

Editor	Martín Kaindl
Coordinadora	Romina Schommer
Diseño y Producción	Cruz Arcieri & Asociados
Impresión	Ronor®

Las fotografías de equipos y plantas de refinación que acompañan a los textos, fueron gentilmente aportadas por las refinerías La Plata y Luján de Cuyo de YPF y Campo Durán de Refinor.

©**Instituto Argentino del Petróleo y del Gas**

Queda hecho el depósito que previene la ley 11.723

Reservados todos los derechos.

Aspectos técnicos estratégicos y económicos de la refinación del petróleo
/ edición literaria a cargo de Martín Kaindl. - 1a. ed. - Buenos Aires : Inst.
Argentino del Petróleo y del Gas, 2011.
260 p. ; 28x20 cm.

ISBN 978-987-9139-56-1

1. Petróleo. I. Kaindl, Martín, ed. lit.
CDD 622.338

Fecha de catalogación: 17/03/2011

El mapa de la página 53 se ajusta a la cartografía oficial establecida por el PEN a través del IGN – Ley 22.963 – y ha sido aprobada por expediente GG11 0399/5 de marzo de 2011.

Esta edición de 3000 ejemplares, se terminó de imprimir en Ronor®, en marzo 2011.
Impreso en la Argentina.

Agradecimientos

Este libro ha sido posible gracias al apoyo de las siguientes empresas:

Bolland & Cía. SA
Camuzzi Gas Pampeana SA
Chevron Argentina SRL
Compañía General de Combustibles SA
Constructora Norberto Oberdreht SA
Distribuidora de Gas Centro - Cuyo SA (Ecogas)
Emgasud SA
Gas Natural BAN SA
Gas Nor SA
Litoral Gas SA
Metrogas SA
Occidental Argentina Exploration & Production Inc.
Pan American Energy LLC.
Petrobras Argentina SA
Pluspetrol SA
Rafael G. Albanesi SA
Tecna
Tecpetrol SA
Tenaris (Siderca SA)
Total Austral SA
Transportadora de Gas del Norte SA
Transportadora de Gas del Sur SA
Wintershall Energía SA
YPF SA

Prólogo

El sector de refinación en la Argentina ha enfrentado en los últimos 20 años importantes desafíos derivados de múltiples factores: cambios sustanciales en la demanda relativa de sus distintos productos, nuevos requerimientos de calidad para los combustibles automotrices, nuevas regulaciones ambientales, cambios en la calidad de la materia prima, es decir, en la oferta de petróleos crudos, etcétera.

Por un lado, la expansión experimentada por el gas natural en el mercado local, ha provocado significativos cambios en la demanda relativa de los distintos derivados del petróleo. Así, en respuesta a la sustitución de los combustibles líquidos en sectores como la generación eléctrica y la industria, las refinerías aumentaron la conversión a combustibles livianos y medios de elevada demanda y difícil sustitución, fundamentalmente gasoil y naftas para el transporte automotor; con el consiguiente enriquecimiento del valor de la mezcla de productos elaborados.

Por otro lado, hubo un permanente impulso hacia la mejora de calidad de los combustibles automotrices, motivado tanto en nuevas regulaciones ambientales como en las mayores prestaciones exigidas por los motores modernos, a partir de la incorporación de tecnologías de reciente desarrollo en éstos. Ello condujo a las refinerías a la elaboración de nuevos cortes, a la producción de naftas de alto valor octánico, a la incorporación de aditivos mejoradores tanto en naftas como en gasoil, a la inversión en nuevos procesos de hidrogenación para la eliminación de impurezas y mejoramiento de los productos finales, a la adopción de nuevos catalizadores en el proceso de refinación, etcétera.

También las normas ambientales aplicables a la operación de las propias refinerías han avanzado progresivamente hacia regulaciones cada vez más severas. Ello ha motivado la incorporación de mejores procesos y tecnologías para la protección ambiental tales como nuevas plantas para tratamiento de efluentes líquidos, control de las emisiones gaseosas, monitoreo del aire dentro y fuera de las refinerías, instalación de plantas para la recuperación de azufre, etc.

A su vez, la explotación prolongada de los yacimientos y el avance de las prácticas de recuperación asistida de los petróleos, la materia prima básica de la refinación, conllevan un cambio en la calidad de los petróleos crudos. Éstos se van tornando más pesados, más ácidos y con aumento de sólidos en suspensión de difícil remoción. Todo ello importa la necesidad de nuevos y más severos tratamientos de los crudos antes y durante su procesamiento.

Tales desafíos continuarán y se acrecentarán en el futuro ya que se prevé un aumento importante de la capacidad de refinación necesaria para los próximos años.

A pesar de los esfuerzos en la búsqueda de combustibles alternativos, la Argentina y el mundo entero continuarán dependiendo principalmente del petróleo para satisfacer sus necesidades energéticas por lo menos en los próximos 40 o 50 años. Basta recordar que hoy el conjunto de las refinerías del mundo procesan unos 82 millones de barriles por día de petróleo y se espera que en el año 2030 las necesidades superen los 100 millones de barriles por día, esto significa un crecimiento del 25%. Todo este incremento de capacidad y la estructura logística asociada, están aún por construirse ya que no existe hoy capacidad excedente disponible.

Lo citado demandará un enorme esfuerzo tecnológico y financiero al que no escapará nuestro país. Suponiendo un moderado crecimiento del PBI del 3% por año, para abastecer la mayor demanda de combustibles asociados a este crecimiento, la Argentina deberá contar hacia el año 2020 con una capacidad adicional de refinación del orden de 150 mil barriles por día. Esto es una instalación adicional, similar a la mayor refinería hoy existente en el país e implica un aumento de la capacidad total de 630 mil barriles por día de la actualidad, a casi 800 mil barriles por día. Dependiendo de la localización y configuración que se defina para una instalación de estas características, la inversión necesaria se ubicará en el rango de 3.000 a 4.000 millones de dólares.

El Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) tiene como Misión ser el referente técnico de la industria de los hidrocarburos. Coherente con esta misión, uno de sus principales objetivos es contribuir con el estudio y la difusión de la problemática técnica vinculada con cada uno de los sectores que componen esta industria. Es por ello, que el IAPG ha decidido editar este libro, al que le sucederán otros referidos a los distintos segmentos de la industria de los hidrocarburos. El propósito es exponer la problemática a partir de los aspectos técnicos específicos, poniendo énfasis en las cuestiones estratégicas, económicas y parámetros críticos de cada sector. Así se trató de explicitar las preguntas que se haría un refinador en el momento de tener que decidir sobre aspectos tales como expandir la capacidad de una planta, incorporar un nuevo proceso, construir una nueva refinería, elegir el sitio óptimo para su emplazamiento, y cuáles serían las respuestas a éstas.

El libro está destinado a todas aquellas personas que deseen comprender la lógica de las decisiones y las consecuencias derivadas de éstas en la industria de la refinación del petróleo. Específicamente está dirigido a profesionales del área de refinación o de otras áreas que deseen interiorizarse en estos aspectos, a autoridades, a estudiantes y al público en general interesado en la materia. Es mi deseo que su lectura resulte amena e ilustrativa para tal fin.

Ernesto A. López Anadón
Presidente, IAPG

Introducción

Cuando el Presidente del IAPG me encomendó organizar la edición de un libro sobre la refinación del petróleo, sus aspectos técnicos, estratégicos y económicos, el primer aspecto a considerar fue decidir a qué especialistas convocar para participar en la tarea. Luego de algunas consultas con la comisión de refinación del IAPG, rápidamente surgieron los nombres de tres prestigiosos profesionales, Osvaldo Alday, Eduardo Botta y Daniel Redondo, quienes además de contar con un alto conocimiento y larga experiencia en la industria de los hidrocarburos, estaban en condiciones de participar en esta empresa y aceptaron el desafío. Con ellos hemos trabajado en conjunto para acordar el contenido del libro, su estructura, alcance, etc. Cada uno tomó a su cargo el desarrollo de los capítulos de sus respectivas especialidades; me correspondió mí el honor de coordinar la tarea. El trabajo en equipo fue gratamente placentero, tratándose de personas con las cuales he compartido muchos años de actividades previas, tanto en el área laboral empresarial como en el propio IAPG y con quienes me une una prolongada amistad.

El libro que presentamos consta de doce capítulos. Los primeros son introductorios, se refieren básicamente a la materia prima de la refinación, el petróleo crudo, antes de su procesamiento en la refinería. Luego se describen las operaciones y procesos de refinación propiamente dichos; dos capítulos están dedicados a los temas de seguridad y de medio ambiente; uno a la petroquímica y tres capítulos se refieren a cuestiones vinculadas a los precios y aspectos económicos. Al final se han incorporado un glosario, una tabla de conversión de unidades y nomenclaturas usuales y la reseña de los autores.

- El Capítulo 1 trata del origen y propiedades del petróleo, los tipos y calidades, los principales ensayos y una breve descripción de su fraccionamiento
- El Capítulo 2 cubre los aspectos vinculados con las reservas, su magnitud y ubicación geográfica, la producción y demanda de crudo y la refinación en el mundo y en la Argentina; incluyendo una referencia a los recursos no convencionales y a la OPEP.
- El Capítulo 3 aborda la problemática del transporte y almacenamiento del crudo desde su lugar de producción a la refinería y de los productos, desde ésta, al consumidor.
- El Capítulo 4 abarca la temática de los precios del petróleo y sus derivados, la descripción de los mercados y los mecanismos de negociación en éstos.
- El Capítulo 5 se refiere ya propiamente a las operaciones de refinación; expone los distintos esquemas de refinación tanto para la elaboración de combustibles como de especialidades.

- El Capítulo 6 trata de los procesos de conversión de los fondos pesados del barril en productos de alta demanda como son los combustibles automotrices.
- El Capítulo 7 cubre lo referido a los procesos de mejoramiento de los distintos cortes, la elaboración de componentes de alto valor octánico, los hidroprocesos, el tratamiento de gases, la recuperación de azufre.
- El Capítulo 8 versa sobre la problemática de la seguridad de las personas y de las instalaciones y, en particular, lo vinculado a los sistemas de gestión de la seguridad y la salud ocupacional.
- El Capítulo 9 expone el tema de la protección del medio ambiente, cuáles son las consideraciones básicas sobre receptores y contaminantes, y los principales riesgos en la refinación. También incluye aspectos varios de su vínculo con la comunidad.
- El Capítulo 10 expone brevemente la interrelación de la refinería con la industria petroquímica, destacando el rol principal de aquella como proveedora de materia prima para ésta última y la complementación operativa entre ambas.
- El Capítulo 11, microeconomía de la refinación, plantea los conceptos del valor de la mezcla de productos, los *netbacks*, el margen de refinación, el análisis económico marginal y su utilización para optimizar la ecuación económico-financiera de la refinación, los costos operativos y su incidencia en la actividad.
- El Capítulo 12, economía de la refinación, analiza los factores vinculados a la localización de la refinería en relación a la del punto de abastecimiento de crudo y el mercado de productos, el impacto de la capacidad de la refinería y su configuración en relación con el costo unitario, la eficiencia y su competitividad, las inversiones, el *benchmarking* entre refinерías y las tendencias futuras.

Notará el lector que, en general, hemos preferido mantener el lenguaje coloquial típico de los refinadores, esto es su jerga. Así encontrarán un extendido uso de expresiones y palabras de origen inglés que no hemos traducido porque en muchos casos no existe una forma apropiada en castellano o porque son de uso ampliamente conocido en la actividad, tales como *reforming*, *cracking*, *delayed coker*, *hydroskimming refinery* y otras. Por la misma razón hemos mantenido el uso de distintos sistemas de unidades, internacional e inglés y expresiones usuales como KBD para indicar miles de barriles por día. En todos los casos se han efectuando las aclaraciones convenientes. Esperamos que todo ello facilite la lectura del libro y la familiarización con la actividad de refinación de los lectores no especialistas en la materia.

Víctor M. Casalotti

Director Técnico de Petróleo, IAPG

Origen y propiedades del petróleo crudo y subproductos

Eduardo R. Botta

Aspectos técnicos, estratégicos y económicos de la refinación del petróleo



01 | Origen y propiedades del petróleo crudo y subproductos

Formación del petróleo

En su sentido más amplio, el petróleo es una mezcla compleja de hidrocarburos de distintos pesos moleculares, compuestos que contienen carbono e hidrógeno en forma de cadenas y anillos. Se trata de un material líquido, combustible, de aspecto viscoso, que se encuentra localizado en las capas sedimentarias de nuestro planeta.

De su localización proviene la etimología del término, “petróleo” en latín significa ‘aceite de piedra’ (*petra*, ‘piedra’ y *oleum*, ‘aceite’).

No se encuentra en la historia de la humanidad un recurso natural más importante, ya que aporta el mayor porcentaje de la energía que se consume en el mundo.

Si bien su aprovechamiento integral comienza a fines del siglo XIX, el petróleo se utilizaba desde tiempos antiguos como combustible para la iluminación y en la construcción. Sin embargo, se trataba de petróleo crudo que afloraba naturalmente a la superficie y, en consecuencia, el volumen aprovechable era mínimo. Por otra parte, los aceites lubricantes eran de origen animal o vegetal.

La primera perforación con intenciones comerciales fue la de Drake, hecha en Pensilvania, Estados Unidos, en 1859.

Así, del escaso petróleo disponible inicialmente, la situación fue cambiando para tornarse en un recurso abundante a partir del año 1901, cuando se descubrió el yacimiento de Spindletop, ubicado en Texas, Estados Unidos. Allí se utilizaron nuevas técnicas de perforación con trépanos giratorios que podían perforar a mayor profundidad.

Spindletop constituye el hito a partir del que nace lo que hoy conocemos como “Era del Petróleo”. Desde ese momento y motorizada por el creciente desarrollo del automóvil, un símbolo del siglo XX, la expansión del petróleo fue imparable, hasta llegar a convertirse en la materia prima más comercializada a nivel mundial.

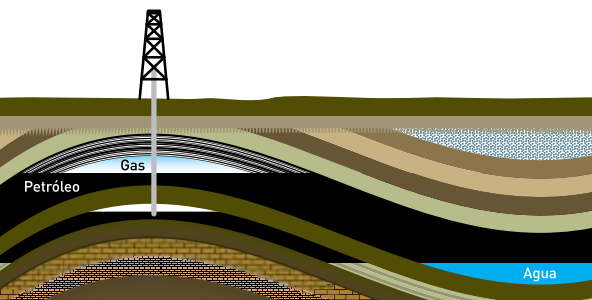
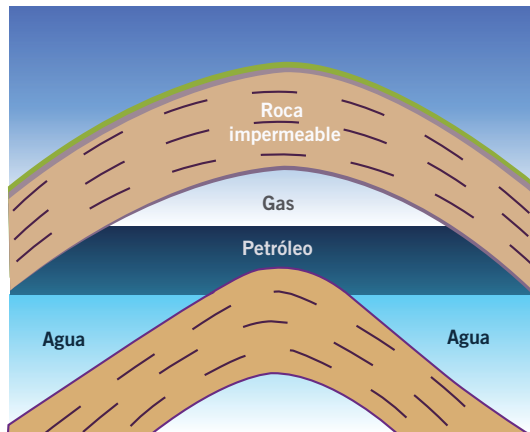
Se llegaron a elaborar distintas teorías para explicar el origen del petróleo y del gas. Según una de ellas, podrían provenir de meteoritos que cayeron en nuestro planeta con altos contenidos de metano y otras sustancias precursoras de los hidrocarburos. Otra teoría les atribuyó un origen inorgánico (teoría abiogénica), según la cual el petróleo se produce en el interior de la corteza terrestre a partir del metano. Un postulado de esta teoría es que el petróleo existiría en otros planetas del sistema solar, a partir de hidrocarburos presentes durante su formación o por reacciones químicas posteriores.

Hoy la teoría aceptada es la que postula el origen orgánico de este material, a partir de la descomposición de restos de microorganismos de origen vegetal y animal.

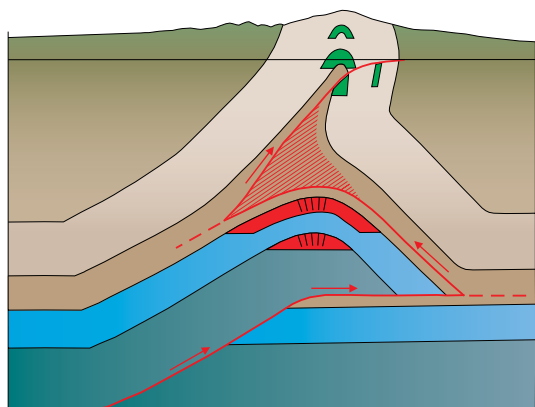
Esta teoría, conocida como “orgánica”, considera que el petróleo y el gas se generaron a partir de material orgánico acumulado en las rocas sedimentarias. El mismo provendría de microorganismos que habitaron el mar en las primeras eras geológicas, fundamentalmente plancton. Si bien este último es microscópico, su abundancia en el océano es tal, que supera a todas las otras formas de vida. Los organismos muertos habrían ido acumulándose en capas sucesivas y habrían sido sometidos a condiciones de alta presión y temperatura, en ausencia de oxígeno. Este proceso provocaría cambios en la materia orgánica, primero se formaría un material parafinoso, conocido como “querógeno”, que puede encontrarse en las pizarras bituminosas (*oil shales*) y posteriormente, con más calor, en hidrocarburos líquidos y gaseosos a través de un proceso conocido como “catagénesis”.

Como el material orgánico inicial del cual procede el petróleo se encuentra disperso, los productos que resultan de su transformación (gas y petróleo) también estarán dispersos en la roca madre petrolífera, normalmente arcilla, pero también podrán moverse, de forma que las bolsas de petróleo y gas emigran, por lo que no las vamos a encontrar allí donde se formaron. Este fenómeno, denominado “migración”, continuará hasta que el petróleo alcance una roca impermeable que no permita la difusión a través de ella. Esto se denomina “trampa” y de ella existen tres tipos:

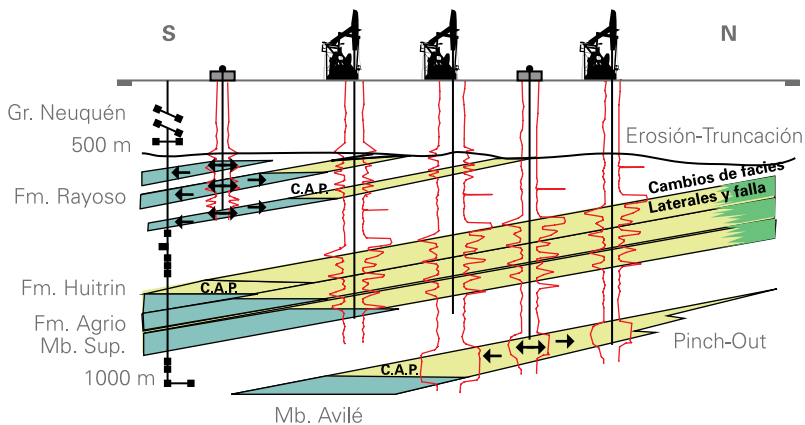
- Anticlinal o repliegue positivo del subsuelo: almacena el petróleo en el arqueamiento del terreno.
- Domo salino: sal solidificada que hace de cuña y penetra hasta la parte impermeable.



Esquema de un anticlinal clásico con acumulación de hidrocarburos, que muestra los contactos gas-petróleo y petróleo-agua



Distintos tipos de trampas estructurales que contienen petróleo (verde) y gas (rojo), en un pliegue idealizado de la región subandina del noroeste de la Argentina (adaptado de Kozłowski *et al.*, 2005)



Distintos tipo de trampas estratigráficas que contienen petróleo, en un esquema geológico simplificado del Yacimiento Puesto Hernández, Provincia de Neuquén, Argentina (tomado de Marteau y Olmos, 2005)

- **Falla:** se produce cuando los estratos se rompen y dejan una capa porosa frente a otra impermeable, allí se acumulan los hidrocarburos y se genera el yacimiento.

En un yacimiento vamos a encontrar el casquete, formado por gas, que está siempre en equilibrio con el petróleo líquido.

