	1.59	23.5	1.57
Europe	37.1	0.37	37.4	0.38
Commonwealth of Independent States	32.5	1.09	35.1	0.97
Asia-Pacific	35.4	0.16	35.7	0.16
Middle East	34.0	1.75	33.9	1.84
Africa	36.5	0.31	37.1	0.26
World Average	33.0	1.1	32.9	1.3

Fuente: Análisis de Consultoría de Hart Energy (2010)

Figura 6: Tendencias mundiales de calidad del petróleo crudo (2008-2030)
(—) °API, (—) Azufre [%]



Fuente: Análisis de Consultoría de Hart Energy (2010)

Estas tendencias reflejan la inestable relación entre la calidad promedio de las reservas de crudo mundial y la producción anual de petróleo crudo. En promedio, las *reservas* mundiales de crudo registran una menor gravedad API y un mayor contenido de azufre que la *producción* mundial actual. Las grandes reservas de Medio Oriente (con predominio de crudo mediano sulfurado), América del Sur (con predominio de crudo pesado sulfurado) y Canadá (con predominio de crudo pesado sulfurado) contribuyen cada vez más con el suministro mundial de petróleo crudo. El crudo que se produce en Europa y Asia es, en promedio, de alta gravedad API y bajo contenido de azufre, pero constituye una parte menos importante del suministro mundial de petróleo.

3.3.2 La calidad del petróleo crudo influye su precio

La prensa popular con frecuencia hace referencia al "precio del petróleo crudo", como si todos los petróleos crudos tuvieran el mismo precio. En realidad, esto no es así. Cuánto más alta es la calidad del crudo, más alto es su precio de mercado, en relación con el precio promedio predominante de todo el petróleo crudo. En otras palabras, los crudos livianos con poco azufre tienen un sobreprecio, en comparación con el crudo mediano sulfurado y pesado.

Los crudos livianos con poco azufre tienen un costo de refinación más alto que los crudos más pesados y sulfurados, debido a que (1) los crudos livianos generan una mayor producción natural

de los componentes que se incorporan en los productos livianos más valiosos, y (2) los crudos con poco azufre tienen menos azufre. Por esta razón, los crudos livianos con poco azufre requieren menos energía para su procesamiento y menos inversión de capital para satisfacer la demanda y los estándares de calidad de un determinado producto, que los crudos más pesados y sulfurosos.

Por lo tanto, las refinerías se enfrentan a una decisión económica fundamental para satisfacer la demanda y cumplir con los estándares de calidad del producto. Éstas pueden pagar un sobreprecio por los crudos de mayor calidad para aprovechar sus beneficios económicos o hacer una inversión más alta en acciones de capital de refinería y costos más altos de refinación para beneficiarse de los precios relativamente más bajos de los crudos de menor calidad.

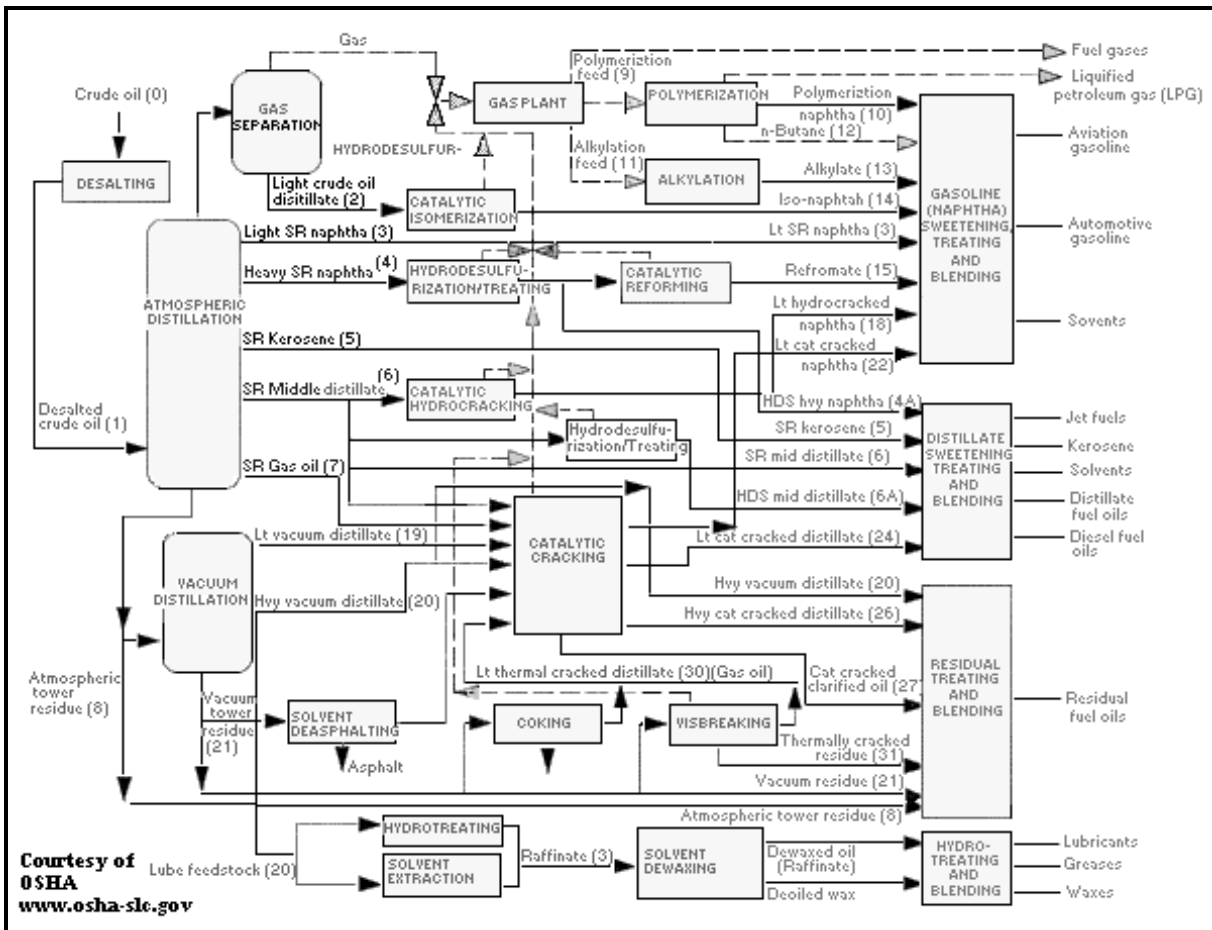
Las diferencias de precios del crudo liviano con poco azufre y el crudo sulfuroso pesado varían con el tiempo y según la región, debido a la interacción de diversos factores técnicos y económicos. Estos factores incluyen las diferencias en la calidad del crudo, el balance entre la oferta y la demanda del crudo, los mercados locales del producto y sus especificaciones, y la capacidad de refinación local. Sin embargo, por lo general, las diferencias de precios entre el crudo liviano con poco azufre y el sulfuroso pesado tienden a (1) aumentar (en términos absolutos) con el incremento del nivel de precios mundial del petróleo y (2) oscilar entre el 15% y 25% del precio promedio del crudo liviano con poco azufre.

4. ASPECTOS FUNDAMENTALES DEL PROCESO DE REFINACIÓN

Las refinerías de petróleo son grandes plantas de producción continua y gran densidad de capital. En las refinerías se transforma el petróleo crudo en productos terminados y refinados (en especial GLP, gasolina, combustible pesado, combustible diésel, materias primas de petroquímicos, gasóleo de calefacción, aceite combustible y asfalto) mediante (1) la separación de crudos en diferentes *fracciones* (cada una con un punto de ebullición y distribución de la cantidad de carbono únicos) y luego (2) el procesamiento de estas fracciones en productos terminados, mediante una secuencia de transformaciones físicas y químicas.

La **Figura 7** muestra un diagrama de flujo simplificado de una refinería típica moderna que produce una amplia variedad de combustibles de alta calidad y otros productos. Este diagrama es sólo una estimación del alcance y la complejidad de las acciones de capital de una refinería, la cantidad de unidades de proceso en una refinería típica y los subproductos que se producen en la refinería. La valoración de esta complejidad es fundamental para tener una noción básica de la industria de la refinería.