La acumulación de gas y petróleo en las trampas constituye un depósito de hidrocarburos o yacimiento.

El petróleo está siempre acompañado por agua salada que se acumuló con él, esto conlleva la necesidad de su eliminación como primer paso en el tratamiento de un crudo.

Los yacimientos de petróleo se encuentran a diferentes profundidades de la superficie terrestre. Es raro que el petróleo llegue por sí mismo a la superficie, no obstante, los afloramientos superficiales existen, aunque son pequeños. Ello permitió que el petróleo fuera aprovechado con diversos fines por pueblos de la antigüedad.

En resumen, la existencia de petróleo estará siempre asociada a la presencia de una roca sedimentaria; pudiendo haberse originado en un ambiente de aguas marinas salobres o sedimentos lacustres, a partir de restos de microorganismos vegetales y animales, en particular plancton marino, en condiciones de ausencia de aire, grandes presiones y altas temperaturas.

Tipos y calidades

En cuanto a su apariencia, el petróleo puede describirse como un líquido viscoso cuyo color varía entre amarillo y pardo oscuro hasta negro, con reflejos verdes. Tiene un olor muy peculiar y densidad menor que el agua, por lo que flota sobre ella.

Se trata de una mezcla de hidrocarburos, compuestos que contienen en su estructura molecular, principalmente, carbono e hidrógeno. El número de átomos de carbono y la forma en que están colocados dentro de las moléculas de los diferentes compuestos, proporciona, al petróleo diferentes propiedades físicas y químicas. Así tenemos que los hidrocarburos compuestos por uno a cuatro átomos de carbono son gaseosos, los que contienen de cinco a veinte son líquidos y los de más de veinte son sólidos a la temperatura y presión ambientales.

El petróleo crudo varía mucho en su composición, la que depende del tipo de yacimiento de donde provenga, pero, en promedio, podemos considerar que contiene entre 83 y 86% de carbono y entre 11 y 13% de hidrógeno.

Además del carbono e hidrógeno, la composición del petróleo incluye derivados del azufre y pequeñas cantidades de compuestos con átomos de nitrógeno, o de metales como hierro, níquel, cromo, vanadio y cobalto, entre otros. Todos éstos constituyen impurezas que acarrearán inconvenientes en las etapas de refinación y en el uso final de los derivados del petróleo.

Asimismo, el petróleo crudo contiene cantidades apreciables de sales, principalmente cloruros, lo que constituye un problema para el refinador, ya que su presencia implica corrosión y taponamiento de equipos. Por ello, al entrar en el proceso de refinación, el crudo es sometido a un primer proceso de desalado.



Petróleo crudo

Clasificaciones

Como se dijo anteriormente, los constituyentes principales del petróleo son los hidrocarburos. Estos se clasifican, según su estructura, en parafínicos, nafténicos y aromáticos. Los parafínicos, a su vez, pueden ser lineales o ramificados (isoparafinas).

Según la zona donde se formó el crudo tendremos más proporción de unos compuestos o de otros. Este aspecto es importante por el efecto que tiene sobre el rendimiento del crudo puesto a procesar en una refinería.

Los crudos se pueden clasificar en base a:

1. Composición.
2. Densidad API.
3. Curva de destilación.
4. Contenido de azufre.

1. El factor K_{uop} , conocido con el nombre de Factor de caracterización, es un índice desarrollado por Nelson, Watson y Murphy de la Universal Oil Products (UOP), sociedad del grupo Honeywell, que permite identificar o caracterizar, en forma rápida y aproximada, el tipo de crudo en cuanto a su composición química (base parafínica, mixta, nafténica o aromática).

Para la definición de este índice, Nelson, Watson y Murphy aprovecharon la observación que la temperatura de ebullición de los distintos hidrocarburos guarda relación con el número de átomos de carbono de su molécula, en tanto que la densidad varía en función de la relación H/C presente en ella. Así este índice tiene diferentes valores según se trate de hidrocarburos parafínicos normales o isoparafínicos, nafténicos puros o aromáticos puros (a igualdad de átomos de carbono en sus moléculas, la densidad disminuye a medida que aumenta la relación H/C).

Para un componente puro, el valor del índice se determina con la siguiente fórmula:

$$K_{uop} = \frac{(\text{Temperatura de ebullición})^{1/3}}{\text{Gravedad específica (60 °F)}}$$

La temperatura de ebullición está expresada en grados Rankine (°F absolutos).

Para extender el cálculo de este factor a las mezclas complejas de hidrocarburos que componen los petróleos crudos, fue necesario introducir el concepto de temperatura volumétrica media (TVM), definida como la media de las temperaturas (T_i) a la que destilan $i\%$ del volumen del crudo ensayado. Según el tipo de ensayo usado, se definieron:

$$TVM = \frac{T_{20} + T_{50} + T_{80}}{3}$$

cuando se usa el ensayo de destilación TBP (*),

$$TVM = \frac{T_{10} + 2T_{50} + T_{90}}{4}$$

cuando se usa el ensayo de destilación ASTM (*).

De ese modo el factor K_{uop} para un cierto crudo queda definido como:

$$K_{uop} = \frac{(\text{Temperatura volumétrica media})^{1/3}}{\text{Gravedad específica (60 °F)}}$$

(*) Ver punto 3. Curva de destilación

La temperatura volumétrica media representa así la temperatura de ebullición, en grados Rankine (°F absoluto) de un componente hipotético que posea características equivalentes a la mezcla de hidrocarburos analizada y la Gravedad específica, la relación existente entre la densidad del crudo considerado y la densidad de agua pura a 15 °C o 60 °F.

Los resultados de la ecuación determinan los tipos de petróleos crudos:

$K_{uop} = 13$ base parafínica,

$K_{uop} = 12$ base mixta,

$K_{uop} = 11$ base nafténica,

$K_{uop} = 10$ base aromática.

El siguiente cuadro resume los valores de factor K_{uop} para los crudos argentinos:

Petroleo crudo	Factor K_{uop}
1. Centenario	12,10
2. Medanita	11,93
3. Challacó	11,94
4. Tierra del Fuego	12,15
5. Campo Durán Pesado	12,70
6. Campo Durán Liviano	12,30
7. Escalante	12,10
8. Cañadón Seco	12,20
9. Mendoza Sur	11,70
10. Mendoza Norte	12,50
11. Cerro Redondo	12,20

Fuente: Secretaría de Energía, Min. de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios

2. En función de su densidad, medida en grados API, los crudos se clasifican en livianos, intermedios, pesados y extra pesados.

Livianos: más de 31 grados API.

Intermedios: entre 22 y 31 grados API.

Pesados: debajo de 22 grados API.

Extra pesados: por debajo de 10 grados API.

Los grados API se calculan por la fórmula:

$$\text{Gravedad API} = \frac{141,5}{\text{Gravedad específica}} - 131,5$$

Si la gravedad API es superior a 10, los crudos son más livianos que el agua y flotan, si es inferior a este valor, se hunden.

Los crudos extra pesados más representativos se encuentran en Venezuela, en la denominada Faja del Orinoco.

3. La curva de destilación de un crudo da una medida de su rendimiento en los distintos cortes que se obtendrán cuando éste sea sometido a procesamiento en la unidad de destilación atmosférica de una refinería. Se distinguen dos tipos de curva: ASTM y TBP.

La destilación ASTM representa una columna de 15 platos teóricos. Provee una estimación de los rendimientos para las distintas fracciones, según rangos de destilación y es, por lo tanto, de valor en discusiones técnicas de naturaleza comercial.

La curva TBP (*True Boiling Point*) representa con mayor precisión el real rendimiento en cortes de un crudo en particular y se utiliza en los modelos de programación lineal para simular su destilación en las unidades de Topping y Vacío de una refinería.

4. En lo que respecta al contenido de azufre, los crudos se clasifican en dulces y agrios. En general, los crudos denominados dulces tienen un contenido de azufre inferior al 0,5%. El contenido de azufre es importante ya que los óxidos de azufre que resultan del quemado de los combustibles fósiles son la causa directa de la lluvia ácida. El crudo dulce es más fácil de refinar y convertir en productos valiosos. Por el contrario, los crudos agrios precisan más refinación para cumplir con los requerimientos medioambientales.

En general, densidad y contenido de azufre son los parámetros estándares para definir la calidad de un crudo y asignarle un valor comercial. Para ello, los crudos se comparan con especies conocidas y se construye una curva, (procedimiento conocido como “*quality bank*”) que permite interpolar estas propiedades para el crudo en cuestión y así estimar su precio de mercado.

En cuanto a los crudos nacionales más representativos, tales como Neuquén-Río Negro, Cañadón Seco y Escalante, son dulces, de mediana densidad y base intermedia. Estos crudos se producen en la zona patagónica, abarcando las provincias de Neuquén, Río Negro, Chubut y Santa Cruz.

En la provincia de Mendoza se produce crudo parafínico en la zona norte y se explotan también yacimientos de crudos más pesados y agrios en el sur.

Características de crudos típicos

	Azufre			
	Dulces (0,0% - 0,5%)		Semidulces (0,5% - 1,5%)	Agrios (1,5% - 3,0%)
Densidad	(0,0% - 0,5%)		(0,5% - 1,5%)	(1,5% - 3,0%)
	Nafténicos	Alto <i>Pour point</i> (*)		
Livianos	Saharan			
40 API	Ekofisk	Sarir	Murban	
	Brent		Olmecca	
	Es Sider		Berri	
	Bonny Light			
	Oseberg		Oman	
Medianos		Minas	Flotta	Istmo
33 API		Cabinda		Árabe liviano
		Djeno		Dubai
	Gullfaks		Caño Limón	Árabe medio
	Forcados		Oriente	Irán pesado
	Bonny Medio		ANS	Árabe pesado
		Duri		
		Shengli		
Pesados				Maya
22 API				Bachaquero
				Boscan
				Belayim

(*) *Pour point*: punto de escurrimiento

Fuente: *International Oil Market Handbook*, Energy Intelligence Group, 2007

En el sur de Santa Cruz, Tierra del Fuego, Salta, Jujuy y Formosa se localizan yacimientos de crudos livianos y de muy bajo contenido de azufre.

Caracterización

Existe una gran variedad de ensayos que se utilizan para caracterizar a los petróleos crudos. Se trata de ensayos normalizados, en gran medida, por el ASTM (*American Society for Testing Materials*). Resumimos a continuación los ensayos más importantes.

Densidad

Es la magnitud que expresa la relación entre la masa y el volumen de un cuerpo. Sus unidades normalmente se indican en gramos por cm³, a una temperatura de referencia, generalmente (15 °C).

En general, esta propiedad se determina con densímetro, en el caso de crudos pesados se determina con hidrómetro y, en el caso de aceites muy viscosos o semisólidos, se determina con picnómetro. Se trata de un ensayo de fácil y rápida ejecución.



Determinación de agua por destilación

La densidad tiene importancia en la industria del petróleo debido a varios motivos, entre ellos:

- Los tipos de hidrocarburos se distinguen por su densidad. La densidad crece en el orden parafínicos, nafténicos y aromáticos.
- En las relaciones comerciales, sirve para convertir peso a volumen y viceversa.
- Se utiliza para controlar operaciones de planta.
- Interviene en el cálculo de la potencia requerida para el bombeo.

Generalmente se usa el grado API como una forma más sencilla de expresar la densidad. En las operaciones comerciales de crudos, la densidad es uno de los parámetros que se toman en consideración para la fijación de precios.

Contenido de agua

La especificación del contenido máximo de agua está relacionada con el costo de transporte y procesamiento. El porcentaje no debe ser mayor al 2%. La determinación se efectúa por destilación.

El equipo de destilación consiste en un balón que lleva una trampa graduada en el cono inferior. Se coloca en el balón una determinada cantidad de crudo y una cantidad igual de un *carrier* que codestila con el agua presente en la muestra. Los productos livianos y el agua condensan y, por rebalse, los livianos vuelven al balón en tanto que el agua desciende al fondo del cono graduado, donde se mide.

Agua y sedimentos

Es común que el petróleo crudo contenga arena, barro de perforación y arcilla que tienden a formar incrustaciones y depósitos en los equipos de proceso, tuberías y tanques. Los métodos para su determinación pueden diferir entre el campo y la refinería por razones prácticas y económicas. No obstante, en caso de transacciones comerciales, debe especificarse exactamente cuál será el método acordado para su control.

En las refinерías se utiliza la norma ASTM D-4006 para la determinación de agua y la ASTM D-4807 para la determinación de sedimentos por filtración.

En los yacimientos solía utilizarse la norma ASTM D-96 para agua y sedimentos por centrifugación, pero este estándar fue discontinuado.



Equipo para la determinación de agua y sedimentos en petróleos crudos

Puesto que el petróleo se comercializa en base seca, el ensayo de agua y sedimentos es de fundamental importancia.

Punto de escurrimiento (*Pour Point*)

Junto con la viscosidad, son dos determinaciones que se utilizan para resolver problemas asociados al transporte de crudos. El punto de escurrimiento es la temperatura más baja a la cual se observa fluir la muestra cuando es enfriada bajo condiciones específicas.

El ensayo se realiza colocando la muestra en un recipiente estandarizado y aplicando temperaturas descendentes hasta que ésta no denote movimiento cuando se coloca el recipiente en posición horizontal durante un tiempo preestablecido.

En tal punto se registra la temperatura y se suman 3 °C (5 °F), informando el valor obtenido como el Punto de escurrimiento. Este parámetro da una idea del contenido de parafinas presente en la muestra.

Un depresor de punto de escurrimiento, que impide el crecimiento de los cristales individuales de parafina, no tiene ningún efecto sobre una base nafténica.

Azufre

Es una determinación importante porque la complejidad y costos de la operación en refinerías se incrementan proporcionalmente con el incremento del contenido de azufre en el crudo. La cantidad presente en el crudo varía desde prácticamente cero hasta valores del 6%. En general, los compuestos de azufre deben ser eliminados por ser causantes de corrosión, sea por acción directa o por descomposición. En los combustibles, el azufre se quema y produce dióxido y trióxido que, a su vez, se combinan con el agua de la combustión y generan ácido sulfuroso y sulfúrico.

La determinación de azufre se efectúa según la norma ASTM D-4294. Actualmente se utiliza la técnica de quimioluminiscencia. La radiación característica derivada a partir de una fuente de rayos X es comparada con la de muestras patrón, cuyo contenido de azufre (porcentaje en peso) es conocido. La determinación de mercaptanos se efectúa por medición de la cantidad de nitrato de plata que se combina con ellos.

Carbón Conradson

El residuo de carbón Conradson es un ensayo estándar para



Equipo para la determinación del punto de escurrimiento



Equipo para la determinación de carbón Conradson (Microcarbón Conradson)

caracterizar la tendencia a la formación de coque de una muestra de petróleo. El método utilizado es el de microcarbón, que determina la cantidad de residuos luego de la evaporación y pirólisis de un petróleo. El residuo carbonoso guarda una cierta proporción con la cantidad de asfalto presente en el petróleo.

Viscosidad

Es una medida de la resistencia a fluir de un líquido. La viscosidad de los crudos varía ampliamente, desde líquidos livianos que fluyen como el agua hasta sólidos que no pueden movilizarse sin calentamiento. Una baja viscosidad denota, generalmente, alto rendimiento en nafta o diésel, y una alta viscosidad indica alto rendimiento en asfalto, pero en ningún caso da indicación de calidad.

Esta propiedad es de importancia en el diseño de tuberías de conducción, tanto de petróleo como de sus derivados. Los petróleos viscosos consumen más potencia de bombeo y eventualmente debe recurrirse a la dilución para que su transporte sea posible.

Existen diferentes métodos de laboratorio para determinar este parámetro y se trabaja a distintas temperaturas, a fin de asegurar el libre flujo del líquido.

Actualmente se utiliza más la viscosidad cinemática (ASTM D-445), que resulta del cociente entre la viscosidad dinámica (o absoluta) y la densidad.

La viscosidad cinemática se determina con pipetas viscosimétricas que se suspenden directamente en un baño de temperatura constante. La serie de pipetas cubre un amplio rango de viscosidad. Estas pipetas tienen mayor exactitud, usan una pequeña cantidad de muestra, pero deben estar bien calibradas.

A los fines prácticos, se utilizan dos métodos indirectos para medir la viscosidad:

- La viscosidad Saybolt Universal, que es el tiempo medido en segundos para el flujo de 60 cm³ de muestra contenida en un tubo, a través de un orificio calibrado, a temperatura constante.
- La viscosidad Saybolt Furol, que es determinada exactamente igual que la anterior, salvo que el orificio es mayor, pues es para líquidos más viscosos.

Existen factores de conversión a través de tablas y ábacos para el pasaje de una viscosidad a otra.



Equipo para la determinación de viscosidad.

Presión de vapor

Es la presión de la fase gaseosa, o vapor de un líquido, sobre la fase líquida, para una temperatura determinada, en la que la fase líquida y el vapor se encuentran en equilibrio dinámico. Su valor es independiente de las cantidades de líquido y vapor presentes mientras existan ambas. En un producto de petróleo, la presión de vapor refleja el valor que resulta de las distintas presiones de vapor de las fracciones que lo forman.

En el laboratorio se determina la Tensión de vapor REID (TVR), según la norma ASTM D-323, en una bomba de doble cámara a una temperatura de 37,8 °C. Por las características del ensayo, la TVR resulta algo menor que la tensión de vapor verdadera.

El objetivo del ensayo TVR es determinar en qué medida vaporizará un producto de petróleo cuando se encuentre en un tanque de almacenaje a 100 °F (37,8 °C), que es la temperatura probable para el tanque en los meses de verano.

La presión de vapor es un parámetro característico de los combustibles livianos, como la nafta y los solventes y tiene importancia, básicamente, en el diseño de tanques de almacenaje y funcionamiento de los motores de explosión.

Sales

La determinación de sales es importante porque éstas originan problemas de corrosión y de taponamiento de equipos. Generalmente se determinan como cloruros, realizando una extracción con agua y estimando en el extracto la cantidad de cloruros presente por algún método volumétrico. Actualmente se utiliza el método ASTM D-3230 que es un método potenciométrico.

El correcto desalado del crudo se basa en adicionar agua dulce al petróleo, en porcentajes que van del 5 al 10%, para proceder a la deshidratación posterior mediante un procedimiento electrostático. Conviene realizar este proceso en yacimientos pues se evitan procesos corrosivos en cañerías y fondo de tanques de almacenaje; pero en la mayoría de los casos, los yacimientos no poseen agua dulce y se limitan solamente a deshidratar.

Fraccionamiento del crudo

El fraccionamiento del petróleo crudo constituye la primera etapa del proceso de refinación. Consiste en la evaporación parcial de sus



Desalador en refinería Luján de Cuyo

componentes y posterior condensación separada de éstos. Esta operación se realiza en una columna de destilación o torre fraccionadora, en cuyo interior se encuentra un conjunto de bandejas adecuadamente dispuestas. El petróleo crudo, previamente calefaccionado a unos 350° C, es alimentado en forma continua por la parte inferior de la columna; los componentes livianos y medios se evaporan y a medida que ascienden por la columna se condensan en las bandejas superiores, según la temperatura de ebullición de cada uno de ellos. Los componentes, así separados, se van extrayendo lateralmente de la torre.

Lo que define la temperatura de ebullición de cada fracción es el número de átomos de carbono que tengan en su molécula los componentes que la integran, junto con la naturaleza de éstos. Por la parte superior de la torre fraccionadora se separan los componentes livianos hasta butanos y nafta. El resto de los cortes, en orden creciente de rango de ebullición, serán el querosén, el gasoil liviano y el gasoil pesado. Quedará en el fondo de la torre la fracción que no destila, denominada “crudo reducido” o “residuo atmosférico”.

Ya que a presión atmosférica no es posible separar más componentes distintos por ebullición, puesto que al aumentar la temperatura comenzarían a romperse las cadenas más pesadas y a acumularse carbón en el equipo de destilación, lo que se hace para depurar más el residuo atmosférico es procesarlo en una torre fraccionadora que opera a vacío. Con este método podemos separar más componentes, puesto que al reducirse la presión bajan los puntos de ebullición. Este proceso permite recuperar gasoil liviano y pesado, y quedará un resto asfáltico de alta densidad.