Figura 7: Diagrama de flujo de una refinería típica (muy) compleja

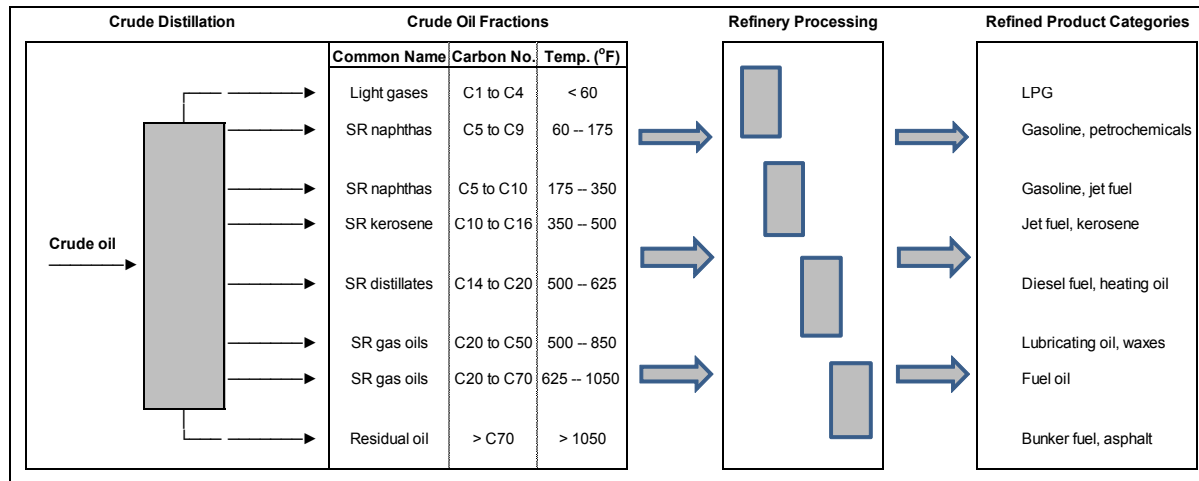


Muchos aspectos de las operaciones de refinación que se indican en la Figura 7 merecen una explicación. Las refinerías producen docenas de productos refinados (que varían desde los muy livianos, como el GLP, a los muy pesados, como el aceite combustible residual). Esto sucede no sólo debido a la demanda comercial de los diferentes productos, sino también por el hecho de que las propiedades del petróleo crudo y las capacidades de las refinerías imponen restricciones a los volúmenes de cualquier producto que se pueda elaborar en una refinería. Las refinerías pueden (y así lo hacen) cambiar sus operaciones de refinación para responder a los constantes cambios en el petróleo crudo y los mercados de productos, pero sólo dentro de los límites físicos determinados por las características de funcionamiento de sus refinerías y las propiedades de los petróleos crudos que procesan. Finalmente, la complejidad de las operaciones de refinación es tal que se pueden comprender y optimizar por completo, desde un punto de vista económico, sólo a través del uso de modelos matemáticos en las operaciones de las refinerías en general. Los modelos matemáticos utilizados en las operaciones de refinación son los únicos medios confiables para generar respuestas alcanzables (es decir, viables) y económicas (es decir, óptimas) para los cambios en el ambiente mercantil y la introducción de nuevas especificaciones de productos (por lo general, más estrictas).

La **Figura 8** muestra una representación esquemática más simple de una refinería de petróleo, que resulta más útil a los fines de esta guía. Esta figura ilustra, mediante un esquema, la separación

del petróleo crudo en fracciones de puntos de ebullición específicos (cantidad de carbono) en el proceso de destilación del crudo, muestra los nombres de las industrias estándar para estas fracciones de crudo, e indica los subsiguientes procesos de refinación de estos flujos para producir un tipo estándar de productos refinados terminados.²

Figura 8: Vista esquemática de la destilación del petróleo crudo y el procesamiento desde su origen



El balance de esta sección (1) describe el esquema de clasificación estándar de las refinerías, basado en las combinaciones de los procesos de refinación que éstas emplean (Sección 4.1) y, además, (2) describe brevemente los tipos de procesos más importantes a través de los cuales las refinerías transforman el petróleo crudo en productos terminados (Sección 4.2).

4.1 Clasificación de las refinerías según su configuración y complejidad

Las características de configuración y operación de cada refinería son únicas. Están determinadas principalmente por la ubicación de la refinería, su diseño, el tipo de crudo preferido para refinación, los requisitos del mercado para los productos refinados y las especificaciones de calidad (por ejemplo, contenido de azufre) para los productos refinados.

En este contexto, el término *configuración* denota el conjunto específico de unidades de procesos de refinación de una refinería determinada, el tamaño (capacidad de producción) de las distintas unidades, sus características técnicas destacadas y los patrones de flujo que conectan estas unidades.

Si bien no existen dos refinerías con configuraciones idénticas, éstas se pueden clasificar en grupos con características similares, definidas según su *complejidad*.

En este contexto, el término *complejidad* tiene dos significados. Uno de ellos es su acepción no técnica, que lo define como: intrincado, complicado, que consiste de muchas partes conectadas. El otro significado es en término específico que se usa en la industria de la refinería, que los define

² La designación SR de la Figura 7 significa “*destilación directa*”, un término del ámbito de la refinación que hace referencia al flujo que proviene directamente de la unidad de destilación del crudo, sin mayores procesamientos.

como: un marcador numérico que denota, respecto de una refinería en particular, la amplitud, capacidad e intensidad de capital de los procesos de refinación de la unidad de destilación del crudo desde su origen (que, por definición, tiene una complejidad de 1.0). A mayor complejidad de una refinería, mayor es la intensidad de las inversiones de capital de la refinería y su capacidad de agregar valor al petróleo crudo mediante:

- (1) la conversión de más fracciones de crudo pesado en productos livianos y de alto valor, y
- (2) la elaboración de productos livianos conforme las especificaciones de calidad más estrictas (por ejemplo, combustibles con contenido ultra bajo de azufre).

En términos generales, todas las refinerías pertenecen a una de cuatro clases, que se definen según la configuración del proceso y la complejidad de la refinería, como se muestra en la **Figura 9**.

Figura 9: Esquema de clasificación de una refinería

Configuration	Complexity	
	Ranking	Range
Topping	Low	< 2
Hydroskimming	Moderate	2 -- 6
Conversion	High	6 -- 12
Deep Conversion	Very high	> 12

- ◆ Las refinerías con unidades de destilación atmosférica o *topping* sólo realizan la *destilación del crudo* y ciertas *operaciones de apoyo* esenciales. No tienen capacidad de modificar el patrón de rendimiento natural de los petróleos crudos que procesan. Sólo realizan el fraccionamiento del crudo en gas liviano y combustible de refinería, nafta (punto de ebullición de la gasolina), destilados (queroseno, combustible pesado, diésel y combustible de calefacción) y el aceite combustible residual o pesado. Una parte de nafta puede ser apropiada en algunos casos para la gasolina con índices de octano muy bajos.

Las refinerías con unidades de destilación atmosférica no disponen de instalaciones para el control de los niveles de azufre del producto y, por ende, no pueden producir ULSF.

- ◆ Las refinerías con esquema de *hydroskimming* no sólo incluyen la destilación del crudo y los servicios de apoyo, sino también el *reformado catalítico*, *diferentes unidades de hidrotratamiento* y *mezcla de productos*. Estos procesos permiten (1) convertir la nafta en gasolina y (2) controlar el contenido de azufre de los productos refinados. El reformado catalítico convierte la nafta de destilación directa de modo que cumpla con las especificaciones de índices de octano de la gasolina y elabora subproductos del hidrógeno para las unidades de hidrotratamiento. Las unidades de hidrotratamiento extraen el azufre de los productos livianos (incluida la gasolina y

el combustible diésel) para cumplir con las especificaciones del producto y/o permitir el procesamiento de crudos con mayor contenido de azufre.

Las refinerías con esquema de hydroskimming, comunes en las regiones con una alta demanda de gasolina, no tienen la capacidad de alterar los patrones de rendimiento natural de los crudos que procesan.

- ◆ Las refinerías de conversión (o *craqueo*) incluyen no sólo todos los procesos presentes en las refinerías con esquema de hydroskimming, sino también, y lo que es más importante, el *craqueo catalítico* y/o *hidrocraqueo*. Estos dos procesos de conversión transforman las fracciones de petróleo crudo pesado (principalmente *gasóleo*), las cuales tienen altos rendimientos naturales en la mayoría de los petróleos crudos, en flujos de refinación liviana que se añaden a la gasolina, combustible pesado, diésel y materias primas de petroquímicos.

Las refinerías de conversión tienen la capacidad de mejorar los patrones de rendimiento natural de los crudos que procesan, según lo necesario para satisfacer las demandas de mercado de productos livianos. Sin embargo, éstas aún elaboran (ineludiblemente) productos pesados, de bajo valor, como el combustible residual y el asfalto.

- ◆ Las refinerías de *conversión profunda* (o *coquización*) son, según lo indica su nombre, una clase especial de refinerías de conversión. Éstas incluyen no sólo el craqueo catalítico y/o hidrocraqueo para convertir las fracciones de gasóleo, sino también la *coquización*. Las unidades de coquización “destruyen” la fracción del petróleo crudo más pesado y menos valioso (*aceite residual*) mediante su conversión en flujos más livianos que sirven como alimentación adicional a otros procesos de conversión (por ejemplo, el craqueo catalítico) y para los procesos de mejoramiento (por ejemplo, el reformado catalítico) que elaboran los productos livianos más valiosos.

Las refinerías de conversión profunda que poseen suficiente capacidad de coquización destruyen básicamente todo el aceite residual de sus crudos para refinación y los convierten en productos livianos.

Casi todas las refinerías de los Estados Unidos son refinerías de conversión o conversión profunda, como es el caso de las refinerías más nuevas instaladas en Asia, Medio Oriente, América del Sur y otras áreas que experimentan un acelerado aumento en la demanda de productos livianos. Por el contrario, la mayoría de las capacidades de refinación en Europa y Japón se concentran en las refinerías con esquema de hydroskimming y las de conversión.

En la **Figura 10** se presenta un resumen de las características destacadas de los distintos tipos de refinerías y con sus patrones característicos de rendimiento del producto en los que la calidad del crudo es constante.³

En los Estados Unidos y en muchos otros países, como Brasil, China, India y México, las refinerías de conversión y de conversión profunda representan más del 95% de la capacidad total de producción de crudo, y fundamentalmente el 100% de la capacidad de producción de crudo en las refinerías con más de 50 mil barriles/día (> 50 K Bbl/día) de la capacidad de destilación del crudo.

³ Los actuales patrones de rendimiento de las refinerías pueden desviarse en forma significativa de estos patrones, según el petróleo para refinación específico y las características específicas de funcionamiento de las unidades de procesamiento de las refinerías.

Todas las refinerías nuevas que se construyen en estos países son de conversión o de conversión profunda. Por consiguiente, el tema que se trata en la próxima sección (Sección 5) se aplica específicamente a estos dos tipos de refinerías.

Figura 10: Tipos de refinerías y patrones de rendimiento característicos

Refinery Category	Characteristic Processes	Product Yield Profile (vol%)		Comments
		Gasoline	Diesel & Jet	
Topping	Crude distillation	31	30	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Product sulfur levels same as crude fraction sulfur levels ◆ Product yields and quality determined solely by crude properties ◆ Gasoline has low octane
Hydroskimming	Crude distillation Reforming Hydrotreating	28	30	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Product sulfur levels controllable by hydrotreating ◆ Some capability to improve product yields and quality ◆ Gasoline octane improved by reforming
Conversion	Crude distillation FCC and/or hydrocracking Reforming Alkylation & other upgrading Hydrotreating	44	32	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Product sulfur levels controllable by hydrotreating ◆ Substantial capability for yield and quality improvement
Deep Conversion	Crude distillation Coking FCC and/or hydrocracking Reforming Alkylation & other upgrading Hydrotreating	47	42	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Product sulfur levels controllable by hydrotreating ◆ Maximum yields of high-value refined products ◆ Maximum capability for quality improvement ◆ Essentially all residual oil "destroyed"

Notas:

- (1) Los rendimientos de la gasolina y combustible destilado son cálculos aproximados, basados en el procesamiento de una calidad de crudo promedio

Fuente: Consultoría de Hart Energy

4.2 Tipos de procesos de refinación

Las transformaciones físicas y químicas que experimenta el crudo en una refinería ocurren a través de varios procesos específicos, cada uno de ellos llevados a cabo en una instalación o unidad de proceso diferente. Las grandes y modernas refinerías incluyen cincuenta procesos específicos, que operan en una estrecha interacción. Sin embargo, a los fines de esta guía, estos procesos se pueden considerar en función de unos tipos amplios, como se muestra en la **Figura 11**.

Figura 11: Tipos importantes de procesos de refinación

Class	Function	Examples
Crude Distillation	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Separate crude oil charge into boiling range fractions for further processing 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Atmospheric distillation ◆ Vacuum distillation
Conversion ("Cracking")	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Break down ("crack") heavy crude fractions into lighter refinery streams for further processing or blending 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Fluid catalytic cracking (FCC) ◆ Hydrocracking
Upgrading	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Rearrange molecular structures to improve the properties (e.g., octane) and value of gasoline and diesel components 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Catalytic reforming ◆ Alkylation, Isomerization
Treating	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Remove hetero-atom impurities (e.g., sulfur) from refinery streams and blendstocks ◆ Remove aromatics compounds from refinery streams 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ FCC feed hydrotreating ◆ Reformer feed hydrotreating ◆ Gasoline and distillate hydrotreating ◆ Benzene saturation
Separation	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Separate, by physical or chemical means, constituents of refinery streams for quality control or for further processing 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Fractionation (numerous) ◆ Aromatics extraction
Blending	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Combine blendstocks to produce finished products that meet product specifications and environmental standards 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Gasoline blending ◆ Jet and diesel blending
Utilities	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Refinery fuel, power, and steam supply; sulfur recovery; oil movements; crude and product storage; emissions control; etc. 	<ul style="list-style-type: none"> ◆ Power generation ◆ Sulfur recovery

Estas categorías se analizan brevemente a continuación.

4.2.1 Destilación del crudo

La *destilación del crudo* es el punto de partida de cualquier refinería, más allá de su tamaño o configuración total. Es una función específica que afecta a todos los procesos de refinación, desde su origen.

La destilación del crudo separa los diferentes componentes del petróleo crudo (por lo general una mezcla de petróleos crudos) en un número de flujos de refinación intermedios (conocidos como

“fracciones de crudo” o “cortes”), que se caracterizan por sus puntos de ebullición (una medida de su *volatilidad*, o propensión a evaporarse). Cada fracción que resulta de la unidad de destilación del crudo (1) se define mediante un punto de ebullición único (por ejemplo, 180°-250° F, 250°-350° F, etc.) y (2) está compuesta por cientos o miles de distintos compuestos de hidrocarburo, todos los cuales tienen puntos de ebullición dentro del rango de corte. Estas fracciones incluyen (a fin de aumentar el punto de ebullición) gases livianos, naftas, destilados, gasóleos y aceites residuales (como se muestra en la Figura 7). Cada una de estas fracciones pasa por un proceso de refinación diferente para continuar su procesamiento.

Las *naftas* son materiales combustibles con punto de ebullición. Por lo general se envían a las unidades de mejoramiento (para mejorar el octano, controlar el azufre, etc.) y luego a la mezcla de combustibles. Los *destilados*, incluido el queroseno, por lo general atraviesan más tratamientos y luego se incorporan al combustible pesado, diésel y gasóleo de calefacción. El *gasóleo* pasa por las unidades de conversión, donde se fraccionan en flujos más livianos (gasolina, destilado). Finalmente, el *aceite residual* (o *residuos*) es dirigido a otras unidades de conversión, o se mezcla con el combustible industrial pesado y/o asfalto. Los residuos tienen relativamente escaso valor económico, en realidad un valor más bajo que el petróleo crudo del cual se extraen. La mayoría de las refinerías modernas convierten, o mejoran, colas de componentes pesados de bajo valor en productos livianos más valiosos (gasolina, combustible pesado, combustible diésel, etc.).

Debido a que todo el petróleo crudo que se trata en las refinerías atraviesa un proceso de destilación, la capacidad de refinación se expresa normalmente en términos de destilación del petróleo crudo según la capacidad de producción.

4.2.2 Procesos de conversión (craqueo)

Los procesos de *conversión* provocan reacciones químicas que rompen (“descomponen”) moléculas de hidrocarburo (de escaso valor económico) de gran tamaño y de alta ebullición, lo que da origen a moléculas apropiadas más pequeñas y livianas, después del procesamiento, para mezclar con gasolina, combustible pesado, combustible diésel, materias primas de petroquímicos y otros productos livianos de alto valor. Las unidades de conversión forman el núcleo central de las operaciones de refinación modernas debido a que (1) permiten que las refinerías alcancen altos rendimientos de transporte de combustibles y otros productos livianos valiosos, (2) brindan flexibilidad operativa para mantener la elaboración de productos livianos conforme a las fluctuaciones normales en la calidad del petróleo crudo y, (3) permiten el uso económico de los crudos sulfurados pesados.

Los procesos de conversión de mayor interés son el *craqueo catalítico fluidizado* (FCC, por sus siglas en inglés), el *hidrocraqueo* y la *coquización*.⁴

La **Figura 12** ofrece una breve comparación de algunas propiedades destacadas de estos tres procesos.

⁴ La reducción de la viscosidad, otro proceso de conversión, tiene una función similar a la coquización. Ésta se utiliza principalmente en Europa.

Se debe proporcionar una explicación del dato sobre el **Ajuste de Proporción de C/H** del cuadro que se incluye en la Figura 12. Como se indicó anteriormente, cuanto más pesado (más denso) es el crudo, más alta es su proporción de C/H. Del mismo modo, en un petróleo crudo en particular, cuanto más pesada es la fracción del punto de ebullición, más alta es su proporción de C/H. Este mismo fenómeno se aplica a los productos refinados: Cuanto más pesado es el producto, más alta es su proporción de C/H. En consecuencia, las operaciones de refinación deben, en conjunto, reducir la proporción de C/H del petróleo crudo y los flujos intermedios que procesan. Gran parte de esto (aunque no toda) recae sobre los procesos de conversión.

En términos generales, la reducción de la proporción de C/H se puede lograr de alguna de estas dos maneras: ya sea mediante el desecho del exceso de carbono (en la forma de coque de petróleo) o la adición de hidrógeno. El FCC y la coquización adoptan la primera opción. El hidro craqueo sigue la segunda opción.

Craqueo catalítico fluidizado

El craqueo catalítico fluidizado (FCC) es el proceso de refinación desde el origen más importante en la destilación del crudo, en lo que respecta a la capacidad de producción de toda la industria y el efecto general que posee en las operaciones de refinación y en su aspecto económico. El proceso opera a altas temperaturas y baja presión y emplea un catalizador⁵ para convertir el gasóleo pesado a partir de la destilación del crudo (y otros flujos pesados) en gases livianos, materias primas de petroquímicos, mezcla de componentes de gasolina (*nafta de FCC*), y mezcla de componentes de combustible diésel (*aceite cíclico ligero*).

Figura 12: Características destacadas de los procesos de conversión primaria

Features	FCC	Hydro-cracking	Coking
Primary Feeds			
SR Distillate	◆	◆	
SR Gas Oil	◆	◆	
SR Residual Oil			◆
Coker Gas Oil	◆		
FCC Slurry Oil		◆	◆
Process Type			
Catalytic	◆	◆	
Thermal			◆
C/H Ratio Adjustment			

⁵ Un catalizador es un material (por lo general un metal u óxido de metal) que promueve o acelera una reacción química específica, sin que el mismo participe en dicha reacción.

Carbon rejection	♦		♦
Hydrogen addition		♦	
Primary Functions			
Increase light product yield	♦	♦	♦
Produce additional FCC feed			♦
Remove hetero-atoms (including sulfur)		♦	
Sulfur Content of Cracked Products	Moderate to High	< 100 ppm	Very High

El FCC ofrece (1) altos rendimientos de gasolina y material destilado (en el rango de 60-75 vol% en la carga de FCC), (2) alta confiabilidad y bajos costos operativos y, (3) flexibilidad operativa para adaptarse a los cambios en la calidad del petróleo crudo y los requisitos de los productos refinados. En sentido amplio, las refinerías orientadas a la producción de combustibles para transporte, la unidad de FCC representa más del 40% del total de la producción de gasolina y combustibles destilados (por ejemplo, diésel) que elabora una refinería. La proporción de gasolina en destilados (G/D) en el proceso de FCC depende de las condiciones operativas del FCC y el catalizador. En las refinerías de los Estados Unidos, la proporción de G/D es más alta en verano que en invierno, lo que refleja los cambios que se producen en el patrón de demanda de combustible. En otros lugares, la proporción de G/D tiende a ser más baja que la que se registra en los Estados Unidos, nuevamente, para dar respuesta a los patrones de demanda local.