Naftas

La destilación, en general, no produce un producto que pueda ser comercializado como nafta. Para alcanzar los estándares de calidad vigentes en la actualidad se necesita mayor procesamiento y mezcla con cortes de determinadas características (*blending*) que aseguren cumplir con los requerimientos del uso final de las gasolinas o naftas como combustible en motores de combustión interna. Tradicionalmente, la especificación más importante de una nafta ha sido el número de octano, que mide la tendencia del combustible a encenderse prematuramente en un motor de combustión interna, lo que causará que éste “golpetee”. Cuanto más alto es el número de octano, menor es la tendencia al “golpeteo”, que se mide en una escala de 0 a 100. Se asigna número de

octano 100 al iso-octano y número de octano 0 al n-heptano. A las mezclas de iso-octano y n-heptano se les asigna un número de octano equivalente al porcentaje en volumen de iso-octano presente en la mezcla. La mayor parte de la nafta atmosférica tiene un bajo número de octano, por lo que se han diseñado procesos para mejorarlo, tales como *Reforming*, Alquilación e Isomerización.

El número de octano también puede mejorarse mediante aditivos, tales como el plomo tetraetilo, lo que permite reducir considerablemente los costos de procesamiento. Sin embargo, el uso de este aditivo ha sido prohibido en la mayor parte del mundo a causa de su efecto perjudicial sobre la salud. Consecuentemente, los refinadores salieron en busca de otros mejoradores octánicos, especialmente oxigenados, tales como los alcoholes y el metil-ter-butil-eter (MTBE). Este último también fue motivo de controversia porque se lo vincula con la contaminación de las napas de agua y en muchas regiones de los Estados Unidos su uso se encuentra prohibido. Esta contaminación se podría producir en caso de un derrame o una pérdida en un tanque subterráneo, por ejemplo, ya que por ser un producto soluble en agua es fácilmente arrastrable por las corrientes de agua que hay bajo tierra. El vacío dejado por el MTBE está siendo cubierto por otros mejoradores octánicos, como el etanol, que no presenta problemas de toxicidad y cuyo uso está muy difundido en países como Brasil.

El contenido de azufre es otra de las especificaciones clave de las naftas, a causa de los mayores costos y dificultades técnicas que enfrentan los fabricantes de automóviles para cumplir con las cada vez más restrictivas directivas sobre emisiones de gases de escape, a menos que se reduzcan los niveles de azufre. En los Estados Unidos, la EPA (Environmental Protection Agency) comenzó bajando los niveles de azufre en naftas a 300 ppm en el año 2004 y ya en el 2006 se lo había bajado a 30 ppm, mientras que en Europa los niveles se han llevado a 10 ppm.

El corte de nafta virgen también puede ser utilizado como material de carga para uso petroquímico. La clave para determinar cuál es el mejor destino es la cantidad relativa de hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos. Si el contenido de nafténicos y aromáticos es alto, la nafta se puede convertir en un componente de mezcla de alto octanaje a través del método de *Reforming*. Las naftas muy parafínicas, por el contrario, encuentran mejor destino como carga petroquímica.

Querosén

El querosén es el más liviano de los destilados medios. Juega un doble rol, como diluyente de fracciones más pesadas, como el gasoil, o como un combustible en sí mismo. Como combustible jet, sus especificaciones más importantes son el contenido de azufre, el punto de humo y una temperatura de congelación por debajo de -40 °C. Las mismas características son valiosas cuando el querosén se usa para mejorar las propiedades de flujo en frío del gasoil. Por ejemplo, cuando la Unión Europea puso en vigencia la primera fase de especificaciones más exigentes en contenido de azufre y densidad del gasoil, muchos refinadores prefirieron mezclar más querosén en el diésel en lugar de invertir en más capacidad de *hydrocracking*. Obviamente, cuando el querosén se usa primariamente para calefacción, que es el uso más común en Asia, las especificaciones resultan mucho más tolerantes.

Gasoil

El gasoil es un destilado medio atmosférico, igual que el querosén, pero más pesado. Se lo usa como combustible diésel, o para calefacción doméstica, o alimentación de calderas en algunas usinas eléctricas. Las especificaciones más importantes de este corte son el número de cetano, el contenido de azufre, la viscosidad y el punto de enturbiamiento. Los estándares para las dos primeras propiedades se están incrementando globalmente, aunque a diferente velocidad según los mercados.

El número de cetano afecta la eficiencia del gasoil como combustible para motores diésel. El cetano mide el retardo a la ignición del combustible inyectado en la cámara de combustión y está relacionado con la habilidad del combustible para encenderse en presencia de aire bajo presión, que para el diésel es una cualidad deseable. Los valores más altos indican mejor calidad. Su definición se basa en una escala que asigna número cien al cetano (hexadecano) y cero al alfa-metil-naftaleno. El número de cetano de un determinado gasoil será el de la proporción de la mezcla de los dos hidrocarburos citados que muestre un funcionamiento equivalente en el motor de prueba. Los niveles de cetano mínimos para los combustibles diésel se sitúan en el entorno de 40 o más, aunque en general los estándares comerciales lo superan. La Unión Europea fijó un cetano mínimo de 51 a partir del año 2000. El rendimiento del combustible no mejora cuando se pasa un nivel de 55. El cetano

de un gasoil atmosférico puede mejorarse parcialmente con aditivos o por mezcla con biodiésel.

El contenido de azufre es otra propiedad crítica en términos medioambientales y su nivel máximo de especificación viene reduciéndose en la mayor parte de los mercados mundiales, con mayor o menor énfasis. Los valores típicos van desde 1% en la mayor parte de los países subdesarrollados hasta 50 ppm o menos en los Estados Unidos, la Unión Europea y Japón. Algunos refinadores han alertado acerca de que niveles excepcionalmente bajos terminarán provocando una merma en la producción de este combustible.

Las otras dos propiedades importantes del gasoil son la viscosidad y el punto de enturbiamiento. La viscosidad mide la resistencia al flujo a diferentes temperaturas y juega un rol importante en la lubricación de la bomba inyectora de un motor diésel. El punto de enturbiamiento indica la temperatura a la que las parafinas empiezan a cristalizar, lo que podría provocar taponamiento del filtro del motor si esta temperatura es cercana a la ambiental.

Residuo atmosférico

El residuo atmosférico, o crudo reducido, es la fracción que no destila a la temperatura que opera la torre de fraccionamiento y queda como residuo en el fondo de ésta. Es más denso y viscoso que el gasoil y en él se acumulan en mayor proporción los contaminantes del crudo, tales como azufre y metales. Según la configuración de la refinería, aunque sucede en la mayor parte de los casos, el crudo reducido es vuelto a procesar en una unidad de destilación al vacío, para así recuperar su contenido de gasoil, que constituye una carga excelente para el craqueo catalítico. Alternativamente, puede ajustarse en viscosidad con un corte más liviano y comercializarse como fueloil. Para este propósito, las propiedades más importantes de su especificación son la viscosidad y el contenido de azufre. Tal como en el caso del gasoil, razones medioambientales han provocado que los niveles aceptados de azufre en el fueloil se fueran reduciendo paulatinamente, especialmente en la Unión Europea, con la consiguiente complejidad para los refinadores de los países menos desarrollados que, en general, tienen excedentes de fueloil que debe ser exportado.

Ciertos crudos reducidos, provenientes de petróleos crudos específicos, se destinan a la elaboración de aceites lubricantes. Por ejemplo, el crudo reducido proveniente del procesamiento

Componentes separados del petróleo crudo y sus aplicaciones

Fracciones	Producto	Intervalo de temperatura de ebullición	Aplicaciones
Livianas	Gas de refinería	<20 °C	Combustible para la refinería
	GLP	<20 °C	Calefacción doméstica e industrial
	Nafta	40 - 150 °C	Carburante para automóviles
	Nafta pesada	150 - 200 °C	Materia prima para productos químicos, disolventes
Medias	Querosén	170 - 250 °C	Alumbrado, carburante para turborreactores
	Gasoil	250 - 320 °C	Carburantes para motores diésel, calefacción doméstica
Pesadas	Fueloil liviano	340 - 400 °C	Combustible para buques, locomotoras, etc.
	Fueloil pesado	400 - 500 °C	Materia prima para lubricantes, ceras, cremas y aceites
	Asfalto	>500 °C	Pavimentación, techado, impermeabilización, etc.

de crudo neuquino constituye la carga básica para los complejos de elaboración de lubricantes en las refinerías La Plata, de YPF y Buenos Aires, de Shell.

Resumen del capítulo

- El petróleo es una mezcla compleja de hidrocarburos, que son compuestos de carbono e hidrógeno.
- Es el recurso energético más importante de nuestro planeta y se trata de un recurso no renovable.
- La teoría más aceptada considera que el petróleo se formó a partir de materia orgánica acumulada en las rocas sedimentarias.
- Los petróleos se clasifican según su composición en: de base parafínica, mixta, nafténica o aromática.
- En función de su densidad se clasifican como livianos, intermedios, pesados y extra pesados.
- La curva de destilación caracteriza a los crudos en base a su rendimiento en los distintos cortes que se obtienen.
- En función del contenido de azufre, los crudos se clasifican como dulces o agrios.
- Todos los ensayos que se utilizan para caracterizar los petróleos están normalizados, en gran medida por el ASTM y el API.
- El petróleo puede destilarse, y se obtiene fracciones de rangos de ebullición creciente, desde las naftas hasta los asfaltos.
- En general, estas fracciones deben someterse a posterior procesamiento para obtener productos comercializables.

Glosario del capítulo

Aflorar: asomar a la superficie del terreno un filón, una capa o una masa mineral cualquiera.

Anticlinal: repliegue positivo del subsuelo que almacena hidrocarburos en la curvatura del terreno.

Fraccionamiento: proceso mediante el cual, aplicando temperatura a una corriente de petróleo en un equipo de destilación, se separan los distintos productos que la componen, según el punto de ebullición de cada uno.

Pour Point: o punto de escurrimiento, es la temperatura más baja a la cual se observa fluir la muestra cuando es enfriada bajo condiciones especiales.

Trépano: instrumento que se emplea para perforar un pozo vertical o inclinado desde la superficie del terreno.

Viscosidad: medida de la resistencia a fluir de un líquido.

Yacimiento: sitio donde se halla naturalmente una roca, un mineral o un fósil.

Reservas, producción y consumo

Eduardo R. Botta

Aspectos técnicos, estratégicos y económicos de la refinación del petróleo

02 | Reservas, producción y consumo

Reservas mundiales

Aunque es posible encontrar petróleo en todos los continentes, las reservas de éste no pueden ser medidas en forma directa. Sólo se pueden hacer estimaciones de producción futura bajo ciertas condiciones que pueden, o no, estar bien especificadas, pero que incluyen suposiciones económicas, conocimientos acerca de la factibilidad de proyectos para extraer los recursos y datos geológicos. Puesto que estas estimaciones involucran un criterio, es posible que existan divergencias con respecto a un mismo campo.

Las compañías petroleras generan información interna acerca de sus recursos y su proyección. La información proviene de sus actividades de exploración. Las agencias de gobierno también preparan información a partir de los datos de las empresas que trabajan en su territorio, consultores externos, estudios geológicos independientes y estudios propios.

La SEC (Securities and Exchange Commission) define en forma estricta la información que puede ser usada por las empresas que coticen en mercados de los Estados Unidos para informar reservas probadas, aunque no incursiona en otros tipos de reservas. Sin embargo, cerca del 80% de las reservas probadas del planeta se encuentra en países cuyos procedimientos para estimarlas no necesariamente cumplen con esas reglas. Estos datos son publicados periódicamente y recogidos por la prensa especializada, pero sólo ocasionalmente se proporciona información acerca del procedimiento usado para estimarlos.

El mejoramiento en la consistencia de las estimaciones de reservas no eliminará las incertidumbres de largo plazo acerca de cuánto pueden incrementarse por crecimiento si se incorpora nueva tecnología a recursos conocidos o por descubrimiento de nuevos reservorios. De tiempo en tiempo el USGS (US Geological Survey) publica un resumen mundial que incluye estimaciones para las reservas conocidas y las reservas aún no descubiertas en las áreas geológicas más

promisorias. La información disponible para esas estimaciones varía mucho en cantidad y calidad, pero es la única disponible. Cabe destacar que, en función de lo publicado por el USGS, el conjunto de descubrimientos futuros, más el crecimiento de reservas conocidas, representa más que la producción acumulada hasta la fecha. El ritmo de crecimiento de nuevos descubrimientos va a depender del acceso a las áreas promisorias y de incentivos a la exploración, mientras que el crecimiento de las reservas conocidas queda sujeto a las políticas de agotamiento que fijen los gobiernos y a condiciones comerciales.

Como resultado de todo lo expuesto, se debe ser muy cauto en la interpretación de cualquier información que pretenda describir reservas a nivel global.

Un importante problema con respecto a la relación entre consumo y reservas es que el petróleo se consume mayoritariamente en regiones donde no se produce. Así, entre los Estados Unidos y Europa occidental se consume casi la mitad del petróleo mundial. Los países del Golfo Pérsico que aportan la cuarta parte de la producción global, sólo consumen aproximadamente el 5%.

Durante cuánto tiempo podrá el mundo continuar consumiendo petróleo, es una pregunta que, por ahora, no tiene respuesta. La mayoría de las principales reservas mundiales ha entrado en declive y sólo las de Oriente Medio mantienen un crecimiento sostenido, aunque cada vez menor. Se espera que también esos yacimientos reduzcan su producción en los próximos años. Según la Teoría del pico de Hubbert, actualizada con datos recientes por la Asociación para el Estudio del Pico de Petróleo (ASPO), el inicio de dicho declive debería empezar en la presente década. Aunque sobre este tema existen grandes incertidumbres y distintas maneras de calcularlo, hay quienes, con criterio pesimista, opinan que ya ha comenzado a fines del siglo pasado, en tanto que otros más optimistas lo ubican en algún momento de las décadas por venir.

La Teoría del pico de Hubbert, también conocida como “cenit del petróleo”, “petróleo pico” o “agotamiento del petróleo”, es una inquietante teoría acerca de la tasa de agotamiento a largo plazo, tanto del petróleo como de otros combustibles fósiles. Predice que la producción mundial de petróleo llegará a su cenit y después declinará tan rápido como creció, resaltando el hecho de que el factor limitador de la extracción de petróleo es la energía requerida y no su costo económico.

Aun siendo controvertida, esta teoría es corrientemente aceptada entre la comunidad científica y la industria petrolera. El debate no se centra en si existirá un pico del petróleo, sino en cuándo ocurrirá, ya que es evidente que el petróleo es un recurso finito y no renovable en escalas cortas de tiempo, por lo que en un momento u otro se llegará al límite de extracción.

Reservas por países

Más de las tres cuartas partes de las reservas mundiales de crudo se encuentran en los doce países pertenecientes a la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Cerca del 8% del total mundial se encuentra en países pertenecientes a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), formada por 30 países entre los que se encuentran los económicamente más poderosos del mundo. El resto, alrededor de 16%, está repartido en los demás países del mundo (entre éstos destacan, por sus reservas, Rusia y China).

Reservas probadas de petróleo por región geográfica

Crudo: Reservas probadas	Diciembre de 2009, miles de millones de barriles	Participación porcentual sobre total	Relación reservas / producción
América del Norte	73,3	5,5%	15,0
América Central y del Sur	198,9	14,9%	80,6
Europa y Eurasia	136,9	10,3%	21,2
Oriente Medio	754,2	56,6%	84,8
África	127,7	9,6%	36,0
Asia y el Pacífico	42,2	3,2%	14,4
Total mundial	1333,2%	100,0%	45,7
Unión Europea	6,3	0,5%	8,2
OCDE	90,8	6,8%	13,5
OPEP	1029,8	77,2%	85,3
No - OPEP	180,9	13,6%	14,7
Ex Unión Soviética	122,9	9,2%	25,5
Arenas de Athabasca	143,3		
Reservas probadas con arenas	1476,4		

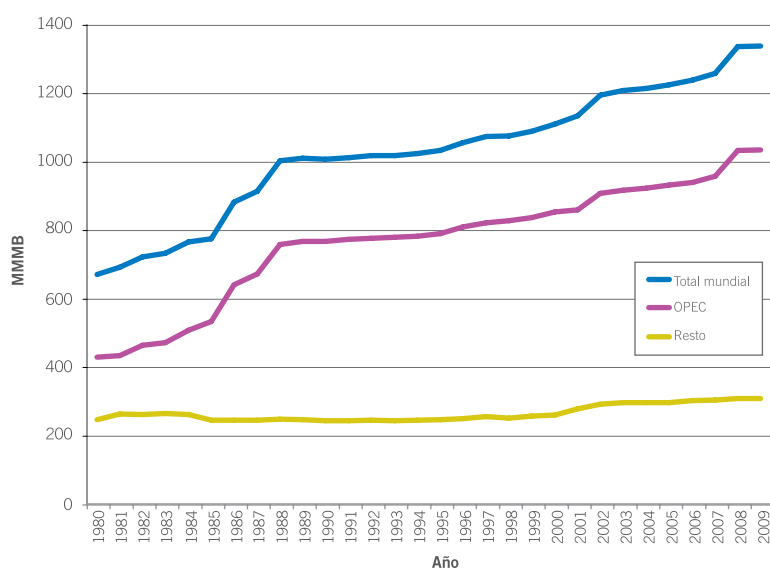
Fuente: BP Statistical Review 2009

Duración de las reservas mundiales de petróleo

El dato sobre la producción de barriles de petróleo es de gran importancia porque permite averiguar la duración de las reservas mundiales si no se efectuasen nuevos descubrimientos. De esta

forma, si la producción de petróleo siguiera en el futuro al mismo ritmo que en los últimos años, las reservas mundiales —salvo que se encontrasen nuevos yacimientos— durarían aproximadamente 40 años. En el gráfico siguiente podemos apreciar cómo evolucionaron las reservas probadas de petróleo desde 1980 hasta la fecha.

Evolución de las reservas



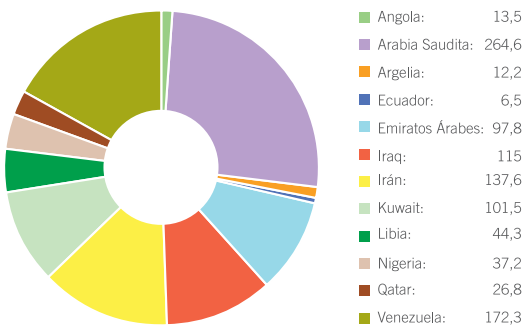
El estudio de las reservas petrolíferas de un yacimiento se realiza a partir de resultados de ensayos o prospecciones realizados sobre el terreno, teniendo en cuenta el volumen y tipo de roca productora, su porosidad, concentración de agua y la profundidad, presión y temperatura de las capas productivas. La información obtenida determina el porcentaje de petróleo aprovechable del yacimiento, que puede oscilar habitualmente entre el 15% y el 60% del total del petróleo existente, petróleo in situ.

Según el grado de conocimiento de las particularidades de estas reservas, se las clasifica como comprobadas, probables y posibles.

Las reservas comprobadas se definen como aquellas cantidades de petróleo que se estima que pueden ser recuperadas de acumulaciones conocidas con razonable certeza (al menos el 90%) en forma económica y con las técnicas existentes.

Las reservas comprobadas pueden, a su vez, dividirse en reservas comprobadas desarrolladas, que se espera recuperar mediante los pozos y las instalaciones de producción existentes y en reservas

Reservas de países de la OPEP, en miles de millones de bbl



Fuente: BP Statistical Review, 2009

comprobadas no desarrolladas, que se espera recuperar mediante pozos a perforar o instalaciones de producción futuras. En ambos casos, el grado de certidumbre sobre la recuperación del volumen informado no podrá ser inferior al 90%.

Las reservas probables pueden definirse como aquellas donde, de acuerdo con los datos geológicos y de ingeniería, exista una razonable probabilidad de recuperación (al menos un 50%) aunque no en grado tal como para considerarlas comprobadas.