El FCC también produce cantidades significativas de gases livianos (C1 a C4), incluidas las olefinas. Las olefinas livianas son químicos altamente reactivos y valiosos, ya sea como materias primas de petroquímicos o como materia prima para los procesos de mejoramiento de las refinerías (las cuales producen alto octanaje, mezcla de componentes de gasolina con bajo contenido de azufre). Mediante una adecuada selección de catalizadores, las unidades FCC se pueden diseñar para maximizar la producción de mezcla componentes de gasolina (nafta de FCC), mezcla de componentes de destilados (aceite cíclico ligero) o materias primas de petroquímicos.

El azufre es un "contaminante" para los catalizadores de FCC, es decir, el contacto con el azufre reduce la efectividad de los catalizadores de FCC. Para corregir este problema, muchas refinerías tienen unidades de desulfuración frente al FCC que remueve la mayoría del azufre de la carga de FCC. Incluso si dichas unidades están en su lugar, el flujo de refinación producido por la unidad de FCC aún contiene algo del azufre que se encontraba en la carga de FCC. En realidad, los productos del FCC no tratados (la nafta de FCC y el aceite cíclico ligero) son las principales fuentes de azufre presentes en la gasolina y el combustible diésel.

La carga de FCC no tratada (denominada "aceite lodoso") tiene varias disposiciones en la refinería, incluso la carga para la unidad de coquización (en las refinerías que tienen unidades de FCC y de coquización).

Hidro craqueo

El hidro craqueo, al igual que el FCC, convierte los destilados y el gasóleo a partir de la destilación del crudo (como así también otros flujos de refinería pesados), principalmente en gasolina y destilados. Este es un proceso catalítico que opera a temperatura moderada y a alta presión. Aplica hidrógeno generado externamente para descomponer el destilado y las cargas de gasóleo pesado en gases livianos, materias primas de petroquímicos, y mezcla de componentes de gasolina y combustible diésel.

Como sucede con el FCC, el hidro craqueo ofrece altos rendimientos de productos livianos y una extensa flexibilidad operativa. El rendimiento del producto a partir del hidro craqueo depende del modo como está diseñada y opera la unidad. Desde un extremo operativo, un hidro craqueador puede convertir esencialmente toda su carga en mezcla de componentes de gasolina, con rendimientos de ≈ 100 vol% en la carga. De manera alternativa, un hidro craqueador puede producir combustible pesado y diésel, con rendimientos combinados de 85% a 90 vol%, junto con bajos volúmenes de gasolina.

El hidro craqueo presenta una notable ventaja respecto del FCC. La entrada de hidrógeno al hidro craqueador no sólo causa reacciones de craqueo, sino también otras reacciones que extraen los heteroátomos, en especial el azufre, de los flujos hidro craqueados. Estas reacciones de "hidrotratamiento" producen flujos hidro craqueados con contenido de azufre muy bajo y mejores propiedades.

En consecuencia, los flujos hidro craqueados son componentes de mezcla particularmente útiles para la producción de ULSF. Los flujos hidro craqueados no sólo que casi no contienen azufre, sino que también tienen un bajo contenido de aromáticos. Los aromáticos son hidrocarburos que tienen moléculas en forma de anillo (Figura 1). Los aromáticos en el punto de ebullición de destilados tienen un deficiente funcionamiento del motor (es decir, baja cantidad de cetano) y deficientes características de emisión en el combustible diésel. Las reacciones químicas en el hidro craqueo rompen los anillos aromáticos y, de ese modo, producen una mezcla de componentes de destilados especial, con un destacado funcionamiento y características de emisión. En consecuencia, los hidro craqueadores en las refinerías con FCC y/o unidades de coquización, a menudo reciben como carga el alto contenido de aromáticos, flujos de destilados de alto contenido de azufre, a partir de estas unidades.

El hidro craqueo es más efectivo que el FCC o la coquización en cuanto a la conversión del gasóleo pesado y la elaboración de productos de bajo contenido de azufre. Sin embargo, la construcción y el funcionamiento de los hidro craqueadores son más costosos, en gran medida debido a su consumo demasiado alto de hidrógeno.

Coquización

La coquización es proceso de conversión térmica, no catalítico que descompone el aceite residual, el residuo más pesado que resulta de la destilación del crudo, en un rango de intermedios más livianos para continuar su procesamiento. En la industria de la refinación, la coquización es el

medio principal (aunque no el único) de conversión del aceite residual, el “fondo del barril de crudo”, en productos más livianos y valiosos.

Los productos craqueados a partir de la coquización incluyen gases livianos (incluidas las olefinas livianas), nafta de baja calidad (*nafta del proceso de coquización*) y flujos destilados (*destilado de coque*), los cuales deben continuar su procesamiento, y grandes volúmenes de *gasóleo de coque* y *coque de petróleo* ($\approx 25\text{--}30\%$ en la carga).

El gasóleo de coque se utiliza principalmente como carga de FCC adicional. Sin embargo, el gasóleo de coque contiene altos niveles de azufre y otros contaminantes, los cuales disminuyen el valor de la carga de FCC, en comparación con el gasóleo de destilación directa.

Según el tipo de petróleo crudo, el coque de petróleo que se produce en el coquizador se puede vender para varios fines de uso, por ejemplo, como combustible en refinerías o plantas de energía externas, o simplemente ser enterrado.

4.2.3 Procesos de mejoramiento

Los procesos de mejoramiento provocan reacciones químicas que combinan o reestructuran las moléculas en los flujos de bajo valor para producir otros de mayor valor, principalmente una mezcla de componentes de gasolina con alto octanaje y bajo contenido de azufre. Todos los procesos de mejoramiento de principal interés emplean catalizadores, incluyen moléculas de hidrocarburo pequeñas y se aplican a la producción de gasolina.

Entre los procesos de mejoramiento, los más importantes son el *reformado catalítico*, la *alquilación*, la *isomerización*, la *polimerización* y la *esterificación*.

La **Figura 13** ofrece un breve resumen de algunas propiedades destacadas de estos procesos.

Estos procesos se analizan brevemente a continuación, en un orden más o menos decreciente de la capacidad instalada y la importancia de la producción de gasolina.

Reformado catalítico

El reformado catalítico (o, simplemente, “reformado”) es el proceso de mejoramiento más usado, en particular, en las refinerías de los Estados Unidos. Las unidades de reformado procesan diversos flujos de nafta (principalmente, pero no de manera exclusiva, nafta de destilación directa a partir de la destilación del crudo).⁶ Los reformadores catalíticos realizan una serie de reacciones catalíticas en estos flujos de nafta, que aumentan significativamente el nivel de octano de los mismos (en algunos casos hasta alcanzar una cantidad de 50 octanos). El rendimiento del reformador (llamado *reformado*) es una mezcla de componentes de gasolina especial, de alto octanaje. El reformado representa alrededor del 25% del yacimiento de gasolina de los Estados Unidos.

⁶ La nafta de destilación directa y otros flujos de nafta están en el punto de ebullición de la gasolina ($\approx 60^{\circ}\text{--}400^{\circ}\text{F}$).

Figura 13: Características destacadas de los procesos de mejoramiento primario

	Reforming	Alkylation	Isomerization	Polymerization	Etherification
Primary Feeds					
SR Naphtha (med. and hvy.)	◆				
SR Naphtha (light)			◆		
Natural Gasoline			◆		
Iso-butane		◆			
C3 Olefin		◆		◆	
C4 Olefins		◆		◆	◆
Methanol / Ethanol					◆
Primary Products					
Gasoline Blendstock	Reformate	Alkylate	Isomerase	Poly Gasoline	MTBE
Other	Hydrogen				
Primary Functions					
Improve refinery yield of gasoline	◆	◆		◆	◆
Add octane to the gasoline pool	◆◆◆	◆◆	◆	◆	◆◆◆
Control gasoline pool octane	◆				
Produce refinery hydrogen	◆				

Las reacciones químicas principales en el reformado generan compuestos aromáticos (hidrocarburos con moléculas en forma de anillo, como se muestra en la Figura 1). Los aromáticos en el punto de ebullición de la gasolina tienen un nivel de octano muy alto y características que favorecen la producción de gasolina.

El reformado catalítico es un proceso de refinación fundamental. Es la principal fuente de refinación para elevar el índice octano para gasolina y el principal medio para regular el octano del yacimiento de gasolina. El reformado catalítico puede producir reformados con un Número de octano de investigación (RON, por sus siglas en inglés) superior a 100 (>100 RON).⁷ Es el único proceso de refinación en el cual el octano es sujeto a control mediante la manipulación de las condiciones

⁷ El Número de octano de investigación (RON) y el Número de octano del motor (MON) son las dos medidas estándares del índice de octano de la gasolina. Las especificaciones de octano de los grados de gasolina son indicados, por lo general, como promedios de RON y MON (designado (R+M)/2 en la bomba.

operativas. Los ajustes menores en las condiciones operativas permiten que los reformadores operen con diferentes "índices", para producir octanos reformados en cualquier rango de RON de entre 85 y 100.

Los reformadores tienen otra importante función de refinación. Los compuestos aromáticos tienen una proporción mayor de C/H que los compuestos de hidrocarburo de los cuales se producen, mediante el reformado catalítico. En consecuencia, los reformadores elaboran hidrógeno, como un subproducto. El hidrógeno producido mediante el reformado abastece alrededor de 45% del hidrógeno que se consume en las refinerías de los Estados Unidos.

La alta concentración de componentes aromáticos en el reformado es la fuente principal de octano reformado. Estos compuestos aromáticos son también valiosos para las materias primas de petroquímicos. Por ende, muchas refinerías ubicadas cerca de centros petroquímicos disponen de procesos para extraer algunos de estos aromáticos para la venta como materias primas de petroquímicos.

Los aromáticos, en especial el benceno, se consideran compuestos tóxicos, lo cual ha ocasionado presiones externas para generar octano incremental de fuentes que tienen menor contenido aromático.

Alquilación

La alquilación combina las olefinas livianas (principalmente olefinas C4 y algunas C3) con isobutano (ver Figura 1) para producir una mezcla de componentes de gasolina (*alquilato*) de alto octanaje (\approx 90-94 RON). Las olefinas livianas y la mayoría (o todos) los isobutanos provienen de la unidad de FCC de la refinería.⁸ Por ende, las unidades de alquilación se encuentran sólo en las refinerías que disponen de unidades de FCC. Los Estados Unidos tienen la mayor capacidad de FCC, en comparación con otros países y, en consecuencia, cuentan con la mayor capacidad de alquilación.

Debido a la naturaleza del proceso de alquilación, el alquilato no contiene aromáticos ni azufre, lo cual lo convierte en una mezcla de componentes de gasolina especial.

Prácticamente todas las unidades de alquilación utilizan un fuerte catalizador ácido líquido, ya sea ácido fluorhídrico (HF) o ácido sulfúrico (H_2SO_4), según el proceso de que se trate. Ambos procesos requieren una operación cuidadosa a causa de los posibles riesgos ambientales y de salud pública que representan estos ácidos. Es necesario tener precaución con los centros de unidades de HF, principalmente debido a las posibles emisiones de vapor de HF, el cual es altamente tóxico. Asimismo, se debe tener cuidado con los centros de unidades de H_2SO_4 , sobre todo en el manejo, almacenamiento y transporte de grandes volúmenes de ácido fuerte concentrado.

Isomerización

La isomerización reorganiza las moléculas de parafina *normal* de bajo octanaje C5 y C6 (Figura 1) en la nafta de destilación directa liviana, para producir las correspondientes *isoparafinas* de alto

⁸ Algunas refinerías que están ubicadas cerca de los lugares de producción de gas natural obtienen isobutano adicional de las plantas de líquidos del gas natural.

octanaje C5 y C6 y, de ese modo, incrementar en forma significativa el octano que resulta del flujo de nafta (*isomerato*) para convertirlo en una valiosa mezcla de componentes de gasolina.

Como un beneficio adicional del proceso, la isomerización elabora un producto que prácticamente no contiene azufre ni benceno. Por ende, algunas refinerías han agregado recientemente la capacidad de isomerización, como un medio para cumplir los estrictos estándares del nuevo benceno en su producción de gasolina.

Polimerización

La polimerización combina dos o tres moléculas de olefina liviana (C3 o C4) para producir una mezcla de componentes de gasolina de alto octanaje y olefínica (*poligasolina*).

La polimerización es un proceso relativamente económico. Pero no se usa demasiado debido a que la poligasolina es una mezcla de componentes de gasolina no muy deseada. Es altamente olefínica y las olefinas son inestables en la gasolina (tienden a formar gomas cuando se almacenan).

Esterificación

La esterificación combina olefinas C4 y/o C5 producidas por las plantas de FCC con alcohol comprado (metanol y etanol) para producir éter (una clase de compuesto orgánico que contiene oxígeno).

Los éteres son una mezcla de componentes de gasolina especial, con contenido de octano muy alto y otras propiedades de mezcla deseables.

El proceso de esterificación más común combina metanol con isobutano (una olefina C4) para producir éter butílico terciario metílico (*MTBE*, por sus siglas en inglés). Otros éteres de uso comercial (aunque sólo en pequeños volúmenes) incluyen el éter butílico terciario etílico (*ETBE*, por sus siglas en inglés) (producido a partir de etanol e isobutano) y el éter metílico terciario amílico (*TAME*, por sus siglas en inglés), producido a partir de metanol e isoamileno (una olefina C5). Los éteres son producidos tanto en unidades de refinación (las cuales tienden a ser pequeñas) como en plantas mercantes dedicadas (las cuales tienden a ser más grandes).

Según la ley federal, el MTBE se ha ido eliminando progresivamente del yacimiento de gasolina de los Estados Unidos (a partir de 2006), en respuesta a la preocupación pública por las filtraciones registradas de MTBE en las aguas subterráneas. Esta eliminación ocasionó que las refinerías de los Estados Unidos cerraran sus unidades de esterificación. Sin embargo, las plantas mercantes de los Estados Unidos continúan produciendo algunas cantidades de MTBE, para exportación en los mercados europeo y mexicano, entre otros. En estas regiones, el uso de éter (principalmente MTBE y ETBE) como mezcla de componentes de gasolina continúa en aumento. En el año 2010, en México se consumieron alrededor de 43 mil barriles/día de MTBE, mientras que en China el consumo fue de 49 mil barriles/día.

4.2.4 Procesos de tratamiento (hidrotratamiento)

Los procesos de *tratamiento* provocan reacciones químicas que extraen los heteroátomos (por ejemplo, azufre, nitrógeno, metales pesados) y/o ciertos compuestos específicos de las fracciones de petróleo crudo y los flujos de refinación, para diferentes fines. Los fines más importantes son (1) cumplir las especificaciones del producto refinado (por ejemplo, el contenido de azufre en la gasolina y el combustible diésel, el contenido de benceno en la gasolina, etc.) y (2) proteger los catalizadores que se usan en los diferentes procesos de refinación de la desactivación ("contaminación") ocasionada por el contacto prolongado con heteroátomos.⁹ Sin duda, entre las diversas tecnologías de tratamiento, la que se usa con más frecuencia es la hidrogenación catalítica o *hidrotratamiento*.

Los hidrotratadores extraen los heteroátomos ocasionando una reacción de los flujos de refinación que contienen el/los heteroátomo/s con hidrógeno en presencia de un catalizador. El hidrógeno se combina con el/los heteroátomo/s para formar moléculas distintas de los hidrocarburos que se separan fácilmente de los flujos de refinación.¹⁰

El hidrotratamiento tiene diversas formas y grados de severidad. Como consecuencia de ello, se lo designa con diferentes términos en la industria de la refinación y en la bibliografía relacionada. El hidrotratamiento destinado a eliminar el azufre se define usualmente como *hidrodesulfuración*, mientras que el proceso por el cual se elimina el nitrógeno se denomina *hidrodenitrificación*, y así sucesivamente. El hidrotratamiento se realiza a altos índices (es decir, alta temperatura, presión y concentración de hidrógeno), y a menudo implica también algún hidrocraqueo incidental. El hidrotratamiento profundo de este tipo se denomina *hidrorefinación*. Este procedimiento realizado a bajos índices se utiliza para modificar ciertas características de los productos de especialidad refinados (por ejemplo, diferentes propiedades de aceites lubricantes) para cumplir las especificaciones. El hidrotratamiento leve con frecuencia se denomina *hidroacabado*.

La mayoría de las refinerías que elaboran productos livianos tienen muchas unidades de hidrotratamiento. Éstas operan en diferentes fracciones de petróleo crudo, flujos de refinería intermedios, materias primas y componentes de mezcla, que varían de las naftas livianas al crudo pesado, y cumplen diferentes propósitos. Por ejemplo:

- ◆ Todos los reformadores catalíticos tienen *hidrotratadores de nafta* que reducen el contenido de azufre de la carga del reformador a < 1 ppm, para proteger el catalizador reformador. Algunos reformadores también tienen hidrotratadores posteriores (*unidades de saturación del benceno*) para extraer el benceno del reformado.
- ◆ Muchas unidades de FCC, en especial en las refinerías que producen un tipo de crudo sulfurado para refinación o combustible con bajo contenido de azufre y combustible diésel, tienen *carga de FCC de hidrotratadores*. Estos hidrotratadores reducen las emisiones de óxidos de azufre del FCC, protegen el catalizador de FCC de la contaminación por nitrógeno y metales, mejoran los

⁹ Algunos catalizadores no pueden tolerar concentraciones de azufre que excedan de 1 ppm.

¹⁰ Por ejemplo, las reacciones de hidrógeno con azufre para producir sulfuro de hidrógeno, un gas liviano que se separa fácilmente.

rendimientos del craqueo y reducen el contenido de azufre de los productos obtenidos en el proceso de FCC (incluidos aquellos que se incorporan a la gasolina y a las mezclas de diésel).

Casi todas las unidades de FCC de las refinerías que producen gasolina con bajo contenido de azufre tienen hidrotratadores posteriores (*hidrotratador de nafta de FCC*) para extraer el mayor contenido de azufre de la *nafta de FCC*, una importante mezcla de componentes de gasolina que produce el FCC.

- ◆ Los *hidrotratadores de destilados* eliminan el azufre de las mezclas de componentes de combustible destilado individual o las mezclas de las mismas, como así también otros flujos de refinación, para cumplir con las especificaciones sobre el contenido de azufre final en los productos terminados (y, en algunos casos, también con las especificaciones de aromáticos y de la cantidad de cetano).

4.2.5 Procesos de separación

Prácticamente todas los flujos de refinación son mezclas de compuestos de hidrocarburos. Los procesos de *separación* utilizan las diferencias en las propiedades físicas y químicas de estos compuestos para separar un flujo de refinación en dos o más flujos nuevos.

La *destilación o fraccionamiento*, los procesos de separación más comunes, utilizan las diferencias en las temperaturas en las cuales se alcanzan los puntos de ebullición para producir como efecto la separación en mezclas relativamente más livianas (menor ebullición) y pesadas (mayor ebullición). La destilación emplea tecnologías reconocidas y es, sin lugar a dudas, el proceso de refinación más usado. Las unidades de destilación (*fraccionadores*) están presentes en todas las refinerías.