Las reservas posibles son aquellas que, de acuerdo con los datos geológicos y de ingeniería, poseen una posibilidad de recuperación de al menos el 10% e inferior al 50%, por lo que no entran en las categorías anteriores.

Como alternativa energética al petróleo, desde hace años se están desarrollando otras tecnologías como los aceites vegetales, el hidrógeno y las energías renovables, entre otras, pero por ahora, por limitaciones técnicas o económicas, no existe ninguna alternativa real que lo sustituya definitivamente. Por ahora disponemos de él, no sabemos cuántos depósitos nuevos se van a descubrir ni su ritmo de consumo, por lo que tampoco se sabe cuánto tiempo durará. Pero la continua búsqueda de nuevas reservas avanza al mismo ritmo del desarrollo tecnológico que permite acceder a zonas cada vez más profundas y hasta hace poco tiempo, inaccesibles.

En el siguiente cuadro se expresan las reservas mundiales de crudo por zonas geográficas, destacándose que dos tercios de las reservas mundiales de petróleo se encuentran en Oriente Medio. Sin embargo, también se observa que el porcentaje que consume cada zona no tiene nada que ver con sus reservas.

Como ya hemos dicho, más de tres cuartas partes de las reservas de crudo del mundo están situadas en países de la OPEP. La gran mayoría de las reservas de crudo de la OPEP está situada en Oriente Medio, con Arabia Saudita, Irán e Iraq sumando el 56% de ese total. Los países de la OPEP contribuyen al *stock* mundial con reservas situadas sobre el millón de millones de barriles, según cálculos del 2009.

Zona	Reservas en porcentajes	Consumo en porcentajes
América del Norte	5,5	26,4
América Central y del Sur	14,9	6,6
Europa y Eurasia	10,3	23,5
Oriente Medio	56,6	8,7
África	9,6	3,7
Asia y el Pacífico	3,2	31,1

Fuente: BP Statistical Review 2009

Producción mundial de petróleo

Las tres zonas que concentran la producción mundial son Oriente Medio, la antigua Unión Soviética y los Estados Unidos, alrededor del 70% del crudo del mundo procede de ellas. Sin duda, la región más importante es la de Oriente Medio, que reúne las condiciones óptimas para la explotación de este mineral, como la abundancia de domos salinos que crean grandes bolsas de petróleo, una inmejorable situación geográfica —su ubicación costera— y una orografía que facilita la construcción de canalizaciones que permiten el transporte hasta los puertos. Arabia Saudita, con casi el 12% de la producción total, es el mayor productor del mundo. El caso de los Estados Unidos es peculiar, pese a beneficiarse de una producción muy alta, resulta insuficiente para satisfacer su consumo interno, por lo que se ve obligado a importar. La tercera zona, los territorios que formaban la antigua Unión Soviética, extrae suficiente crudo como para cubrir sus necesidades e incluso para exportarlo. Sin embargo, no debemos olvidar otros países clave en el mapa petrolero, como Venezuela, México y China. Cada uno aporta casi el 5% de la producción mundial (ver Anexo de este capítulo).

Consumo mundial

Los países que más petróleo consumen se concentran en:

- América del Norte (con los Estados Unidos al frente con el 22% del consumo mundial).
- Asia (China, Japón, India y Corea del Sur, que totalizan cerca del 19% del consumo total).
- Europa (20%).

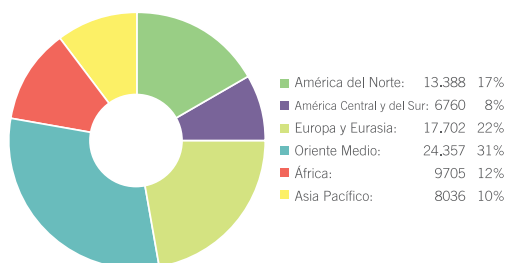
El fuerte desequilibrio geográfico entre áreas productoras con elevadas reservas y áreas consumidoras hace que cerca del 54% de la producción mundial, es decir, más de 43 millones de barriles al día sean comercializados en el mercado internacional cada año.

Los principales importadores del petróleo comercializado son Europa, los Estados Unidos y Japón, mientras que las principales regiones exportadoras son Oriente Medio (38%) y la antigua Unión Soviética (15%).

Esta concentración del consumo de petróleo determina, a su vez, una elevada concentración de la capacidad de refinación ya que como se verá con más detalles en los capítulos 3 y 12, las refinerías tienden a

Producción de crudo, miles de barriles por día ⁽¹⁾	2009
América del Norte	13.388
América Central y del Sur	6.760
Europa y Eurasia	17.702
Orient Medio	24.357
África	9.705
Asia Pacífico	8.036
Total mundial	79.948
Unión Europea	2.082
OECD	18.390
OPEP	33.076
No-OPEP	33.671
Ex Unión Soviética	13.202

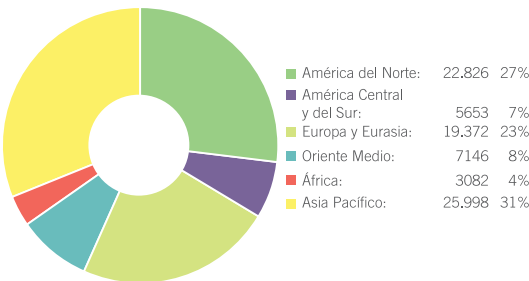
Producción de crudo en miles de barriles por día



Fuente: BP Statistical Review 2009

Consumo de petróleo, miles de barriles por día ⁽¹⁾	2009
América del Norte	22.826
América Central y del Sur	5.653
Europa y Eurasia	19.372
Orient Medio	7.146
África	3.082
Asia Pacífico	25.998
Total mundial	84.077
Unión Europea	14.143
OECD	45.327
Otros EME	34.785
Ex Unión Soviética	3.965

Consumo de crudo en miles de barriles por día

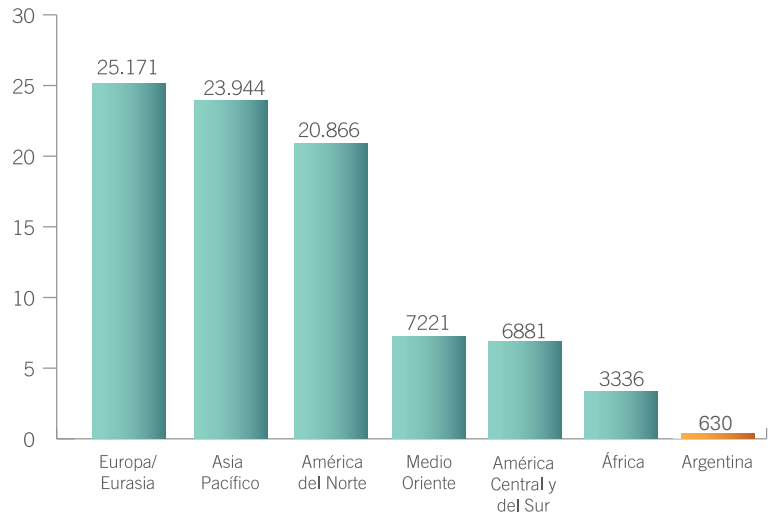


Fuente: BP Statistical Review 2009

instalarse cerca de los mercados consumidores de sus productos.

En el gráfico y cuadro siguientes podemos observar la distribución mundial de la capacidad de refinación, que muestra la citada concentración en los países industrializados. Asimismo se muestra el conjunto de las principales empresas refinadoras, la capacidad de refinación de cada una y su origen. Como comparación, también se puede observar la capacidad total instalada en Argentina (630 mil barriles/día) equivalente al 0,7% del total mundial.

Capacidad de refinación mundial (en 10³b/día)



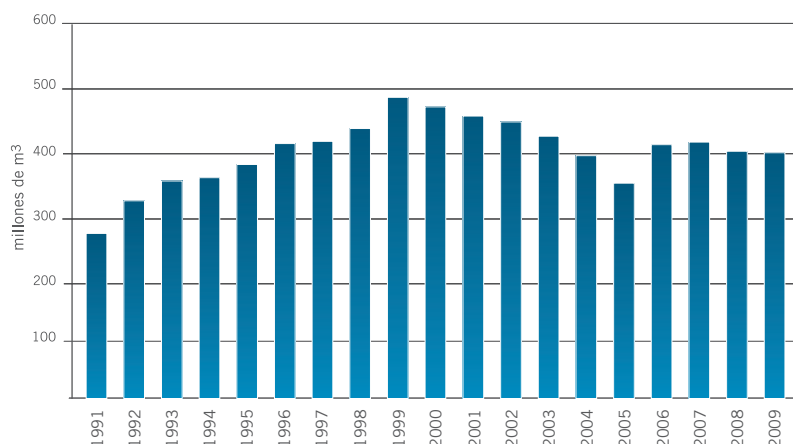
Principales refinadores

Empresa	Cap. Refinac. 10 ⁶ B/D	Origen
Exxon Mobil	6,3	Estados Unidos
Royal Dutch Shell	5,0	Holanda
SINOPEC	4,2	China
British Petroleum	3,2	Reino Unido
Valero Energy Corp.	3,2	Estados Unidos
Conoco Phillips	3,0	Estados Unidos
PDVSA	3,2	Venezuela
Total	2,5	Francia
Chevron	2,2	Estados Unidos
Petrobras	2,0	Brasil

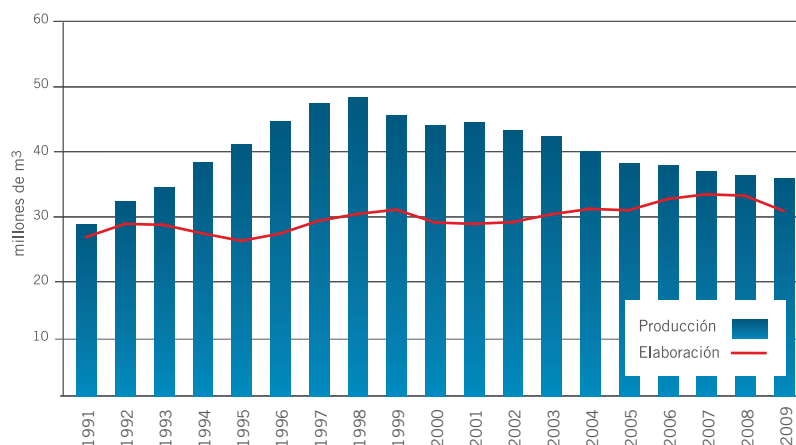
Situación en la Argentina

En el gráfico a continuación se muestra la evolución de las reservas comprobadas de petróleo en Argentina, las que se ubican en el orden de 400 millones de m³ (2.500 millones de barriles).

Argentina. Reservas comprobadas de petróleo



Argentina. Petróleo: producción vs. demanda de refinerías (Elaboración)



Asimismo, en el gráfico siguiente, se muestra la evolución de la producción de petróleo crudo y la demanda interna para refinación, la que en la actualidad supera los 30 millones de m³/año (unos 550 mil barriles/día).

Recursos no convencionales

Existen en el mundo al menos dos fuentes de hidrocarburos que pueden sumarse a las reservas de petróleo convencional: las arenas de Athabasca, en Canadá y el crudo extrapesado de la Faja del Orinoco, en Venezuela.

Las arenas de petróleo o de alquitrán de Athabasca son un gran depósito de bitumen, rico en crudo situado en el norte de Alberta, Canadá. Estas arenas de alquitrán son una combinación de mine-

rales arcillosos, sílice, agua, y bitumen crudo (una forma semisólida de crudo). El de Athabasca es el mayor depósito de bitumen crudo en el mundo y el mayor de los tres depósitos de arena petrolífera en Alberta, dado que contiene alrededor de 1,7 billones (10^{12}) de barriles de bitumen, sólo comparable en magnitud con las reservas totales demostradas en el mundo de petróleo convencional. Su explotación es dificultosa, altamente onerosa y plantea problemas ecológicos, pero el recurso existe.

La Faja del Orinoco o Faja Petrolífera del Orinoco es una extensa zona de Venezuela rica en petróleo, ubicada en la margen izquierda del río Orinoco, que tiene aproximadamente 650 km de este a oeste y unos 70 de norte a sur, con un área total de 55.300 km². Es considerada la acumulación más grande de petróleo pesado y extrapesado que existe en el mundo. El petróleo original en el sitio de la Faja, según PDVSA (Petróleos de Venezuela, SA), alcanza hasta ahora 1,36 billones de barriles. Se trata de un crudo de elevado contenido de azufre y metales, bajo grado API y muy difícil explotación. Sólo es transportable por dilución con nafta y para poder comercializarse, debe ser sometido a un proceso de mejorado, que lo convierte en un crudo de mayor grado API, con reducción de sus niveles de azufre y metales, genéricamente denominado “crudo sintético”.

La explotación de los petróleos no convencionales está ligada a cuestiones económicas, medioambientales y políticas, pero, como ya dijimos, el recurso existe y amplía el horizonte de reservas disponibles en el mundo. No obstante, cabe destacar que la refinación de estos recursos no convencionales demandará nuevas y sofisticadas innovaciones tecnológicas y desafíos en la actividad de refinación.

La OPEP

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) es una organización económica internacional con sede en Viena que agrupa a los principales países exportadores. Se creó en agosto de 1960. Actualmente está integrada por los siguientes países miembros: Argelia, Angola, Ecuador, Irán, Iraq, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar, Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos y Venezuela.

La OPEP controla aproximadamente el 43% de la producción mundial de petróleo y el 77% de las reservas. En cuanto a las exportaciones, su control ronda el 51%. Además, concentra la totalidad de

la capacidad excedentaria de producción de petróleo del mundo, lo que, de hecho la convierte en el banco central del mercado petrolero.

Se estima que la cuota de mercado de la organización aumentará en el futuro, ya que la Agencia Internacional de la Energía (IEA) prevé que la producción de petróleo convencional de los países que no forman parte de la OPEP alcanzará su máximo alrededor del año 2015.

La OPEP es reconocida desde el 6 de noviembre de 1962 por la Organización de las Naciones Unidas (ONU).

Resumen del capítulo

- Las reservas de petróleo son estimaciones de producción futura bajo ciertas condiciones. Se las clasifica genéricamente en comprobadas, probables y posibles.
- Las reservas comprobadas son auditadas rigurosamente si la compañía cotiza en mercados internacionales, ya que hacen a su patrimonio.
- El petróleo es un recurso finito y no renovable en escalas cortas de tiempo, por lo que en un momento u otro se llegará al límite de su extracción.
- La mayor parte de las reservas mundiales se encuentra en países pertenecientes a la OPEP. Dos tercios de las reservas mundiales se encuentran en Oriente Medio.
- El mayor productor mundial es Arabia Saudita.
- Los Estados Unidos son el mayor consumidor, con 22% del consumo mundial.
- Existen en el mundo al menos dos fuentes de hidrocarburos que pueden sumarse a las reservas de petróleo convencional: las arenas de Athabasca, en Canadá y el crudo extrapesado de la Faja del Orinoco, en Venezuela.
- La OPEP controla aproximadamente el 43% de la producción mundial de petróleo y el 77% de las reservas. En cuanto a las exportaciones, su control ronda el 51%. Además, concentra la totalidad de la capacidad excedentaria de producción de petróleo del mundo.

Anexo. Productores mundiales de crudo

País	Reservas	Producción	Exportaciones	Reservas/Producción
	10 ⁹ bbl	10 ³ bbl/d	10 ³ bbl/d	(años)
Abu Dhabi	92,2	2370	2090	106,6
Argelia	12,2	1373	1105	24,4
Arabia Saudita	259,8	9141	7016	77,9
Angola	9,0	1407	1317	17,5
Argentina	2,3	661	261	9,5
Australia	4,0	405	154	27,1
Azerbaiyán	7,0	584	465	33,1
Brasil	11,8	1759	301	18,4
Brunéi	1,4	210	201	17,6
Canadá	178,8 ⁽¹⁾	2427	1393	201,9
Camerún	0,4	82	56	12,3
Chad	0,9	219	167	11,2
China	16,0	3689	121	11,9
Colombia	1,5	535	285	7,7
Congo	1,8	265	265	18,6
Costa de Marfil	0,1	111	65	2,5
Dinamarca	1,3	354	247	10,1
Dubái	0,4	92	90	118,5
Ecuador	12,2	489	340	28,5
Egipto	3,7	648	150	15,6
Estados Unidos	29,3	5100	27	15,7
Guinea	1,8	261	253	18,9
Gabón	2,2	265	148	22,7
Indonesia	4,7	916	171	14,1
Irán	137,5	3758	2400	100,2
Iraq	115,0	1833	1330	171,9
Kazajistán	39,6	1059	1038	102,5
Kuwait	101,5	2241	1530	126,0
Libia	39,1	1700	1445	63,0
Malasia	3,0	625	425	13,2
Mauritania	0,12	41	32	21,9
México	13,7	3337	1908	11,2
Nigeria	35,9	2284	2214	43,1
Noruega	9,7	2410	2149	11,0
Omán	5,6	754	675	20,3
Papúa	0,2	46	21	11,9
Qatar	15,2	830	620	50,2
Reino Unido	4,0	1531	947	7,2
Rusia	74,4	9314	6314	21,9
Sudán	6,4	535	445	32,8
Siria	3,0	397	140	20,7
Turkmenistán	0,5	169	13	8,1
Venezuela	79,7 ⁽³⁾	2638	1965	82,8
Vietnam	3,1	352	352	24,1
Yemen	2,9	406	320	19,5
Zona Neutral ⁽²⁾	5,0	539	539	25,4

(1) Incluye arenas petrolíferas. (2) Zona neutral entre Kuwait y Arabia Saudita. (3) No incluye crudo extrapesado
Fuente: International Oil Market Handbook 2007

Referencia

- (1) La diferencia entre los totales de producción y consumo mundiales, responden a cambios anuales de stocks, aportes de aditivos no derivados del petróleo, consumos de combustibles sustitutivos y las inevitables disparidades en las definiciones y conversiones de datos.

Glosario del capítulo

Reserva: volumen estimado de producción futura de hidrocarburos de petróleo y gas bajo ciertas condiciones que incluyen suposiciones económicas, factibilidad de proyectos y datos geológicos.

Reservas comprobadas: aquellas cantidades de hidrocarburos, petróleo y gas que se estima que pueden ser recuperadas de acumulaciones conocidas con razonable certeza (al menos el 90%) en forma económica y con las técnicas existentes.

Reservas posibles: aquellas con una posibilidad de recuperación de al menos el 10% e inferior al 50%.

Reservas probables: aquellas donde exista una razonable probabilidad de recuperación (al menos el 50%).

CAPÍTULO 03 ▶

El transporte y almacenaje del petróleo y sus derivados

Eduardo R. Botta

Aspectos técnicos, estratégicos y económicos de la refinación del petróleo



03 | El transporte y el almacenaje del petróleo y sus derivados

Introducción

En la industria del petróleo, las operaciones de transporte y almacenaje involucran el movimiento de crudo desde los yacimientos, donde se produce, hasta las refinerías, donde es procesado, y el movimiento de sus derivados a las áreas de almacenaje, distribución y venta a los consumidores. En general, el petróleo se encuentra lejos de los lugares de consumo, por lo que su transporte constituye un aspecto muy relevante de la industria petrolera, con un especial significado económico.

Existen dos medios de transporte primarios para el movimiento del petróleo crudo y sus subproductos: buques tanque y conductos. Ambos conforman un sistema muy complejo con gran cantidad de protagonistas, tanto estatales como independientes.

En los orígenes, las refinerías se situaron cerca de los sitios de producción, pero el crecimiento de la demanda, principalmente en los grandes centros poblados, demostró la conveniencia de ubicar las refinerías en su proximidad y, muy especialmente, en la costa. Por esta razón, el papel del transporte en la industria petrolera es tan importante. Valga como ejemplo que la mayoría de las naciones europeas importan casi el 100% de sus necesidades y en la mayor parte de los casos el crudo se recibe por vía marítima.

Aun los países que se autoabastecen necesitan disponer de redes de transporte adecuadas, tal como ocurre en el nuestro, donde el crudo producido en el área patagónica alcanza las grandes zonas de procesamiento y consumo por medio de un sistema combinado, terrestre y marítimo.