Las unidades de destilación requieren entradas significativas de energía térmica para hervir los componentes más volátiles de la mezcla que se está separando. Como consecuencia, las unidades de destilación de una refinería, incluida la destilación del crudo (Sección 4.1.1), de manera colectiva representan una fracción significativa del total de uso de energía de la refinería.

La *extracción*, otro proceso de separación común, utiliza las diferencias en la solubilidad relativa de diferentes compuestos en un solvente líquido para extraer los compuestos específicos de las mezclas de hidrocarburos. La aplicación de refinación de extracción más común es la *extracción de aromáticos*, mediante la cual se extraen en forma selectiva ciertos compuestos aromáticos (ver la Figura 1) de los flujos reformados altamente aromáticos que se producen mediante el reformado catalítico (Sección 4.1.3). Los aromáticos que se extraen (benceno, tolueno y xileno) son principalmente materias primas de petroquímicos.

4.2.6 Servicio general y operaciones de soporte

Las refinerías abarcan muchas unidades de proceso adicionales de diferente complejidad y propósito. En algunas se elaboran productos de especialidad (ceras, lubricantes, asfalto, etc.). En otras se controla las emisiones a la atmósfera y al agua, e incluso en otros casos proporcionan apoyo a los procesos principales que se analizan a continuación.

Las instalaciones de soporte principales incluyen:

- ◆ Producción y recuperación de hidrógeno.
- ◆ Recuperación de azufre (de los procesos de desulfuración).
- ◆ Manejo y separación de gas liviano.
- ◆ Tratamiento de aguas residuales.
- ◆ Movimiento y almacenamiento de petróleo.
- ◆ Generación de electricidad y vapor.

Los hidrocraqueadores e hidrotratadores requieren una considerable entrada de hidrógeno. Según se indicó previamente, algunos de los requerimientos del hidrógeno de refinación (alrededor del 45% del total de las refinerías de los Estados Unidos) se cumplen a través de los subproductos del hidrógeno producidos en el reformador. El resto de los requisitos del hidrógeno son cumplidos por las plantas de hidrógeno en la refinería o (en algunos lugares) mediante las compras de hidrógeno de las plantas mercantes de hidrógeno cercanas. Estas plantas producen hidrógeno a partir de gas natural. Debido a que estas plantas son costosas, sin tener en cuenta su fuente, la mayoría de las refinerías también tienen instalaciones para recuperar y reciclar el hidrógeno consumido en el hidrocraqueo e hidrotratamiento de los flujos vertidos.

Los procesos de refinación utilizan combustible y vapor para calentar y/o hervir los flujos de proceso y proporcionar la energía necesaria para provocar reacciones químicas, y utilizan electricidad para hacer funcionar las bombas y los compresores. Algunas refinerías compran combustible (gas natural), electricidad y/o vapor. Otras generan algunos o todos sus servicios en el lugar. Esta generación en el lugar implica el uso de una caldera de vapor tradicional e instalaciones de generación de energía o cogeneración. La cogeneración es la producción integrada de electricidad y vapor, con un rendimiento térmico muy alto, a través del uso de gas natural comprado o gas liviano producido en la refinería como combustible.

4.2.7 Mezcla de productos

La *mezcla de productos*, la operación en el proceso final de cada refinería, a pesar del tamaño o la configuración total, consiste en la mezcla los flujos de refinación en diferentes proporciones para elaborar productos refinados terminados, cuyas propiedades cumplen todas las normas industriales y gubernamentales aplicables, a un costo mínimo. Las diferentes normas corresponden a las propiedades físicas (por ejemplo, densidad, volatilidad, punto de ebullición), químicas (por ejemplo, contenido de azufre, de aromáticos, etc.) y las características de funcionamiento (por ejemplo, número de octano, punto de humo).

La producción de cada producto terminado requiere la mezcla de varios componentes debido a que (1) las refinerías no producen el volumen suficiente de una única mezcla de componentes para cumplir la demanda de cualquiera de los principales productos de mezcla, como la gasolina, el combustible pesado y el combustible diésel, (2) muchos componentes de mezcla tienen propiedades que satisfacen algunos, pero no todos, los estándares pertinentes para los productos refinados con los cuales se deben mezclar y, (3) la reducción del costo provoca que los productos refinados sean mezclados para cumplir, en lugar de superar, las especificaciones, en la medida de

lo posible. Por lo general, la gasolina es una composición de $\approx 6-10$ componentes de mezcla. El combustible diésel es una composición de $\approx 4-6$ componentes de mezcla.

La mezcla de gasolina es la operación de mezcla más compleja y altamente automatizada. En las refinerías modernas, los sistemas automatizados miden y mezclan los componentes de mezcla y aditivos. Los analizadores en línea (complementados por los análisis de laboratorio de las muestras de mezcla) supervisan en forma constante las propiedades de la mezcla. El control computarizado y los modelos matemáticos establecen las fórmulas de mezcla que producen los volúmenes de productos requeridos y cumplen todas las especificaciones de mezcla, a un costo de producción mínimo. La mezcla de otros productos, por lo general, implica menos automatización y análisis matemático.

5. ASPECTOS FUNDAMENTALES DE LA PRODUCCIÓN DE ULSF

Esta sección aborda cuatro temas relacionados con la producción de ULSG y ULSD en las refinerías de conversión y de conversión profunda:

1. Las propiedades fundamentales, en especial el contenido de azufre, de los flujos de refinación y los componentes de mezcla que se mezclan para producir gasolina y combustible diésel.
2. Los procesos de refinación necesarios para producir ULSG y ULSD.
3. Los métodos para actualizar las refinerías existentes y así cumplir los estándares de ULSG y ULSD.
4. Los costos de refinación vinculados con el cumplimiento de los estándares de ULSF.

5.1 Propiedades fundamentales de la mezcla de componentes de gasolina y combustible diésel

5.1.1 Mezclas de componentes de gasolina

Cada refinería produce de uno a cuatro grados de gasolina (diferenciados por su índice de octano, contenido de azufre y otras propiedades físicas). Por lo general, cada grado es una mezcla de seis a diez componentes de mezcla (producidos en la refinería o comprados). Todos los grados se mezclan a partir del mismo conjunto de componentes de mezcla, pero con diferentes fórmulas.

La **Figura 14** enumera las mezclas de componentes de gasolina más comunes e indica los rangos típicos para las propiedades de mezcla más importantes de cada componente de mezcla, incluido el contenido de azufre.

Figura 14: Proporción típica y propiedades características del estándar de mezclas de componentes de gasolina

Source	Blendstock	Typical Share (Vol%)	Typical Properties						
			Octane		Sulfur (ppm)	RVP (psi)	Aromatics (vol%)	Benzene (vol%)	Olefins (vol%)
			RON	MON					
Crude Distillation	Str. Run Naphtha	5 – 10	71	70	≈ 120	12	-	-	-
	Isomate	0 – 10	82	80	1	13	-	-	-
Upgrading Units	Alkylate	5 – 10	94	92	< 10	3	-	-	-
	Reformate	20 -30	97	88	< 4	5	60	5	-
Conversion Units	FCC Naphtha	30 – 35	92	80	500 - 1500	5	25	1	30
	Coker Naphtha	0 – 5	88	80	≈ 500	19	0.5	0.5	50

	Hydrocracked Naphtha	5 – 15	78	76	< 4	11	2	2	-
Purchases	Natural Gas Liquids	0 – 5	73	71	≈ 150	13	3	1	1
	MTBE	0 – 15	118	102	< 5	8	-	-	-
	Ethanol	0 – 10	123	103	< 5	18	-	-	-

La Figura 14 muestra los rangos de las distintas propiedades de los componentes de mezcla debido a que los valores patrimoniales específicos dependen de las propiedades del petróleo crudo y (para algunas mezclas de componentes, en particular el reformado y la nafta de FCC) el índice de procesamiento en las unidades que los producen. Por ejemplo, como norma general, el contenido de azufre de la nafta de FCC es de alrededor de 1/10 del crudo a partir del cual se produce. Por esta causa, el petróleo crudo que contiene 2 % de azufre (20.000 ppm) podría producir una nafta de FCC con contenido de azufre de ≈ 0,2 % (2000 ppm).

Las propiedades indicadas son de los flujos “crudos”, es decir, los flujos que no continuaron su procesamiento para mejorar sus propiedades. En particular, los contenidos indicados de azufre no reflejan el hidrotreamiento descendente de las unidades que produjeron los flujos.

Debido a su alto contenido de azufre y alta proporción por contenido en el yacimiento de gasolina, la nafta de FCC es la fuente principal de azufre en la gasolina, que aporta hasta un 90% del azufre que ésta contiene, antes del procesamiento para el control de azufre. La nafta del proceso de coquización y de destilación directa aporta la mayor parte del azufre restante.

En consecuencia, la producción de ULSG requiere una desulfuración severa (principalmente mediante el hidrotreamiento) de la nafta de FCC. En las refinerías de conversión profunda, se requiere además la desulfuración de la nafta del proceso de coquización. Conforme a los estándares de azufre más estrictos, la producción de ULSG también requiere la desulfuración de la nafta de destilación directa y líquidos de gas natural.

5.1.2 Mezcla de componentes de combustible diésel

Cada refinería produce uno o dos grados de diésel (que se distinguen principalmente por sus contenidos de azufre, al igual que por su cantidad de cetano, densidad y otras propiedades físicas). Por lo general, cada grado es una mezcla de tres a cinco componentes de mezcla producidos en la refinería (y, en algunos lugares, biodiésel comprado y (en unos pocos casos) diésel Fischer-Tropsch). Como sucede con la gasolina, todos los grados de diésel se mezclan a partir del mismo conjunto de componentes de mezcla, pero con diferentes fórmulas.

La **Figura 15** enumera las mezclas de componentes de combustible diésel más comunes e indica los rangos típicos de las propiedades de mezcla más importantes de cada componente de mezcla.