En general, el aprovisionamiento de zonas industriales que se encuentren alejadas del mar exige el equipamiento de puertos capaces de recibir los grandes petroleros, sistemas de almacenamiento para la descarga y tuberías de conducción de gran capacidad.

Aunque todos los medios de transporte de líquidos son aptos

para conducir este producto (el mar, la carretera, el ferrocarril o la tubería), el petróleo crudo utiliza básicamente, como ya mencionamos, dos medios de transporte a granel: los oleoductos de caudal continuo y los grandes petroleros.

Los otros medios de transporte (barcos de cabotaje, barcazas, vagones o camiones cisterna, entre otros) se utilizan, salvo casos excepcionales, como medio de distribución de productos terminados derivados del petróleo.

Oleoductos y poliductos

Los oleoductos constituyen el conjunto de instalaciones diseñadas para el transporte por tubería del petróleo crudo. Los derivados se conducen por tuberías que permiten trasladar productos diferentes utilizando la misma instalación, en operación *batch* y se denominan genéricamente “poliductos”. Cuando hablamos de oleoducto o poliducto nos referimos no solamente al conducto en sí, sino también a las instalaciones necesarias para que todo el sistema funcione, como por ejemplo playas de tanques, estaciones de bombeo, sistemas de control, *manifolds*, equipos de limpieza, control medioambiental y otros.

Los oleoductos con diámetros que pueden llegar a 36 pulgadas, o más, recorren todo tipo de territorios, algunos de geografía complicada, otros con implicancias medioambientales y sociales o combinaciones de ambas, por lo que el diseño de su trazado es una tarea larga y dificultosa. Naturalmente se trata de una tarea ligada a estándares constructivos específicos, y atada a regulaciones gubernamentales, de seguridad, etcétera.

En todos los yacimientos encontraremos oleoductos que comunican los depósitos de almacenamiento de los campos de extracción con las plantas de tratamiento, depósitos para el crudo tratado y nuevas conducciones hasta los depósitos costeros para posterior embarque o eventual abastecimiento de una refinería.

Si un país se abastece de crudo por vía marítima y posee refinерías mediterráneas, como en el caso de Puertollano, España, el oleoducto constituye la única vía de abastecimiento eficaz desde los depósitos costeros hasta la propia refinería. Si el abastecimiento es terrestre, como en el caso del crudo ruso destinado a Europa, todo el transporte es por oleoductos. Un caso similar es el de la



Instalaciones en cabecera de ducto

refinería Luján de Cuyo en Mendoza, que siendo mediterránea, es abastecida por oleoductos desde las cuencas Cuyana y Neuquina.

En cuanto a su magnitud, los Estados Unidos tienen la red de oleoductos más densa del mundo, en línea con su situación de primer consumidor mundial. Europa cuenta con una red compuesta por cinco grandes líneas de transporte de crudo que se originan en las terminales marítimas de Trieste, Génova, Lavera, Rotterdam y Wilhelmshaven, y llevan el petróleo a las refinerías del interior, con un recorrido total de 3.700 km. Varios países centroeuropeos, entre los que se encuentran Alemania, Polonia y Hungría, son abastecidos por un oleoducto de 5.500 km de longitud, que parte de la cuenca del Volga-Urales (600 km al este de Moscú) y recorre 5.500 km.

La tabla siguiente da cuenta de los principales oleoductos involucrados en el comercio del crudo a nivel internacional.

Como es bien conocido, existen yacimientos de petróleo bajo

Región/Oleoducto	País	Operador	Longitud (km)	Cap ('000Bbl/día)
Oriente Medio				
Petroline	Arabia Saudita	Saudi Aramco	1270	4800
Turkish Export Line	Iraq, Turquía	INOC – Botas	1049	1600
Sumed	Egipto	Arab Petroleum Pipeline	320	2400
Europa				
Druzhba	Rusia, Bielorrusia, Ucrania	Transneft y otros	1380	1400
	Hungría, Eslovaquia, República Checa		1100	700
	Polonia, Alemania		1475	700
TAL	Italia, Austria, Alemania	Trans Alpine Line	450	720
SPSE	Francia, Alemania	Soc. du Pip. Sud Europ.	782	656
CEL	Italia, Suiza, Alemania	Central European Line	753	180
Adria	Croacia, Hungría, Eslovaquia	Estatal	663	200
Mero	Alemania, República Checa	Mero/Chemopetrol	340	200
CPC	Azerbaiyán	Caspian Pipeline Consort.	1750	650
BPS	Rusia	Transneft	270	1400
Loop	Rusia	Transneft	260	520
BTC	Azerbaiyán, Georgia, Turquía	Consorcio BTC	1750	1000
América				
Trans Alaska	Estados Unidos	Alyeska	1226	2100
Enbridge	Canadá, Estados Unidos	Enbridge	1826	1470
LOOP Capline	Estados Unidos	Louisiana Offshore	1094	1200
Trans Panama	Panamá	Petroterminal de Panamá	130	860
África				
Chad Camerún	Chad, Camerún	Exxon/Totco, Cotco	1070	225
Marsa Bashayer	Sudán	GNPOC	1610	250

Fuente: *International Oil Market Handbook 2007*

la plataforma submarina, y por consiguiente, el crudo puede ser transportado por oleoductos submarinos, cuya construcción presenta dificultades especiales. Por ejemplo, si el oleoducto es de pequeño diámetro, puede evitarse la necesidad de soldar en el mar tendiendo el tubo directamente sobre el lecho, desde un enorme carrete soportado en una barcaza.

Si se transporta crudo pesado, llega a ser necesario aislar térmicamente el conducto y aun agregar equipos de calentamiento para asegurar el libre flujo del líquido. También se recurre al uso de diluyentes, como la nafta, o a mezclas con crudos de menor viscosidad.

En la actualidad, la operación de los oleoductos y poliductos está altamente automatizada. Las operaciones se dirigen desde un puesto central de control y desde allí se gobiernan los dispositivos situados a lo largo de toda la línea de conducción, tales como válvulas, bombas y equipamiento auxiliar.

El mapa de la derecha, da cuenta de la red de oleoductos, poliductos y rutas marítimas para transporte primario de crudo y derivados en la Argentina.

Los buques petroleros

Los buques petroleros son los mayores navíos de transporte que existen actualmente en el mundo. Son enormes depósitos flotantes que pueden llegar a medir 350 metros de largo o más y alcanzar las 500.000 toneladas de peso muerto (TPM).

En sus orígenes, el petróleo se transportaba sobre la cubierta de buques en barriles de madera, los que, con el tiempo, fueron reemplazados por grandes recipientes de acero. Al hacerse evidente la economía del transporte a granel, se concibió la idea de usar el mismo casco como recipiente. La principal característica de este diseño es la división del espacio interior en cisternas individuales, lo que permite separar los diferentes tipos de petróleo o sus productos derivados.

Históricamente, los petroleros nacieron como embarcaciones de casco simple pero, a causa de algunos accidentes y del consiguiente derrame de hidrocarburos, se adoptaron una serie de cambios en su diseño, de los cuales el más importante es la exigencia que la embarcación cuente con doble casco. Por ejemplo,



Red de oleoductos, poliductos y rutas marítimas para transporte primario de crudo y derivados, República Argentina, parte continental americana.



Buque tanque para transporte de hidrocarburos



Knock Nevis con capacidad para 4 millones de barriles

a partir del 1 de enero de 2015 ningún petrolero de casco simple podrá navegar en aguas de los Estados Unidos. El retiro paulatino de las anteriores embarcaciones comenzó en 1995 y terminará en la fecha ya mencionada.

Las economías de escala continuaron forzando el diseño hasta que surgió el superpetrolero, embarcación de gran capacidad de carga y destinado básicamente al transporte de crudo desde Medio Oriente, cruzando el sur de África. El aumento de tamaño continuó hasta mediados de la década de 1970, cuando el incremento de los precios y la recesión en las principales naciones consumidoras llevó, no solamente a un excedente en la capacidad de transporte, sino que también provocó la necesidad de dar mayor flexibilidad a los embarques y los superpetroleros no estaban preparados para satisfacer esta condición. El superpetrolero *Knock Nevis* es la embarcación más grande del mundo, con una eslora de 458 m y capaz de transportar 4 millones de barriles de petróleo, pero actualmente se lo utiliza como instalación de almacenamiento flotante y no navega.

Tipos de buques petroleros

Panamax: es un buque petrolero que se ajusta a las dimensiones máximas permitidas para cruzar el Canal de Panamá (hasta 70.000 TPM o tonelaje de peso muerto).

Aframax: es un tamaño de buque que utiliza la escala del *Average Freight Rate Assessment* (AFRA) para calcular el costo del transporte (70.000 a 120.000 TPM).

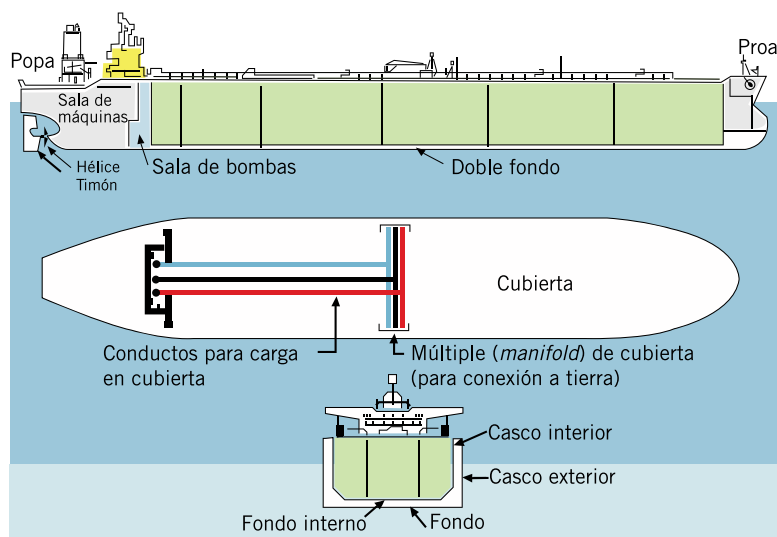
Suezmax: es el mayor tipo de buque petrolero que puede cruzar el Canal de Suez (120.000 a 200.000 DWT).

Very Large Crude Carrier (VLCC): es un superpetrolero que desplaza entre 200.000 y 325.000 TPM.

Ultra Large Crude Carrier (ULCC): es el petrolero de mayor tamaño, puede llegar a los 500.000 TPM.

Buques petroleros					
Clase	Eslora (m)	Manga (m)	Calado (m)	TPM mínimo típico	TPM máximo típico
Panamax	228,6	32,3	12,6	60.000	70.000
Aframax	253	44,2	11,6	70.000	120.000
Suezmax			16	120.000	200.000
VLCC	470	60	20	200.000	325.000
ULCC	mayor de 470		25	325.000	500.000

Esquema de un buque petrolero



Algunas definiciones

Desplazamiento en peso: se trata del peso total de la nave, carga, combustible, agua, tripulación y suministros en toneladas métricas.

Desplazamiento ligero: es el peso total del buque, sin carga, combustible, agua, tripulación ni suministros, en toneladas métricas. En otros términos, es el peso de la nave en sí misma.

Toneladas de peso muerto (TPM): es el peso total de la carga, combustible, agua, tripulación y suministros en toneladas métricas. Resulta de la diferencia entre el desplazamiento en peso y el peso ligero.

Petroleros de doble casco

Prácticamente todos los petroleros nuevos responden al diseño de doble casco. En este caso existe un espacio extra entre el casco propiamente dicho y las cisternas de almacenamiento. Con este diseño se reduce notablemente el riesgo de contaminación como consecuencia de un impacto, aunque no se lo elimina totalmente. El doble casco tiene la ventaja adicional de permitir bombear el petróleo hacia los espacios que quedan entre ambos cascos en caso de surgir problemas en uno de los tanques de almacenamiento. Entre los aspectos negativos, se ha mencionado el riesgo de explosión en los espacios libres si no se cuenta con un sistema de



Buque petrolero

detección e inertización de vapores adecuado. Además, los costos operativos son mayores.

También se ha buscado mejorar la seguridad de los petroleros instalando tanques de lastre protectores. Se trata de tanques que están situados alrededor de los tanques de carga y se colocan como protección en los lugares donde un impacto puede ser más grave.

Para fomentar la utilización de los petroleros de doble casco, la Unión Europea ha establecido un sistema de ayudas económicas basado en la reducción de las tarifas portuarias. También ha aprobado una serie de leyes orientadas al control de los buques para aumentar la seguridad marítima y proteger el medio ambiente.

O sea, además de la eliminación de los buques de casco único, se han adoptado otras medidas, tales como reforzar los controles e inspecciones en los puertos, equipar a los buques con cajas negras (en forma similar a las aeronaves), requerir mayor preparación técnica de los inspectores, crear un fondo de compensación por daños para que, en caso de derrames, se pueda indemnizar a las víctimas, crear la Agencia Europea de Seguridad Marítima y otras medidas legales orientadas siempre a asegurar, en la medida de lo posible, que las operaciones portuarias de carga y descarga de hidrocarburos resulten libres de riesgo.

Por su parte, los Estados Unidos, a través de la Oil Pollution Act, han adoptado medidas del mismo tenor.

El almacenamiento de crudo y productos

Una refinería no se abastece normalmente en forma directa a partir del yacimiento de petróleo, dado que entre uno y otro punto suele producirse un transporte intermedio por buque tanque, como ya fue descrito, o por oleoducto. Por ello el crudo se almacena tanto en el punto de embarque como en el de desembarque.

Los especialistas de la industria indican que en todo momento existe en el mundo un inventario de entre siete y ocho mil millones de barriles de petróleo, de los que sólo un 10% está disponible para la industria cuando esta lo requiera. Estos inventarios o depósitos son imprescindibles para mantener operativo el sistema global de suministro. Según la EIA (Energy Information Administration, el organismo de estadística y de análisis en el

Departamento de Energía de los Estados Unidos), es difícil para la industria seguir de cerca los depósitos globales, porque la información tiene huecos importantes. Sólo los Estados Unidos publican semanalmente ese tipo de información, siendo ese país el que tiene los mayores depósitos comerciales, del orden de los mil millones de barriles.

Almacenamiento en la refinería

Todas las refinerías cuentan con instalaciones de almacenaje que se destinan a diversos fines, entre ellos:

- tanques para recepción de crudo y otras cargas,
- tanques para corrientes intermedias y a reprocesar,
- tanques para corrientes destinadas a mezclas,
- tanques para despacho de productos terminados.

En general, se tratan de evitar los tanques entre unidades de procesamiento, que si bien aportan flexibilidad y mayor margen de maniobra ante inconvenientes operativos, implican el enfriamiento de la corriente que va a los tanques y el posterior calentamiento de la misma para ingresar a la unidad de procesamiento siguiente, incrementando el consumo energético.

La capacidad de almacenaje necesaria para la operación normal de una refinería depende, entre otros factores, de su ubicación geográfica, procedencia del crudo, regulaciones de seguridad en el abastecimiento establecidas por los gobiernos de cada país, tamaño del mercado, etcétera.

Almacenamiento de distribución

En general, las estaciones de servicio no se abastecen de la refinería en forma directa, sino que lo hacen a través de las terminales de distribución, las que se surten por los medios de transporte que vienen de la refinería, ya sean oleoductos de productos terminados, buques (para depósitos costeros), barcazas fluviales, vagones o camiones cisterna. Por razones obvias, estos depósitos suelen estar ubicados cerca de los grandes centros de consumo. En las terminales tiene origen lo que se conoce como distribución capilar, a través de camiones que llevan el producto al consumidor final.

Almacenamiento de reserva

La industria del petróleo esta sujeta a riesgos diversos. Mas allá del riesgo que implica trabajar con productos inflamables, existen otras



Almacenaje y transporte de derivados

amenazas que pueden paralizar, o al menos trastornar, la operación de una refinería y entorpecer el normal desenvolvimiento de un país por desabastecimiento, tales como problemas políticos, económicos y comerciales, o las crisis que a menudo afectan las relaciones entre países productores y países consumidores.

Tras la crisis de 1973 (segunda guerra árabe-israelí de John Kipur) que provocó el racionamiento de la gasolina en algunos países de Europa occidental, un gran número de estos países aprobó normas legales para regular la existencia de reservas estratégicas de petróleo. De esta forma, en algunos países las compañías petroleras están obligadas a poseer en todo momento una cantidad de producto que garantice el consumo del mercado interno durante un tiempo mínimo determinado. Los depósitos deben encontrarse en todos los tramos para evitar cortes, y la reserva mínima exigida en condiciones normales, en general, debe superar los 90 días.

Por ejemplo, en España la empresa Inventa S. L. ha obtenido el permiso del Ministerio de Industria para investigar qué capacidad tienen las cavidades salinas de Pinoso, en las que ha encontrado el emplazamiento idóneo. De este modo, estas grutas, conocidas como “diapiro” en el lenguaje científico, podrían convertirse en la primera reserva estratégica de crudo de ese país.

Como mínimo, en este diapiro se podrían guardar hasta 1,5 millones de metros cúbicos de petróleo, con lo que ya se incrementarían hasta 16% las reservas que posee España y que actualmente se limitan a los almacenamientos que las compañías petroleras tienen junto a las refinerías. La cantidad que guardan en estos depósitos es insuficiente para que se pueda comprar más petróleo cuando éste se encuentra a bajo precio y, por lo tanto, tampoco influyen en el precio cuando éste sube inesperadamente.

Las grutas salinas de Pinoso son perfectas para albergar petróleo, porque su explotación las ha convertido en compartimentos estancos e impermeables. Los expertos aseguran que la sal tiene propiedades que la convierten en la sustancia más apropiada para guardar petróleo o gas. Tiene una resistencia alta y fluye plásticamente, rellena fracturas donde podrían registrarse fugas. Además, presenta valores de porosidad muy bajos, una cualidad que garantiza todavía más la imposibilidad de que puedan producirse escapes.

En cuanto a los Estados Unidos, mantiene unos 700 millones de barriles de petróleo almacenados en cuatro cavernas subterrá-

neas de sal en las costas de Texas y Luisiana. La reserva equivale a una inversión de 21.000 millones de dólares —4.000 millones fueron gastados en las instalaciones y 17.000 millones en la compra de crudo de unos 20 países diferentes— según el Departamento de Energía de ese país.

Luego de los atentados del 11 de setiembre de 2001, en Nueva York y Washington, el presidente George W. Bush decidió aumentar la capacidad de las reservas, que ahora pueden almacenar hasta 727 millones de barriles.

La autorización para abrir las reservas debe provenir del propio presidente, en base a una recomendación del Departamento de Energía y tras un pedido de ayuda de parte de compañías petroleras.

El petróleo puede ser entregado en venta a una compañía que lo necesite o como un préstamo, que luego debe ser devuelto con intereses. Una vez abiertas, las reservas podrían bombear un millón de barriles de petróleo diarios durante 18 meses antes de que se agoten.



Instalación costera de almacenaje de petróleo

Resumen del capítulo

- En general, el petróleo se encuentra lejos de los lugares de consumo, por lo que el transporte del crudo constituye un aspecto muy relevante de la industria petrolera, con un especial significado económico.
- Los principales medios de transporte del petróleo son los oleoductos (o poliductos para los derivados) y los buques tanque.
- Si un país se abastece de crudo por vía marítima y posee refinерías mediterráneas, el oleoducto constituye la única vía de abastecimiento eficaz desde los depósitos costeros hasta la propia refinерía.
- Los buques petroleros son los mayores navíos de transporte que existen actualmente en el mundo.
- Los petroleros modernos cuentan con doble casco para minimizar el riesgo de derrames.
- Una refinерía no se abastece normalmente en forma directa a partir del yacimiento de petróleo, dado que entre uno y otro punto suele producirse un transporte intermedio, ya sea por medio de un buque tanque o por oleoducto.
- La capacidad de almacenaje necesaria para la operación normal de una refinерía depende, entre otras cosas, de su ubicación

geográfica, la procedencia del crudo, las regulaciones de seguridad en el abastecimiento establecidas por los gobiernos de cada país y del tamaño del mercado.

- Las refinerías poseen terminales de distribución de productos localizadas en las cercanías de los centros de consumo.
- Algunos países han adoptado la política de mantener reservas estratégicas de crudo localizadas en cavernas naturales, para poder afrontar eventuales fallas de abastecimiento.

Glosario del capítulo

Almacenaje: resguardo de petróleo y sus derivados por parte de las refinerías. Todas ellas cuentan con instalaciones de tanques destinadas a tal fin.

Buque petrolero: navío de transporte de crudo y derivados. Prácticamente todos los petroleros nuevos responden al diseño de doble casco.

Oleoducto: conjunto de instalaciones diseñadas para el transporte por tuberías del petróleo crudo.

Poliducto: tubería que permite el transporte de productos diferentes, utilizando la misma instalación en operación *batch* (discontinua).

Precios y mercados

Daniel A. Redondo

Aspectos técnicos, estratégicos y económicos de la refinación del petróleo



04 | Precios y mercados

Introducción

El precio del petróleo ha sido materia de debate durante los últimos 150 años y aún hoy atrae el interés de gobernantes, consumidores, analistas y público en general cuando se lo menciona en cualquier medio de comunicación.

¿Por qué? ¿Cuál es la razón para que el precio de una materia prima o *commodity* sea parte de discusiones sobre geopolítica, defensa, estrategias u otras cuestiones que son importantes para los países y la sociedad? La respuesta está en la importancia que tiene el petróleo como fuente de energía para la humanidad y, en particular, para el desarrollo económico de los países.

En este capítulo discutimos los factores que influyen en el precio del petróleo, para avanzar posteriormente en las características del mercado, sus actores principales y los elementos predominantes de una negociación. También se cubren los mecanismos que se utilizan para fijar los precios del petróleo y sus derivados y, finalmente, la estructura típica de los precios de los combustibles.

Al finalizar el capítulo, el lector debería tener una buena idea de cómo se definen los precios del crudo y sus derivados en el mercado petrolero internacional y local.

La importancia del petróleo y los factores que impactan sobre su precio

Desde fines del siglo XIX y, fundamentalmente, a partir de la invención del automóvil, el petróleo abastece la mayor parte de las necesidades energéticas del mundo. En la actualidad, el petróleo genera el 40% de la energía primaria que se consume en el planeta⁽¹⁾, da origen al 90% de los combustibles que se utilizan para el transporte y a una larga lista de productos petroquímicos que son parte de nuestra vida de todos los días.

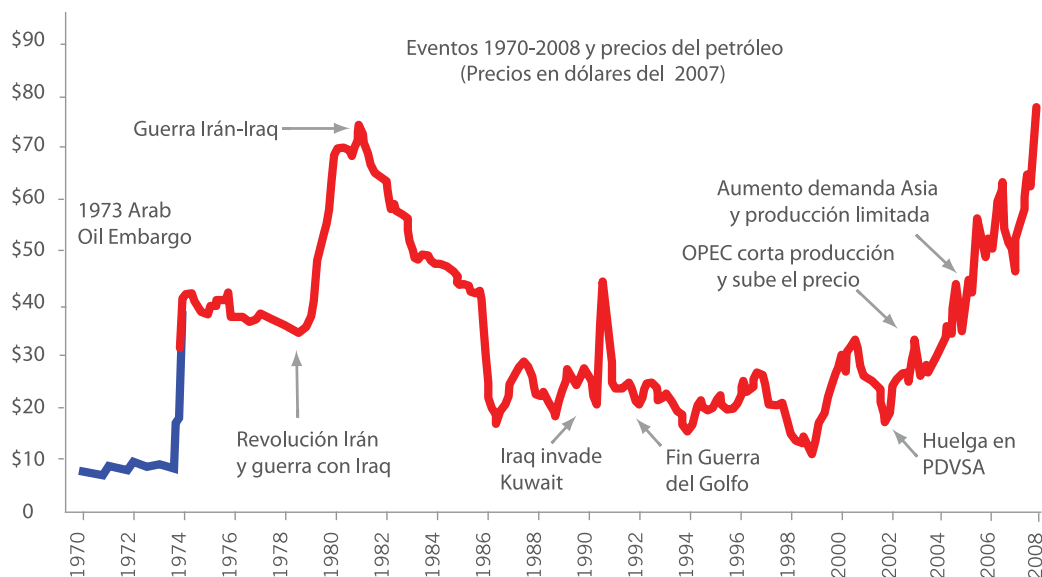


Gráfico 1. **Precio internacional del petróleo**
Datos de IEA (International Energy Agency).

Dada esta importancia, cualquier alteración del suministro, o tan sólo la percepción de que el suministro puede estar en peligro, provoca bruscas oscilaciones en el precio del petróleo. Algunos ejemplos del impacto que pueden tener los eventos internacionales en el precio del petróleo crudo se pueden ver en el gráfico 1, que muestra el precio en el mercado internacional entre 1970 y 2008.

Al inicio de la guerra del Yom Kipur, en octubre de 1973, los países árabes declararon un embargo petrolero a los aliados de Israel, incluyendo a los Estados Unidos. Como parte del embargo, la OPEP redujo la producción de crudo en aproximadamente 5 MB/D (millones de barriles por día) lo que impactó fuertemente en el suministro del mercado y elevó el precio del crudo de 3 a 12 dólares por barril. En valores actuales esto representa un aumento de 14 a 50 dólares por barril. Cabe recordar que la OPEP está integrada por Argelia, Angola, Ecuador, Irán, Iraq, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar, Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos y Venezuela.⁽²⁾

A partir de 1978, la revolución en Irán y la posterior guerra con Iraq redujeron significativamente la producción de crudo en ambos países, lo que afectó el suministro del mercado y resultó en un aumento del precio internacional desde 14 dólares por barril en

1978 hasta unos 35 en 1981. Este punto máximo sería hoy equivalente a unos 75 dólares por barril.

El precio internacional tuvo un pico en 1990 cuando Iraq, bajo el mando de Saddam Hussein, invadió Kuwait y desencadenó la Primera Guerra del Golfo entre Iraq y una alianza de países encabezados por los Estados Unidos. A partir de ese año y hasta fines de la década de 1990, el precio tuvo una suave declinación, que se comienza a revertir con cortes de producción por parte de la OPEP en 2001 y en 2002.

El aumento posterior, hasta alcanzar el récord de 140 dólares por barril en 2008, refleja algunos problemas de abastecimiento puntuales, como las huelgas de PDVSA (Petróleos de Venezuela S.A.), pero también un aumento sostenido de la demanda de energía global.

Otro factor que tiene influencia importante sobre el precio del petróleo es la demanda de energía que, a su vez está relacionada con el desarrollo económico de un país o de una región. En general, el aumento del consumo energético, se satisface utilizando el petróleo como fuente primaria de energía, lo que contribuye a aumentar el precio internacional del crudo en tanto se mantenga el crecimiento económico del país o de la región o hasta que se reestablezca nuevamente el balance entre suministro y demanda.

Un ejemplo concreto del impacto que tiene el desarrollo económico sobre el consumo y el precio del petróleo es el caso de China en los últimos 10 años. Durante este período, el PBI de China aumentó a tasas de aproximadamente 10% anual y su consumo de petróleo se duplicó hasta llegar a los 8 millones de barriles diarios, sobrepasó a Japón, Alemania y otros países desarrollados, teniendo adelante sólo a los Estados Unidos. Obviamente, el impacto que tiene una mayor demanda sobre el precio del petróleo se da a lo largo de un período prolongado y tiene una evolución más suave si se la compara con las bruscas oscilaciones que se producen cuando existe una alteración del suministro debido a conflictos regionales, guerras o problemas políticos.

También tienen un impacto sobre los precios del petróleo las acciones de los gobiernos que, con algún objetivo de política económica, intervienen en el mercado definiendo condiciones de comercialización, regulando precios o simplemente aplicando impuestos para aumentar sus ingresos.

Un ejemplo de intervención gubernamental es el control de precios, que ha sido usado frecuentemente en diversos países con el objetivo de independizar los precios internos de los combustibles de las oscilaciones del mercado petrolero internacional.

En el caso particular de la Argentina, es importante mencionar que la industria petrolera operó en un esquema totalmente regulado hasta principios de la década de 1990. La desregulación petrolera que entró en efecto en 1991 incluyó la libertad para fijar los precios del petróleo y sus derivados, que a lo largo de esa década siguieron puntualmente los precios internacionales. Desde el 2003, la imposición de un gravamen a la exportación de petróleo crudo ha mantenido el precio del petróleo local, inicialmente, en alrededor de 43 dólares por barril (con aumentos graduales posteriores) y los precios de los combustibles a niveles muy por debajo de los vigentes en otros mercados. Obviamente, la intervención directa de los gobiernos en el proceso de fijación de precios tiene, en el largo plazo, un impacto importante sobre la demanda de combustibles y el suministro de petróleo crudo.

Por último, otros factores que impactan en el precio son las características propias de cada petróleo crudo y su localización en relación al mercado. El impacto que tienen estos factores los discutiremos más adelante en este mismo capítulo.

El mercado petrolero, sus actores y sus características

El mundo consume aproximadamente 85 millones de barriles por día de petróleo para generar electricidad, como combustible en los distintos medios de transporte, para cocinar o calentar los hogares que existen alrededor del globo o como materia prima de la industria. Este volumen de petróleo y el de sus derivados se negocian todos los días entre productores y consumidores, que son los actores principales del mercado.

Conceptualmente, un mercado se define como el conjunto de transacciones o negociaciones que se realizan entre vendedores y compradores, pero esta noción no se limita a la venta concreta de algún producto o servicio, sino que incorpora las instituciones que facilitan el comercio, el marco legal en el que se negocia y también los procedimientos que se utilizan en las transacciones.

La idea de mercado implica también la existencia de cierto nivel de competencia para vender un producto a través de distintos

canales o a distintos clientes por parte de los productores y a usar un producto distinto por parte de los consumidores. Como veremos más adelante, la disponibilidad de alternativas, tanto para vendedores como para compradores, es un factor importante en la definición de precios y hace a la transparencia del mercado.

El mercado petrolero existe porque la producción y el consumo de petróleo están en distintas regiones del globo o porque un consumidor necesita un producto determinado para cubrir específicas carencias. Hablando del mercado internacional de petróleo crudo, el rol de vendedor lo tienen los países productores, entre los que, por su volumen, se destacan los miembros de la OPEP y otros, como Rusia, México, Noruega o Inglaterra, que no son parte de esa organización, pero que tienen una producción importante. Los países de la OPEP suministran aproximadamente un 40% de los 85 millones de barriles de petróleo que consume el mundo y la mayor parte de este volumen proviene de Oriente Medio.

El gran consumo de petróleo existe en los países más desarrollados del hemisferio norte, como los Estados Unidos, la Unión Europea y Japón que son netos importadores. En conjunto, los países desarrollados que son parte de la OCDE⁽³⁾ consumen aproximadamente 45 millones de barriles diarios, lo que equivale al 52% del total de la demanda mundial. En los últimos años se han agregado a esta lista de países consumidores, China e India con una demanda energética que ha crecido muy por encima del promedio y que los ha convertido en netos importadores de petróleo crudo.

Las grandes empresas petroleras y los intermediarios o *traders* independientes son los otros actores que participan del mercado. Las empresas petroleras integradas necesitan asegurarse el suministro de petróleo para sus refinerías ubicadas en distintas regiones del planeta e intervienen vendiendo parte de su producción, comprando el petróleo faltante y, eventualmente, comercializando derivados en los distintos mercados.

En el caso de los intermediarios, la actividad consiste en negociar la compra o venta en representación de algún productor o consumidor utilizando sus conocimientos del mercado, la habilidad para negociar con ambas partes y, en muchos casos, la posesión de recursos físicos o financieros que facilitan la transferencia de la mercadería. Entre esos recursos, se pueden considerar a los

barcos para transporte del petróleo y sus derivados, las plantas de almacenaje, la capacidad de mezclar productos, colocar excedentes o conseguir faltantes y, también, la capacidad para financiar las transacciones entre partes. En general, su participación en el mercado se limita a brindar un servicio a vendedores y compradores y solamente en muy contadas oportunidades llegan a tener la propiedad del petróleo o los derivados que negocian.

Como parte de esta actividad, existen algunas instituciones que prestan servicio a los actores principales del mercado. Entre ellas es importante destacar a los mercados de acciones de Nueva York y Londres, donde además de cotizar las acciones de las empresas petroleras más importantes, se negocia la mayor parte de los contratos a futuro del petróleo y sus derivados. Los mercados de futuro, que se han desarrollado significativamente en los últimos 15 años, tienen objetivos y un rol distinto al mercado físico, pero están asociados a la actividad petrolera y brindan importante información sobre la evolución de los precios.

Otra institución clave del mercado petrolero es Platts, una empresa del grupo editorial MacGraw-Hill, que se especializa en el monitoreo de los precios de productos energéticos y publica material de referencia en la mayor parte de los contratos que se realizan en el mercado.

También existe un gran número de actividades relacionadas con el mercado petrolero y que facilitan las operaciones logísticas o el desarrollo de las transacciones. Entre las más importantes se destaca el sector de transporte marítimo que es el responsable de mover el petróleo y sus derivados desde los centros de producción hasta el mercado consumidor. Como ya veremos más adelante, el flete entre el puerto de embarque y el puerto de descarga es un componente importante en la estructura de los precios del petróleo y en la definición de las alternativas que tienen el comprador y el vendedor.

El petróleo se negocia entre productores y refinadores en contratos a término, que obligan al vendedor a entregar un determinado volumen durante un plazo definido entre las partes. En la actualidad, aproximadamente el 90% del crudo se comercializa bajo esta modalidad (contrato a término o *term contract*) mientras que sólo el 10% se negocia como una venta única (en inglés, *spot market*). La razones para esta disparidad entre *term contract* y *spot*



Operaciones en un mercado libre

market es, que los refinadores prefieren asegurar sus fuentes de suministros por períodos prolongados para poder optimizar sus operaciones y, por otro lado, que los productores favorecen las ventas a término como una manera de colocar su producción en el mercado y asegurar el flujo de fondos para su propia actividad. Las ventas *spot* se utilizan solamente para la colocación de excedentes no previstos o para la compra de algún volumen que está disponible por única vez en el mercado. En general, los precios que se acuerdan como parte de las operaciones a término son superiores a los que se negocian en las compras *spot*, dado que estas últimas reflejan el valor marginal propio de los excedentes o faltantes ocasionales.

En el mercado petrolero, sólo en muy pocas transacciones el precio se define como un valor fijo en dólares por barril. La gran mayoría de las transacciones petroleras se realizan fijando el precio con una fórmula que relaciona el precio del cargamento con algún crudo o mercado de referencia. Al precio definido de esta manera se lo denomina “precio flotante” y el objetivo de su utilización es reducir el riesgo financiero asociado con la comercialización del petróleo. El riesgo existe debido a la diferencia en tiempo que hay entre la compra del petróleo por parte del refinador y la venta de sus derivados en el mercado. Además hay que incluir las operaciones de transporte, el refinado y la distribución de los productos. En ese tiempo, puede cambiar el costo de la materia prima, los ingresos por venta de productos o, incluso, ambos factores, y esto impacta en la rentabilidad de la refinería.

Los mercados de referencia más importantes, porque en ellos se negocia el mayor volumen de crudos y derivados, están ubicados en los grandes centros refinadores, como la costa del Golfo de los Estados Unidos (US Gulf Coast o USGC según sus siglas en inglés), en Rotterdam, que también se denomina Noroeste de Europa (en inglés, North West Europe o, abreviado, NWE), en el Me-

Mercado	Crudo de referencia	Comentarios
US Gulf Coast (USGC)	WTI (West Texas Intermediate) ⁽⁴⁾	Usado en los Estados Unidos y también para crudos latinoamericanos
North West Europe (NWE)	Brent	Producido en el Mar del Norte y usado en el Atlántico norte
Golfo Árabe	Dubái	Usado para muchos crudos de Asia

diterráneo, en el Golfo Árabe y, en menor medida, en Londres y Singapur. En cada uno de esos mercados, se usa como referencia el petróleo crudo que se comercializa en mayor proporción en la zona, ya sea porque es de producción local o cercana o porque es el preferido por las refinerías de la región. La tabla siguiente muestra los crudos de referencia para los principales mercados.

La elección de los crudos de referencia ha evolucionado a lo largo del tiempo y, en general, depende de la evolución del mercado. Por ejemplo, cuando en el pasado la producción del crudo de Alaska llamado Alaska North Slope (ANS) era importante, este se tomaba como referencia para definir los precios de algunos petróleos de características similares, como el de alto contenido de azufre. Con la declinación de la producción de este crudo y la consiguiente reducción del número de transacciones, se abandonó su uso como referencia para el mercado. Una de las condiciones importantes que deben tener los crudos de referencia es la abundancia de operaciones, porque asegura la disponibilidad de información confiable que puede usarse como base de otras transacciones.

Elementos de un contrato de compraventa

Las operaciones de compraventa se acuerdan en reuniones o, en muchos casos, mediante comunicaciones informales entre las partes, pero se formalizan en contratos que tienen un formato y contenidos que son estándares en el mercado. En general, todos los contratos tienen los siguientes elementos:

- 1- Identificación de las partes entre las que se celebra el contrato de compraventa, incluyendo la denominación de cada empresa y su localización.
- 2- Plazo de validez del acuerdo comercial. Es común usar un año como plazo para los contratos de suministro de petróleo crudo.
- 3- Denominación y características del petróleo crudo o sus derivados que se va a transferir entre las partes. En los contratos de crudos se hace normalmente una referencia al yacimiento de producción. En los contratos de derivados generalmente se incluye un anexo con las especificaciones técnicas que debe cumplir el combustible, sean propias del comprador o definidas por algún gobierno u organismo del sector.

- 4- Una cláusula donde se establece el precio, generalmente mediante una fórmula que lo relaciona con un crudo de referencia y que, además, define las fechas que se consideraran para el cálculo de dicho precio.
- 5- Se establece el punto de transferencia del título y riesgo del petróleo crudo o producto que se comercializa. Esta definición es importante porque será el punto de medición del volumen de la transacción que va a ser utilizado para la facturación del cargamento. Además establece que, a partir de ese punto, el comprador asume las pérdidas y los riesgos que lleva aparejada la propiedad del cargamento. Por ejemplo, cuando el petróleo se carga en un barco, el punto de transferencia se establece en la brida de entrada al barco de carga que designe el comprador.
- 6- El plazo de pago que el vendedor otorga al comprador para cada uno de los cargamentos que son parte del acuerdo. Lo normal es que este plazo sean 30 días a partir de la fecha de embarque que consta en el certificado.
- 7- Se define el inspector independiente que controlará la operación de transferencia del petróleo midiendo el volumen entregado y realizando los análisis fisicoquímicos necesarios para asegurar que la calidad satisface las especificaciones acordadas entre las partes. Normalmente, esta cláusula también establece quién pagará el costo de estos servicios de inspección, siendo común compartirlo por partes iguales entre el vendedor y el comprador.
- 8- Se definen los mecanismos que se utilizarán para la selección de barcos o medios de transporte alternativos y cómo se planificará la entrega de los distintos cargamentos. Asimismo, se establecen los mecanismos para las comunicaciones entre las partes en relación con todos los temas que hacen a la logística del acuerdo.
- 9- Se establecen los mecanismos para la resolución de posibles discrepancias y conflictos entre las partes. En muchos casos, se establecen mecanismos de arbitraje o los pasos que se deben seguir antes de que alguna de las partes decida iniciar acciones legales contra la otra.
- 10- Se definen las leyes que rigen el acuerdo comercial y los tribunales ante los cuales se efectuarán los reclamos legales que una de las partes decida hacer contra la otra. En muchos contratos de exportación de crudo entre empresas multina-

cionales es común definir a los tribunales de Nueva York para eventuales disputas legales.

Existen modelos de contratos que son ampliamente conocidos por aquellos que participan del mercado y que cubren todos los aspectos de las transacciones.

La negociación y el rango de precios posible

Una de las características más importantes del tipo de negociación que se da en el mercado petrolero es que se focaliza, casi exclusivamente, en el precio de la transacción. Por esta razón el proceso de negociación típico está muy lejos del ideal donde las dos partes comparten algunos de los beneficios que se generan a partir de la relación comercial.