Figura 15: Proporción típica y propiedades características del estándar de mezclas de componentes de combustible diésel

Source	Blendstock	Typical Share (Vol%)	Typical Properties			
			Sulfur (ppm)	Cetane Number	Aromatics (vol%)	Specific Gravity
Crude Distillation	Str. Run Kerosene	25 - 33	≈ 3000	45	19	0.82
	Str. Run Distillate	31 - 35	≈ 7000	53	21	0.85
Conversion Units	FCC Light Cycle Oil	15 - 21	≈ 12500	22	80	0.93
	Coker Distillate	8 - 10	≈ 32000	33	40	0.89
	Hydrocracked Distillate	7 - 15	≈ 100	45	20	0.86

Esta figura no muestra los rangos de las propiedades de los componentes de muestra, pero (como sucede con las mezclas de componentes de gasolina) los valores de estas propiedades dependen de las propiedades del petróleo para refinación.

Como se mencionó anteriormente, las propiedades indicadas son de los flujos "crudos", es decir, los flujos que no continuaron su procesamiento para mejorar sus propiedades. En particular, los contenidos indicados de azufre no reflejan el hidrotreamiento descendente de las unidades que produjeron los flujos.

El aceite cíclico ligero de FCC es el contribuyente más grande de contenido de azufre del yacimiento de diésel, antes del procesamiento para el control de azufre. El destilado de coque (que se produce en las refinerías de conversión profunda) y los destilados de destilación directa representan el azufre restante.

La producción de ULSD requiere una desulfuración severa (principalmente mediante el hidrotreamiento) de todas las mezclas de componentes de combustible diésel producidas en la refinería.

5.1.3 La función especial de las unidades de conversión

Las figuras 14 y 15 indican que:

- ◆ Los procesos de mejoramiento, a través de sus tecnologías de proceso y los requerimientos del catalizador, producen la mezcla de componentes de gasolina con contenido ultra bajo de azufre.
- ◆ Los procesos de conversión (FCC, hidrocrqueo y coquización) producen componentes de mezcla tanto para gasolina como para diésel. En muchas refinerías, la unidad de FCC, en particular, es el contribuyente más grande del yacimiento de gasolina y de diésel.
- ◆ El FCC y la coquización son las principales fuentes de azufre presentes en el yacimiento de gasolina y de diésel (y, en particular, el yacimiento de gasolina).

En consecuencia, la tarea principal en la producción de ULSG y ULSD es controlar el contenido de azufre de las mezclas de componentes de gasolina y de combustible diésel producidos mediante los

procesos de conversión (aunque el queroseno de destilación directa y los flujos de destilados también requieren desulfuración).

5.2 Procesos de refinación vinculados con el cumplimiento de los estándares de ULSG y ULSD

Mediante la utilización de versiones más actualizadas de unos pocos procesos de refinación reconocidos, las refinerías pueden producir ULSG y ULSD con contenido de azufre de niveles bajos de < 5 ppm en la puerta de la refinería.¹¹

Muchos de estos elementos de tecnología actual de control de azufre fueron desarrollados para responder a los estrictos estándares de ULSG y ULSD adoptados en los Estados Unidos, Canadá, Europa Occidental y Japón, entre otros, durante la última década. En la actualidad, el aspecto económico, el funcionamiento y la confiabilidad de la tecnología de control estricto del azufre son bien conocidos.

La **Figura 16** muestra los principales procesos de refinación que contribuyen con el cumplimiento de los estándares de ULSF.

Figura 16: Procesos de refinación para la producción de ULSF

Process	Process Type	Primary Purpose	Reduces Sulfur In....	
			Gasoline	Diesel
Hydrocracking	Conversion	Yield Improvement	✓	✓
FCC Feed Hydrotreating	Treating	Yield Improvement	✓	✓
FCC Naphtha Hydrotreating	Treating	Sulfur Control	✓	
Other Naphtha Hydrotreating	Treating	Sulfur Control	✓	
Distillate Hydrotreating	Treating	Sulfur Control		✓

La Figura 16 muestra estos procesos en dos categorías.

- ♦ **Control de azufre:** El único fin de estos procesos es lograr el control de azufre necesario para cumplir con los estándares de ULSF actuales. En prácticamente todos los casos, estos procesos son *requeridos* para la producción de ULSF y, en la mayoría de los casos, son suficientes para dicho propósito.

¹¹ Además, la tecnología de tuberías y procedimientos operativos están disponibles para la entrega de estos combustibles a sus destinos de uso final con contenido de azufre < 10 ppm.

Las inversiones en estos procesos son inversiones de “permanecer en el negocio”. No generan un rendimiento económico de la inversión. Básicamente permiten que las refinerías cumplan los estándares actuales de azufre y, de este modo, puedan permanecer en el mercado.

- ◆ **Mejoramiento de la producción:** El objetivo principal de estos procesos es incrementar la elaboración de productos livianos de las refinerías, mediante la conversión de fracciones de crudo pesado en flujos más livianos. El hidrocraqueo incrementa directamente la elaboración de productos livianos de las refinerías. La carga de FCC de hidrotratamiento cumple con el mismo propósito, indirectamente, mediante el mejoramiento de las operaciones de FCC (Sección 4.2). Estos procesos *contribuyen* con el cumplimiento de los estándares ULSF, pero no son necesarios para hacerlo. En general, estos procesos no son suficientes por sí solos para producir ULSF.

Las inversiones en estos procesos son principalmente inversiones “rentables”. Se realizan para mejorar las realizaciones del producto y las economías de refinación generales, en la medida que sea suficiente para producir un rendimiento satisfactorio de la inversión. Estas inversiones ofrecen beneficios adicionales, incluidos los que guardan alguna relación con el control de azufre. Sin embargo estos son rara vez suficientes por sí solos para justificar económicamente la inversión en estos procesos.

La producción de ULSF también requiere la capacidad adecuada para la producción de hidrógeno, suministro de energía de la refinería, recuperación de azufre, movimiento y almacenamiento de petróleo.

Ambos tipos de inversión en la capacidad de la refinería (entre otros conceptos) entran en juego en (1) el diseño y la construcción de nuevas refinerías “de base” y (2) la expansión de las refinerías actuales, para incrementar la capacidad de producción del crudo y los productos derivados, así como cumplir con las nuevas normas reglamentarias. Sin embargo, en la mayoría de los casos, sólo las inversiones para el control de azufre entran en juego cuando se moderniza una refinería para cumplir con las nuevas normas reglamentarias, sin que se produzca un aumento simultáneo de la demanda del producto.

5.3 Mejoramiento de la refinería para cumplir con los estándares más estrictos de azufre

En términos generales, existen tres medios para mejorar una refinería existente con el fin de producir ULSF o hacerlo de conformidad con un estándar nuevo y más exigente.

- ◆ *Agregar* nuevas unidades de procesos “de base” para el control de azufre, con mayor probabilidad nafta de FCC de hidrotratamiento, para el ULSG e hidrotratamiento de destilado de ULSD y (menos probabilidad), nafta de FCC de hidrotratamiento.
- ◆ *Ampliar* la capacidad de producción de las unidades de procesos actuales para el control de azufre.

- ◆ *Acondicionamiento* de las unidades de procesos actuales que permita tener un mayor control de azufre.¹²

En algunos casos, el medio más práctico o económico de producir ULSF puede ser mediante la combinación de estas tres vías.¹³ Cada vía requiere mejoramiento y capacidad adicional para la producción y recuperación de hidrógeno, el suministro de energía de la refinería, la recuperación de azufre, movimiento y almacenamiento de petróleo, además de otros servicios de apoyo, incluidos nuevos catalizadores, nuevos procedimientos operativos, etc.

Dado que cada refinería es única, es probable que también tengan una exclusiva vía de mejoramiento.

5.3.1 Producción de ULSG

Como se sugiere en la Figura 15, la reducción del contenido de azufre de la gasolina requiere la desulfuración (como primera medida) de la nafta de FCC, destilado de coque (que se realiza en las refinерías de conversión profunda) y nafta de destilación directa.

- ◆ La **nafta de FCC**, el principal contribuyente de contenido de azufre a la gasolina, puede someterse a un proceso de desulfuración de < 10 ppm de azufre en un *hidrotratador de nafta de FCC* correctamente configurado. Estas unidades se pueden diseñar o mejorar para lograr una reducción > 97% en el contenido de azufre de la nafta de FCC y esta se puede producir con un bajo contenido de azufre de hasta 10 ppm. En las refinерías de conversión, este paso es suficiente por sí solo para alcanzar estándares de azufre bajos de hasta 10 ppm.
- ◆ La **nafta del proceso de coquización**, producida en las refinерías de conversión profunda, pasa por el proceso de desulfuración en el hidrotratador de nafta de FCC (para la mezcla directa con la gasolina) o en el hidrotratador de nafta (para su uso como carga del reformador).
- ◆ La **nafta de destilación directa**, desde la unidad de destilación del crudo, pasa por el proceso de desulfuración en la unidad de isomerización (un proceso de mejoramiento, analizado en la Sección 4.1.3), en el caso de que la refinерía ya disponga de la misma. De otro modo, si es necesario, la nafta de destilación directa se puede desulfurizar en un hidrotratador específico (nuevo).

◆

Otro enfoque, aunque poco frecuente, merece ser mencionado. Unas pocas refinерías grandes de Estados Unidos tienen carga de FCC de hidrotratadores que operan a índices excepcionalmente altos (casi al borde del hidrocraqueo). Estas unidades alcanzan tan alto grado de desulfuración de carga de FCC que la nafta de FCC ya no necesita mas desulfuración (es decir, no es necesaria la

¹² El acondicionamiento por lo general implica una combinación de diversos factores como (1) el suministro de volumen adicional del reactor, (2) el aumento en la concentración de hidrógeno, (3) la mejora en el contacto de líquido o vapor en el reactor, y (4) la adquisición de un catalizador más efectivo.

¹³ Este conjunto de vías de mejoramiento no incluye la modificación del tipo de crudo para refinación. La transición a la producción de crudos de bajo contenido de azufre rara vez es económica y viable sin las inversiones adicionales que permiten ajustar las capacidades de procesamiento de la refinерía al nuevo patrón de producción de crudo. Del mismo modo, no incluye la construcción de nuevas refinерías destinadas exclusivamente a la producción de ULSF, en lugar de satisfacer la creciente demanda doméstica y de exportación.

nafta de FCC de hidrot ratamiento) a fin de que el yacimiento de gasolina de la refinería alcance un nivel de azufre muy estricto.

5.3.2 Producción de ULSD

Como se sugiere en la Figura 16, la reducción del contenido de azufre del diésel requiere la desulfuración de todas las mezclas principales de componentes de combustible diésel: queroseno y diésel de destilación directa, aceite cíclico ligero, destilado de coque (en las refinerías de conversión profunda) y destilado hidrocraqueado (en las refinerías que disponen de hidrocraqueadores).

La práctica común consiste en mezclar todos estos flujos y luego se desulfurizan en un solo hidratratador de destilado. El cumplimiento de un estándar de contenido de azufre en diésel, nuevo y más estricto, implica el reemplazo, la expansión y/o acondicionamiento de un hidratratador de destilado existente, según las capacidades específicas de dicha unidad y el estándar de azufre que se debe cumplir.

El hidrot ratamiento severo de FCC, del tipo que se mencionó previamente, puede reducir considerablemente el contenido de azufre del aceite cíclico ligero producto del FCC, pero no lo suficiente como para evitar la necesidad de recurrir a la capacidad adicional de hidrot ratamiento del destilado para cumplir con los estándares más estrictos de azufre.

5.4 Economía del cumplimiento de los estándares ULSF

5.4.1 Requisitos de la inversión

La inversión de capital necesaria para cumplir con un determinado estándar ULSF depende no sólo de la vía de mejoramiento seleccionada, sino también de los factores económicos locales, como la propiedad de la refinería, los costos del trabajo, el tiempo de ejecución de la construcción, el tipo de cambio, la tasa de impuestos, etc.

Estos factores dificultan la generalización de los requisitos de inversión para la producción de ULSF.

5.4.2 Costos de refinación

Los principales componentes del costo de refinación adicional por galón, vinculado con el cumplimiento de los nuevos y más exigentes estándares de azufre en gasolina o diésel son:

- ◆ Los gastos de remuneración de capital vinculados con la inversión en capacidad de proceso e instalaciones de apoyo nuevas o mejoradas.
- ◆ El costo del suministro adicional de hidrógeno.

El consumo de hidrógeno en los diferentes procesos vinculados con el control de azufre depende del tipo de crudo para refinación y los índices operativos de los distintos procesos. La **Figura 17** muestra los niveles *aproximados* del consumo de hidrógeno en los procesos de interés.

Figura 17: Consumo aproximado de hidrógeno en los procesos de producción de ULSF¹⁴

Process	Process Type	Primary Purpose	Approximate H2 Consumption (Scf/Bbl)
Hydrocracking	Conversion	Yield Improvement	1200 - 2500
FCC Feed Hydrotreating	Treating	Yield Improvement	800 - 2000
FCC Naphtha Hydrotreating	Treating	Sulfur Control	50 - 200
Other Naphtha Hydrotreating	Treating	Sulfur Control	25 - 100
Distillate Hydrotreating	Treating	Sulfur Control	250 - 1000

◆ Costo del reemplazo del rendimiento perdido del producto

Los procesos de hidrotratamiento siempre conllevan alguna pérdida de rendimiento, como resultado de reacciones secundarias no deseadas (e inevitables) que convierten a la materia prima del hidrotratador en gases livianos. La pérdida de rendimiento es insignificante, por lo general en el orden de ≈ 1 vol%, pero aumenta con el incremento en el índice de hidrotratamiento.

◆ Costo del reemplazo del índice de octano perdido de la gasolina

La nafta de FCC tiene una alta concentración de compuestos de olefina (Figura 1). Las olefinas reaccionan fácilmente con el hidrógeno para formar parafinas. Esta reacción se conoce como *saturación de olefinas*, una reacción secundaria de la desulfuración deseada. Las parafinas, en general, tienen un nivel más bajo de octano que las olefinas, de modo que la saturación de olefinas, en la medida en que esto suceda, reduce el índice de octano de la nafta de FCC. Los catalizadores de hidrotratamiento de la nafta de FCC están diseñados para limitar la saturación de olefinas, pero no la eliminan del todo. En consecuencia, el hidrotratamiento de la nafta de FCC ocasiona una pérdida de $\approx 1\frac{1}{2}$ de octanaje. El octano perdido se debe compensar mediante el aumento de la producción de unidades de mejoramiento, principalmente el reformado catalítico, con los correspondientes costos operativos.

Las primeras tres de las categorías de costos mencionadas anteriormente se aplican al ULSG y ULSD. Es claro que la última se aplica sólo al ULSG.

Finalmente, el costo de refinación necesario para cumplir con los estándares ULSF nuevos y más estrictos corresponde al nuevo estándar de azufre y al estándar anterior. Por ejemplo, el costo de cumplimiento de un estándar de azufre de 10 ppm es más alto si el estándar actual es de 500 ppm en lugar de 50 ppm.

¹⁴ El uso de hidrógeno se mide en *pies cúbicos estándar* (Scf) por barril (Bbl) de producción de hidrocarburo. En términos del contenido de energía, unos 20.000 Scf de hidrógeno equivalen a 1 Bbl de aceite combustible.

5.4.3 Uso de energía y emisiones de CO₂

La reducción del contenido de azufre de un flujo de refinería o un producto terminado (es decir, gasolina, combustible diésel, aceite residual) requiere el empleo de energía de la refinería y, en consecuencia, esto ocasiona un incremento en las emisiones de CO₂. La energía de la refinería se debe emplear para (1) producir el hidrógeno adicional necesario para la desulfuración, (2) incrementar la producción de la refinería y de los procesos, según sea necesario para reemplazar las pérdidas del rendimiento del producto ocurridas durante la desulfuración, e (3) incrementar el índice del reformado catalítico y otras operaciones de mejoramiento, según sean necesarias para reemplazar las pérdidas de octano que tienen lugar durante la desulfuración. El incremento requerido de energía de la refinería es el resultado de quemar gas natural adicional (comprado) y, en menor medida, *gas de destilación* adicional (una mezcla de flujos de gas liviano que son subproductos de varios procesos de refinación). La combustión de los hidrocarburos adicionales hace que las refinerías emitan más CO₂. (Además, las plantas de hidrógeno producen CO₂ como subproducto).

En lo que respecta a los costos de refinación, las magnitudes del consumo adicional de energía y las emisiones de CO₂ vinculadas con el cumplimiento de un estándar ULSF nuevo y más estricto corresponden al nuevo estándar de azufre y al estándar anterior. Por ejemplo, los requisitos de energía adicional y las emisiones de CO₂ vinculadas con el cumplimiento de un estándar de azufre de 10 ppm son más altas si el estándar actual es de 500 ppm en lugar de 50 ppm.

Los antecedentes recientes del uso de energía en las refinerías de los Estados Unidos indican de manera aproximada la magnitud del uso de energía adicional vinculado con la producción de combustibles de bajo contenido de azufre. En base a una producción por barril, el uso total de energía de las refinerías en los Estados Unidos disminuyó aproximadamente un 10% en un lapso de veinte años que finalizó en 2005. La tendencia descendiente en el uso de energía por barril de crudo se revirtió en 2006. En 2010 dicho uso aumentó alrededor del 5% en comparación con el nivel registrado en 2006. Este retroceso probablemente fue el resultado del cumplimiento de los nuevos estándares federales sobre el contenido de azufre en la gasolina (nivel 2) y el combustible diésel (ULSD) que entraron en vigencia en 2006 en la mayoría de las regiones del país.

6. CITAS

1. Berger, Bill D., Anderson, Kenneth E.; *Modern Petroleum, A Basic Primer of the Industry*; Oil & Gas Journal Books; 1978
2. Gary, James H., Handwerk, Glenn E., and Kaiser, Mark J.; *Petroleum Refining Technology and Economics*; Fifth Edition; CRC Press; 2007
3. Leffler, William L.; *Petroleum Refining in Nontechnical Language*; Third Edition; PennWell Corp.; 2000
4. Little, Donald M.; *Catalytic Reforming*; PennWell Publishing Company; 1985
5. Maples, Robert E.; *Petroleum Refinery Process Economics*; 2nd Edition; PennWell Corp.; 2000
6. Meyers, Robert A., Editor-in-Chief; *Handbook of Petroleum Refining Processes; Second Edition*; McGraw-Hill; 1997
7. Meyers, Robert A., Editor-in-Chief; *Handbook of Petroleum Refining Processes; Third Edition*; McGraw-Hill; 2003
8. Oil Price Information Service (OPIS); OPIS Energy Glossary;
<http://www.opisnet.com/market/glossary.asp#S>
9. Parkash, Surinder; *Refining Processes Handbook*; Gulf Professional Publishing; 2003
10. U.S. Energy Information Administration; Glossary;
<http://205.254.135.24/tools/glossary/index.cfm?id=petroleum>
11. U.S. Energy Information Administration; Crude Oil and Refined Products Glossary;
www.icapenergy.com/us/docs/crudeglossary.pdf
12. *U.S. Petroleum Refining: Assuring the Adequacy and Affordability of Cleaner Fuels*; National Petroleum Council; June 2000