La fortaleza que tiene cada una de las partes para negociar se basa, fundamentalmente, en el número y la solidez de las alternativas que ha desarrollado cada uno antes de entrar a la negociación propiamente dicha.

Para dar un ejemplo concreto, vamos a considerar que la negociación se da entre una empresa productora que necesita vender parte de su producción de petróleo y una empresa refinadora que lo utiliza como materia prima para producir combustibles.

Antes de iniciar la negociación, tanto el productor de crudo como el refinador realizarán un análisis de las alternativas de venta y compra que tienen, lo que les permitirá definir el rango de precios dentro del cual se podría negociar con la otra parte y los objetivos que esperan alcanzar.

Para el caso del productor de crudo, las alternativas que tendría para colocar parte de su producción serían dos:

- negociar la venta de este volumen con algún otro refinador local que tiene capacidad de procesamiento y necesita más volumen de crudo,
- negociar la venta del petróleo a algún cliente del exterior, directamente o a través de algún intermediario que opera en el mercado local.

Haciendo un análisis del mercado local, el productor puede llegar a conocer la mezcla de crudos que procesa cada uno de los refinadores, los volúmenes que se han negociado recientemente y, quizás, los precios vigentes en las transacciones.

El análisis del precio que se podría obtener exportando el crudo a los mercados internacionales implica calcular la paridad de exportación para el crudo en cuestión. La paridad de exportación representa el valor FOB (*Free on board* o libre a bordo) que tiene el petróleo crudo en el puerto de exportación y responde a una fórmula como la que mostramos más abajo.

$$P \text{ Exp} = P \text{ Ref} - DQ - FTM - C \text{ Ops} - C \text{ Fin} - \text{Imp}$$

Donde:

P Exp es la paridad de exportación calculada para el crudo,

P Ref es el precio de un crudo de referencia, por ejemplo el precio de WTI publicado por Platt's Oilgram,

DQ es un diferencial que se descuenta del precio si la calidad del crudo es inferior a la calidad típica del WTI. Este último tiene 40,8 API y 0,38% de azufre. En la medida en que el crudo en cuestión sea más pesado o contenga un mayor porcentaje de azufre, el descuento será mayor. Inversamente, si el crudo es de mejor calidad se contabilizara un valor adicional en la fórmula,

FTM es el valor del flete por transporte marítimo estimado para el viaje entre el puerto de embarque y el mercado al que se destina el petróleo crudo. Este valor se puede calcular en base a tablas y en función de la capacidad del barco seleccionado,

C Ops son los costos operativos relacionados con la operación, como los seguros, los costos de inspección, los costos de la terminal de carga, etc. En general, estos costos operativos no representan más del 2% del precio,

C Fin son los costos financieros que están asociados con una venta al exterior si se realiza con un plazo de pago superior al que rige para las transacciones locales, típicamente de 30 días. Si el plazo de pago es el mismo que en el mercado local, los costos financieros incrementales serán nulos,

Imp refleja los impuestos o tasas que gravan las exportaciones de petróleo crudo de acuerdo a leyes y regulaciones locales. En muchos casos se incluyen aquí tasas de estadísticas, gravámenes a la exportación u otros impuestos de carácter provincial o federal.

Para dar un ejemplo del cálculo para los petróleos crudos de la paridad de exportación teórica sin considerar los impuestos a la exportación o retenciones, serían aproximadamente las siguientes:

$$P \text{ Exp Escalante} = WTI - 4,50 \text{ dólares por barril}$$

$$P \text{ Exp Cañadon Seco} = WTI - 3,50 \text{ dólares por barril}$$

El descuento refleja la diferencia de calidad del crudo con relación a la calidad del WTI y el costo del flete marítimo para ponerlo en la costa del Golfo de los Estados Unidos. Se puede ver claramente que el Cañadón Seco (25,7 °API) tiene un menor descuento, lo que se debe a que es un crudo más liviano y con mayores rendimientos de naftas y gasoil que el crudo Escalante (24,1 °API).

En un país que es neto exportador de petróleo crudo, la paridad de exportación representa el menor precio que el productor de crudo puede esperar de una negociación con el refinador local.

Si el refinador le ofreciera un precio menor a la paridad de exportación, el productor lógicamente venderá su producción en el mercado internacional, que tiene una demanda suficientemente grande como para absorber cualquier volumen excedente que pudiera existir en el país.

Para el caso del refinador local, las alternativas que tendría para comprar un volumen de petróleo crudo para posterior procesamiento serían o comprarlo a un productor que explota un yacimiento en la misma zona o comprarlo en el mercado internacional.

Para el caso del mercado local, es posible que las alternativas de suministro estén limitadas por la calidad del petróleo crudo buscado y, además, porque el número de productores locales que explotan una determinada cuenca o yacimiento es limitado. De todas maneras, pueden existir alternativas y deben ser exploradas a la hora de evaluar la compra.

Por otro lado, a pesar de que es una operación más compleja logísticamente, la importación de crudo le abre al refinador muchas oportunidades en términos de calidad y de mercados a los que puede acceder. Para evaluar el costo de la materia prima asociada a una importación, el refinador procederá a calcular la paridad de importación para cada uno de los crudos que estén disponibles.

La fórmula para este cálculo es prácticamente inversa a la anterior:

$$P \text{ Imp} = P \text{ Ref} + DQ + FTM + C \text{ Ops} + C \text{ Fin} + \text{Imp}$$

Donde:

- P Imp** es la paridad de importación calculada para el crudo,
- P Ref** es el precio de un crudo de referencia para este crudo. Por ejemplo el precio de WTI publicado por Platt's Oilgram,
- DQ** es un diferencial que se descuenta del precio si la calidad el crudo es inferior a la calidad típica del WTI. Cuanto más pesado sea el crudo o cuanto más azufre tenga, mayor será el descuento,
- FTM** es el flete por transporte marítimo estimado para el viaje entre el puerto de embarque y la refinería,
- C Ops** son los costos operativos relacionados con la operación, como los seguros, los costos de inspección, etc.,
- C Fin** son los costos financieros que están asociados con la importación,
- Imp** refleja los impuestos o tasas que gravan las importaciones de petróleo crudo de acuerdo a leyes y regulaciones locales.

Para dar una idea de los valores, listamos más abajo la paridad de importación para algunos petróleos crudos que se pueden importar en la Argentina.

Crudo	Origen	Gravedad API	Porcentaje de azufre	Paridad de importación
Marlin	Brasil	20	0,7	WTI - 6,0
Oriente	Ecuador	24,8	1,02	WTI - 3,20
Santa Bárbara	Venezuela	38,5		WTI + 4,60
Brass River	Nigeria	41,5	0,09	DTD BRENT + 4,35

Nota: Los valores se expresan como una fórmula y todos los componentes mencionados en la fórmula se han agrupado en un valor único

La paridad de importación así calculada representa el precio máximo que el refinador estaría dispuesto a pagar al productor local por su materia prima.

En definitiva, el rango de precios dentro del cual se dará la negociación está dado entre ambas paridades, la de exportación como el precio mínimo y la paridad de importación como el límite superior del rango.

Obviamente, si el país es un neto exportador de petróleo existe un excedente de oferta frente a la demanda local y, naturalmente,

el precio final de la transacción se ubicará más cerca de la paridad de exportación. Inversamente, si en algún momento el país pasara a ser deficitario en petróleo crudo, el mercado local se movería automáticamente a valores que estarían muy cercanos a la paridad de importación.

Precios de los derivados del petróleo

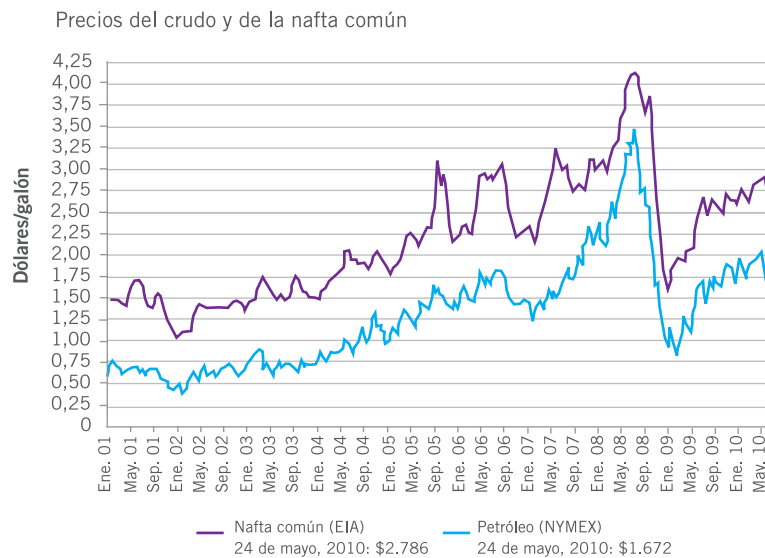
El mercado internacional de productos derivados del petróleo tiene un volumen menor al mercado de petróleo crudo, ya que se negocian excedentes que las refinerías no pueden colocar en el mercado local, o faltantes puntuales que no pueden ser abastecidos a partir del procesamiento de crudo adicional.

Al igual que en el caso del petróleo crudo, la negociación de la compra o venta de los derivados se focaliza en el precio de la transacción y el resultado final dependerá de la cantidad y fortaleza de las alternativas que puedan generar las partes involucradas. Las transacciones también se realizan utilizando una fórmula que relaciona el precio con un producto similar de un mercado de referencia. En este caso, los mercados de referencia son los principales centros de refinación y se usan, como dichas referencias, los productos que tienen mayor demanda en dichos mercados. Pero existen algunas diferencias con el comercio de crudo que deben ser mencionadas.

La más importante es que en el caso de los productos derivados, los requerimientos de calidad están muy definidos por el comprador y deben ser cumplidos en su totalidad por parte del vendedor. En algunos casos, cuando el refinador tiene la posibilidad de almacenar y mezclar productos intermedios, la calidad puede ser ajustada en la refinería. Pero, en general, los aspectos de calidad son más importantes en el caso de productos derivados que en las transacciones de petróleo crudo.

Otra diferencia es que como resultado de la estacionalidad de la demanda en algunos mercados, se producen excedentes o faltantes por cortos períodos de tiempo, lo que puede resultar en eventuales importaciones o exportaciones ocasionales.

Por ejemplo, en los Estados Unidos la demanda de naftas aumenta significativamente durante el período de *driving season*, que comienza a fines de mayo y se extiende hasta el fin del verano. La mayor demanda implica un aumento de las importaciones de naftas y, general-



Fuente: Dept. of Energy, EE.UU., NYMEX.

Gráfico 2. Precio internacional del crudo y de la nafta común

mente, en mayores precios al público. Los precios del diésel y *heating oil* suben durante el invierno del hemisferio norte debido al mayor consumo para calefacción de los hogares entre diciembre y marzo.

Otro ejemplo conocido es la demanda de fueloil que existe en la Argentina durante los meses de invierno, para alimentar a las usinas térmicas generadoras de electricidad debido a los picos de consumo durante estos meses. Esta demanda existe por solamente tres o cuatro meses y es normalmente abastecida con importaciones de fueloil pesado (HFO, *Heavy Fuel Oil*). Obviamente durante este período, los precios de fueloil en la Argentina tienden a ubicarse en valores cercanos a la paridad de importación teórica.

En general, como mostramos en el gráfico 2, los precios internacionales de los productos derivados del petróleo evolucionan siguiendo a los precios del petróleo crudo, ya que la materia prima representa aproximadamente el 90% de su costo de producción.

Los otros componentes del precio de los derivados son el margen de refinación y, eventualmente, los gastos de almacenaje y transporte necesarios para colocarlos en el mercado.

El mercado interno y los precios al público

Como ya mencionamos, la mayoría de las refinerías que operan en el mundo tienen como objetivo primario suministrar

combustibles a una demanda que se genera dentro del mismo país o área geográfica.

La mayor parte de los productos de la refinación llegan a los consumidores finales a través de una cadena de distribución que tiene a la estación de servicio como el punto de venta final. En la Argentina, el 70% de los combustibles que se producen son naftas y gasoil que se venden, mayormente, a través de las aproximadamente 4.500 estaciones de servicio que operan en el país. El resto de los combustibles se destinan al sector industrial, al transporte aéreo, al transporte marítimo o al sector de generación de energía eléctrica.

Hablando en términos generales, la estructura de precios del mercado interno, para cualquier país, tienen los siguientes componentes:

1. Costo del producto ex refinería: es uno de los grandes componentes del precio final, porque incluye el costo del petróleo crudo. También incluye el margen de refinación que debería cubrir los costos operativos de la refinería y permitir recuperar la inversión en las instalaciones.
2. Impuestos: agrupa los impuestos, tasas o gravámenes de carácter nacional, provincial o municipal que se cargan a los combustibles en función de leyes o normas emitidas por los respectivos gobiernos.



Abastecimiento al público

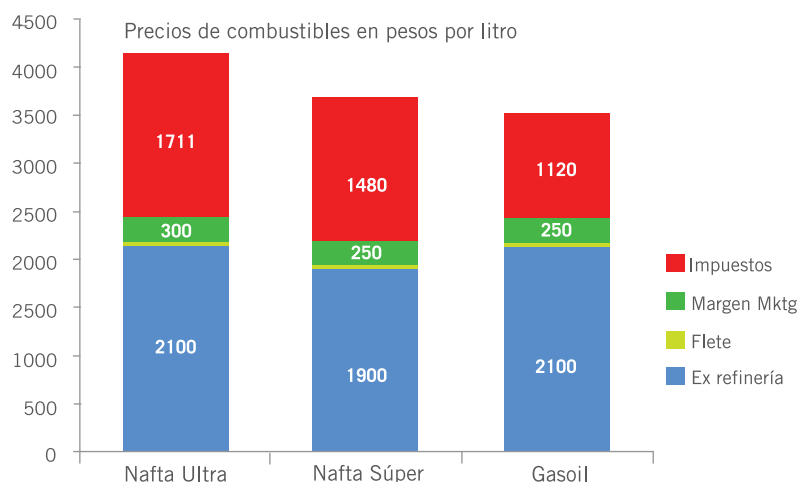


Gráfico 3. Precios al público de combustibles en la Argentina en diciembre de 2010. Valores expresados en pesos por litro

3. Margen de distribución mayorista: debe cubrir los costos de almacenaje y transporte del producto desde la refinería hasta la estación de servicio o las instalaciones del consumidor final, ya sea industrial, transportista, minero, etcétera.
4. Margen de la estación de servicio: también llamado margen *retail*, que debe cubrir los costos de la operación de una estación de servicio y, teóricamente, brindar una ganancia que asegure un retorno sobre la inversión realizada.

En el gráfico 3 vemos los precios al público de naftas ultra, naftas súper y gasoil vigentes en diciembre del 2010 en Argentina. En este ejemplo, se puede observar que el costo del producto representa aproximadamente el 50% del precio en el surtidor y que el otro componente importante del precio es la carga impositiva.

La carga impositiva que tienen los combustibles se relaciona con políticas económicas o energéticas, son muy diferentes para distintas regiones o países y tienen una gran influencia sobre la demanda de los derivados del petróleo.

En el gráfico siguiente, que usaremos para dar algunos ejemplos de las políticas que se aplican, se muestran los precios al público de la nafta súper, para Europa, los Estados Unidos y la Argentina a fines del 2010.

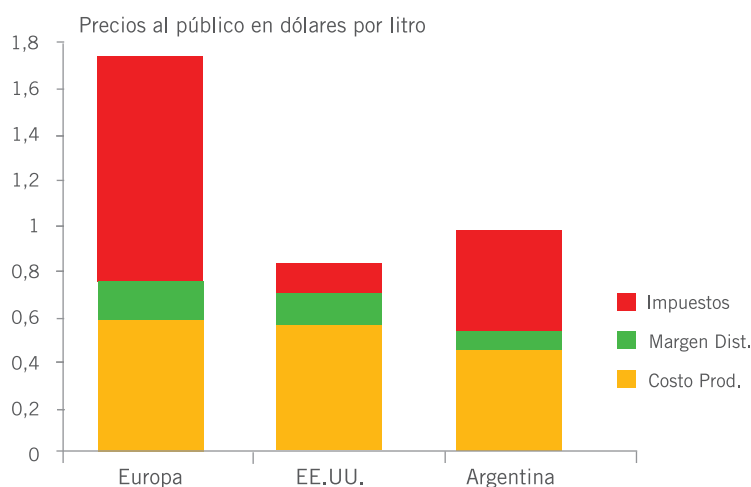


Gráfico 4. Precios al público de nafta súper vigentes en diciembre de 2010 en los distintos mercados, expresados en dólares por litro⁽⁵⁾

En Europa, por ejemplo, los impuestos asociados a los combustibles son relativamente altos en la mayoría de los países, lo que se

refleja en precios al consumidor que están muy por encima de los vigentes en los Estados Unidos. Como vemos en el gráfico, el precio de surtidor promedio en Europa es de 1,712 dólares por litro y los impuestos representan un 63% del precio al público. Esto obedece primordialmente a la necesidad de estimular un uso racional de la energía por parte de los consumidores finales en una Europa que es neta importadora de petróleo y derivados.

En el caso de los Estados Unidos, la carga impositiva a las naftas y al gasoil, que representan alrededor del 17% del precio final son bajas comparadas con el resto del mundo. Este criterio de imposición a los combustibles se definió en la década de 1930, cuando el país era uno de los mayores productores de crudo del mundo y el uso del automóvil estaba en expansión para trasladarse por el amplio territorio de los Estados Unidos. Esta baja imposición a los combustibles, que aún se mantiene, no parece estar en línea con la situación actual, donde el país importa alrededor del 60% de su demanda de petróleo.

Como indica el gráfico 4, en la Argentina, los combustibles tienen una mayor carga impositiva que en los Estados Unidos y esto se refleja en precios al público que son superiores. En el caso de la nafta súper, la carga impositiva asciende a 42 centavos de dólar por litro y representa un poco más de 40% del precio final al público.

En la Argentina, como en el resto de América Latina, se han utilizado los combustibles como una herramienta de recolección de impuestos eficiente, y en general, se han aplicado impuestos diferenciales a los distintos combustibles para favorecer alguna actividad o impulsar el uso de combustibles alternativos. Un ejemplo es la menor imposición que se aplica al gasoil en la mayoría de los países, desde los años sesenta, para contribuir a un menor costo del transporte de mercaderías que se mueven mayormente usando este combustible. En forma inversa, los impuestos a las naftas son significativamente superiores, ya que de esta manera se grava a los sectores más favorecidos de la sociedad y se compensa la menor carga del gasoil.

Obviamente, estas políticas fiscales mantenidas a lo largo de un período prolongado influyen en el comportamiento de los consumidores y tienen un impacto importante sobre la demanda. En la Argentina, desde principios de 1970, una buena parte de los consumidores se inclinaba por la compra de automóviles con motores



Abastecimiento de combustible al consumidor

diésel, justificando la mayor inversión relativa con el incentivo de un menor costo de combustible a lo largo de la vida útil del auto. Esto resultó en un mayor crecimiento de la demanda de gasoil y en la actualidad duplica a la demanda de naftas.

Otro ejemplo claro de política impositiva que resulta de una política energética es el impulso al consumo de gas natural comprimido (GNC) como alternativa a las naftas a partir de 1984. En un país que tenía abundantes reservas de gas natural y adecuada capacidad de producción y transporte se decidió promover el uso de GNC en automotores a través de una reducida carga impositiva y un precio final muy bajo comparado con el precio de las naftas. El resultado de esta política fue la conversión de casi el 20% del parque automotor al GNC y un aumento significativo de la demanda de este combustible.

La participación que tienen los márgenes de distribución y *retail* dentro del precio al público de los combustibles es mucho menor a la participación que corresponde al costo del producto o los impuestos. Para el margen del distribuidor, que debe cubrir, además, el flete desde la refinería hasta la estación de servicio, la participación es de alrededor del 5% y, en el caso del margen *retail*, oscila entre el 6 y el 10% del precio al público dependiendo del valor absoluto del precio y del mercado que se considere. En ambos casos, el mejor reaseguro para evitar altos márgenes injustificados es la competencia entre las distintas marcas y las distintas estaciones de servicio.

Una de las preguntas más frecuentes que tienen los consumidores en relación a los precios de los combustibles es por qué no existe prácticamente diferencia entre los precios de distintas marcas o distintas estaciones de servicio. La respuesta surge naturalmente al revisar la estructura que tienen los precios al público. Aproximadamente el 85% del precio corresponde al costo del petróleo crudo y los impuestos que carga el gobierno. Estos dos componentes son idénticos para todos los refinadores y comerciantes. El restante 15% del precio debe cubrir los costos del flete y la operación de la estación de servicio, que también son similares entre las distintas empresas petroleras. Por lo tanto, la diferencia que puede existir entre los precios no puede ser superior al 1% y siempre que alguno de los operadores esté dispuesto a sacrificar una parte de sus ganancias para aumentar su volumen de ventas.

Reconociendo la sensibilidad que tienen los consumidores a los cambios en los precios de los combustibles, muchos gobiernos han intentado regular los precios al público definiendo cada uno de los componentes de la estructura. En general, estas iniciativas no han logrado el objetivo de estabilizar los precios y han provocado distorsiones en la demanda, en la cadena de suministro o aislado el mercado local de los mercados petroleros internacionales.

Resumen del capítulo

- Los precios del petróleo son influenciados por cambios en la demanda, que refleja cambios en la actividad económica y también por eventos geopolíticos que pueden afectar el suministro.
- La negociación que se realiza entre productores y consumidores se focaliza en el precio y normalmente se formaliza en un contrato de mediano o largo plazo.
- El precio se negocia dentro de un rango que está definido por las alternativas que tienen, o pueden desarrollar, comprador y vendedor. Las paridades teóricas de importación y exportación son significativos para definir este rango.
- Los precios internacionales de los productos siguen el comportamiento del precio del petróleo crudo.
- El 90% del precio al público de los combustibles corresponde al costo del petróleo y los impuestos que define el Estado. La carga impositiva a los combustibles tiene un impacto importante sobre el comportamiento de la demanda de productos.

Referencias

- (1) U.S. *Energy Information Administration, Monthly Energy Review, January 2010.*
- (2) Para más información histórica y estadística, consultar en *www.opec.org*.
- (3) OCDE significa Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico y agrupa a unos 30 países desarrollados de Europa, Asia y Norteamérica.
- (4) *West Texas Intermediate* es un promedio, en cuanto a calidad, del petróleo producido en los campos occidentales del estado

de Texas (Estados Unidos). Se emplea como precio de referencia para fijar el precio de otros petróleos crudos.

- (5) Los precios se expresan en dólares por litro y son equivalentes a 3,8 pesos por litro, 3,3 dólares por galón y 1,4 euros por litro respectivamente para la Argentina, los Estados Unidos y Europa.

Glosario del capítulo

Commodity: 1. materia prima o producto cuyo precio es utilizado como índice de valor comercial. El petróleo es el *commodity* de mayor comercio en los mercados del mundo. 2. Bien económico: a) un producto de la agricultura o de la minería; b) un artículo comercial particularmente despachado por mar (*commodity* futuro o *spot*); c) un producto no determinado de producción masiva (químicos, chips, etc).

Mercado: es el conjunto de transacciones o negociaciones que se realizan entre vendedores y compradores. Esta noción no se limita a la venta concreta de algún producto o servicio, sino que incorpora a las instituciones que facilitan el comercio, el marco legal en el que se negocia y los procedimientos que se utilizan en las transacciones.

P.B.I.: (Producto Bruto Interno) es el valor monetario total de la producción corriente de bienes y servicios de un país durante un período de tiempo, normalmente un año.

Operaciones de refinación

Eduardo R. Botta

Aspectos técnicos, estratégicos y económicos de la refinación del petróleo



05 | Operaciones de refinación

Introducción

La refinación del petróleo es la serie de procesos mediante los cuales el petróleo se transforma en derivados comercializables. La instalación industrial que permite lograr esa transformación se denomina refinería. En general, las refinerías se diseñan para procesar una gama amplia de crudos, aunque existen refinerías concebidas para tratar solamente un único tipo de crudo, pero se trata de casos particulares en los que el crudo disponible procede de un yacimiento local y está asegurado su suministro a largo plazo. Las refinerías argentinas procesan, en general, crudos locales, pero fueron diseñadas para procesar crudos de diversa procedencia.

Existen refinerías simples y complejas. Las simples están constituidas solamente por algunas unidades de procesamiento, mientras que las refinerías complejas cuentan con un número mayor. Por regla general, las refinerías simples procesan crudos de alta calidad.

En efecto, en función del objetivo fijado y del lugar en el que se encuentra la refinería, además de la naturaleza de los crudos tratados, la estructura de la refinería puede ser diferente. De la misma manera, en función de las necesidades locales, la refinería puede ser muy simple o muy compleja. En Europa, en los Estados Unidos y otras regiones con elevada necesidad de carburantes y alta exigencia de calidad, la estructura de las refinerías tiende a ser compleja. En cambio, en países menos desarrollados, como algunos de África, dicha estructura suele ser bastante simple.

Esquemas de refinerías

Topping

El esquema de refinería más simple es conocido como *topping*. Solamente posee una unidad de destilación atmosférica y, en con-

secuencia, sus rendimientos dependen exclusivamente del crudo de carga. Este debe ser liviano y dulce para elaborar productos comercializables, ya que no cuenta con unidades que permitan mejorar las propiedades de los cortes fraccionados. En general, los refinadores necesitan comprar cargas externas para mezclar con la nafta virgen a fin de lograr gasolinas en especificación o utilizar mejoradores octánicos (antiguamente se utilizaba tetraetilo de plomo, hoy prohibido prácticamente en todo el mundo por cuestiones de salud). En ciertos casos, la nafta virgen es vendida a la industria petroquímica como carga para los complejos de elaboración de aromáticos.

Si la carga es parafinica y de bajo azufre, se puede producir un diésel de buena calidad, con buen número de cetano.

Y todo el fondo se destina a fueloil.

La sencillez del esquema deriva en muy bajos costos operativos, pero la penalidad que se paga por esto es un reducido margen de refinación.

En la figura 1 se presenta el esquema de una refinería de este tipo.

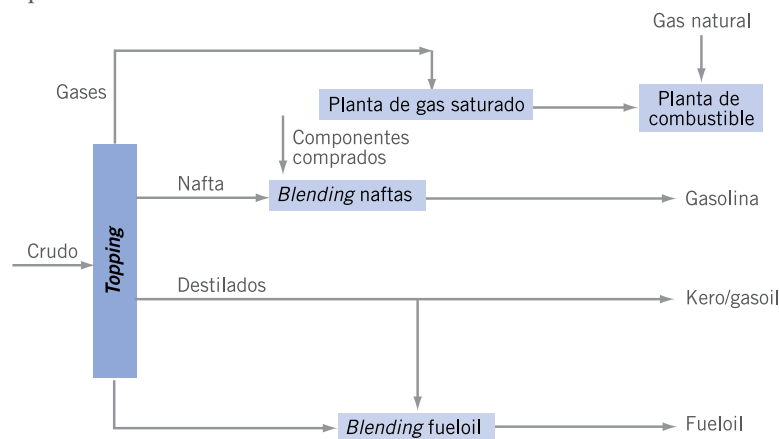


Figura 1. Esquema de refinación a topping



Destilería Refinor (Campo Durán, Salta)

Hydroskimming refinery

Este esquema mejora el anterior, con el agregado de una unidad de reformado catalítico. Por requerimientos del proceso, también se debe instalar una planta de hidrotratamiento de la carga al reformador. El circuito de fondo y los destilados medios no presentan variantes, pero se mejora el circuito de naftas con la elaboración de un nuevo corte de nafta reformada de alto octanaje.

En general, la nafta del *topping* es fraccionada en liviana y pesada. La primera se envía directamente a mezcla (*blending*) de naftas y la pesada es sometida a reformado.

Si bien este esquema es superior al de *topping*, sigue requiriendo crudos caros, de buena calidad y no prescinde de la compra de componentes externos para la elaboración de gasolinas, ya que la nafta reformada contiene alto nivel de aromáticos, supera los límites habituales que son tolerados en las motonaftas.

La refinería de Plaza Huincul, perteneciente a YPF, es un ejemplo local de este tipo de configuración.

En la figura 2 se presenta este esquema.

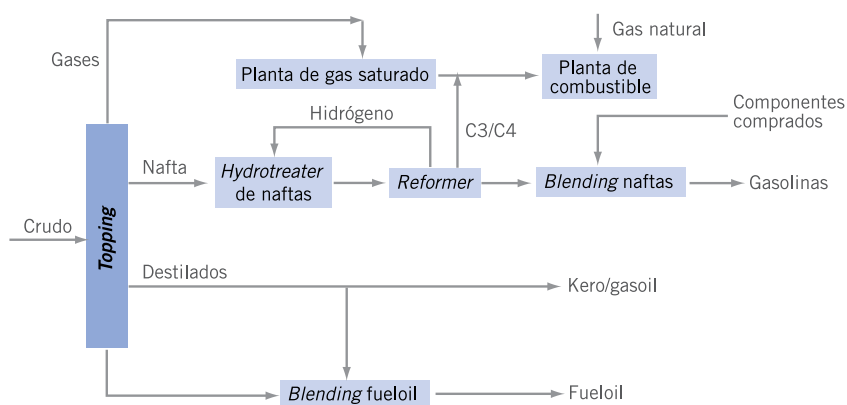


Figura 2. Hydroskimming refinery

Cracking refinery

El esquema a craqueo constituye un paso importante en comparación con los ya vistos. El circuito se completa con una unidad de alto vacío y una de craqueo catalítico. Recién en este caso comienza a ser factible para el refinador la incorporación de crudos de menor calidad y la prescindencia de componentes externos para elaborar las motonaftas. Este esquema permite reducir la producción de fueloil e incrementar la de gasolinas, que puede ser superior al 50%. Además, el proceso genera olefinas para la industria petroquímica y se puede incrementar la producción de gasoil, aunque el diésel de FCC⁽¹⁾ puede requerir hidrotratamiento para mejorar su calidad.

Este esquema necesita mucho capital y sus costos operativos son más altos, pero también conduce a un apreciable aumento del margen de refinación.

La refinería que Petrobras posee en Bahía Blanca es un ejemplo local de esta configuración.

En la figura 3 se presenta el correspondiente esquema.

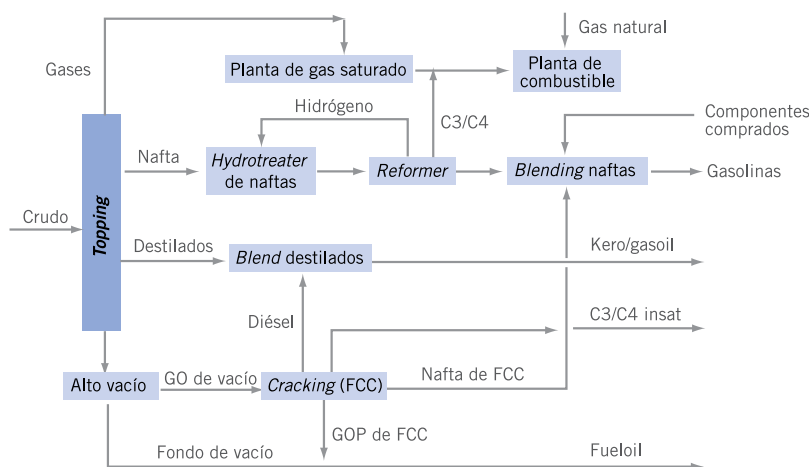


Figura 3. Cracking Refinery

Coking refinery

El paso final para optimizar el rendimiento de una refinería e independizarla de la calidad del crudo, consiste en instalar una planta de coqueo retardado (*delayed coquer*). Este esquema se conoce como conversión total, ya que la única corriente que no había sido convertida en los arreglos anteriores, el fondo de vacío, es cargada a este proceso y sometida a un profundo craqueo térmico. Ninguno de los productos que derivan del proceso, a excepción del carbón de *coke*, es un producto final. La nafta, de naturaleza olefínica, se hidrogena y se destina a posterior procesamiento en el reformado, el diésel también se hidrogena y, junto con su similar de FCC, se destina a la mezcla de gasoil. Las corrientes de gases olefínicos encuentran destino como carga petroquímica.

En la figura 4 presentamos un esquema de esta configuración en su variante más amplia. Observaremos que no sólo se ha instalado un coqueo para completar los esquemas ya vistos, sino que aparecen algunas otras unidades.

El objetivo de esta configuración compleja, que necesita mucho capital, es hacer frente a las cada vez más restrictivas especificaciones de los combustibles, partiendo de crudos de baja calidad y es el esquema al que tienden los refinadores en los grandes países industrializados.



Vista de la refinería de alta conversión de Luján de Cuyo, Mendoza

Todas las corrientes de craqueo destinadas a gasoil se hidrotratan para saturar olefinas y reducir el contenido de azufre. Una parte de la carga de FCC se envía al proceso de hidro craqueo, que produce un corte de gasoil de muy alta calidad y permite mejorar por mezcla las corrientes de diésel para reducir su incidencia en la calidad final. Partiendo del isobutano y los butilenos originados en FCC, se alimenta una unidad de alquilación, para producir una corriente de nafta de excelente calidad, componente clave para bajar el contenido de aromáticos y la tensión de vapor de las motonaftas. El agregado de una unidad de isomerización de C4 permite aumentar la carga disponible para alquilación, ya que el isobutano es generalmente el componente en defecto.

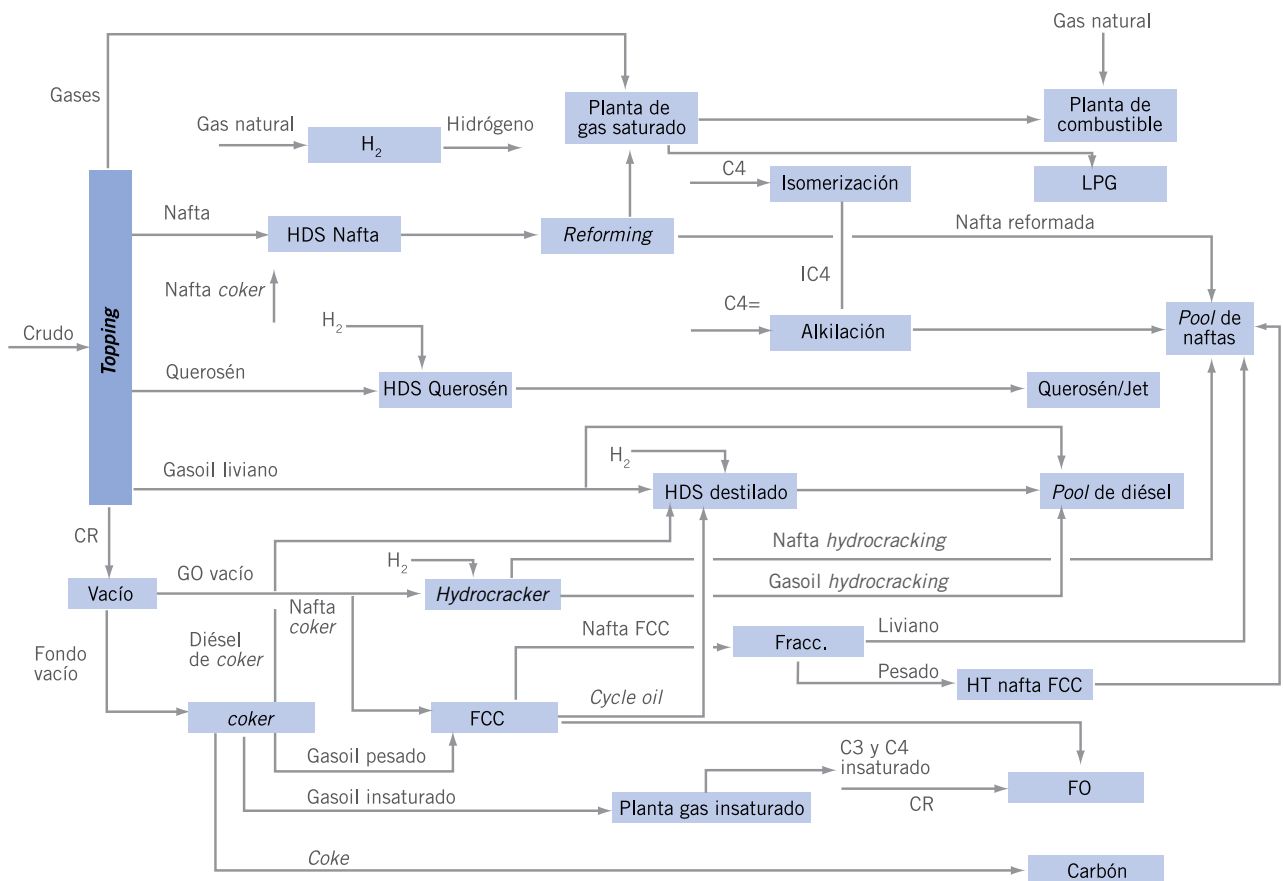


Figura 4. Refinería de alta complejidad

Finalmente, la nafta de FCC, que posee elevado tenor de azufre si la refinería procesa crudos agrios, se fracciona en tres cortes, tratando la fracción pesada, que es la que contiene más azufre, en un proceso que reduce el contenido de éste con escasa afectación del octanaje.

Obviamente, la instalación de una refinería de esta envergadura significa una altísima inversión de capital y un elevado costo operativo, pero la flexibilidad que se logra es enorme y, en ciertos casos críticos, es la única opción disponible para el refinador.

Las refinерías de YPF en La Plata, Shell en Dock Sud y Esso en Campana, son las que más se aproximan a este esquema, aunque en ningún caso es tan completo. La refinería de YPF en Luján de Cuyo, Mendoza, es la única que posee, además, hidro craqueo en nuestro país.

Tratamientos previos

Si bien el crudo que ingresa a los tanques de carga de una refinería ya ha sido tratado en el yacimiento, su contenido de agua, sales y sedimentos, en general, no es aceptable y requiere ser me-

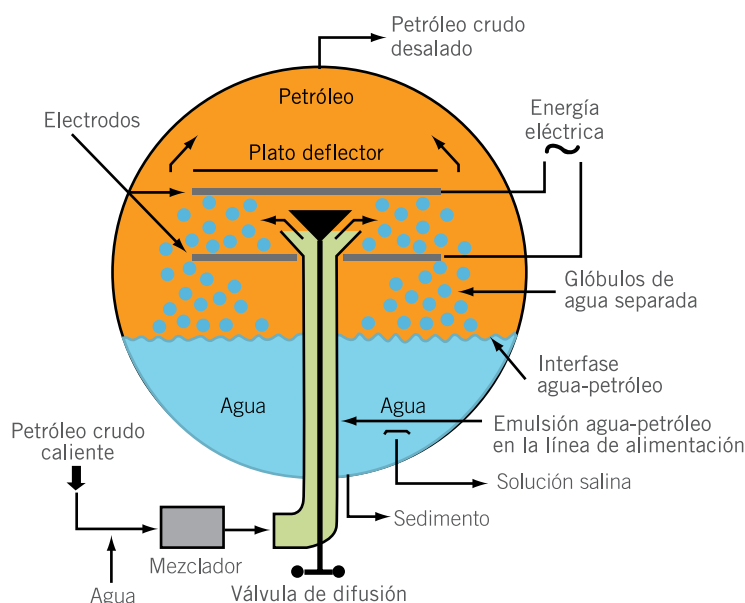


Figura 5. Vista de la sección transversal del desalador electrostático de petróleo



Desalador electrostático

orado. La remoción de agua y sales se lleva a cabo en un equipo denominado desalador, electrostático (ver figura 5). Corriente arriba del desalador el crudo se mezcla con agua y se somete a un intenso mezclado. Luego ingresa al desalador donde se somete a un campo eléctrico para separar el crudo del agua, la que contendrá una alta proporción de las sales originales del crudo, usualmente superior al 90%. El desalador opera en el rango de 120 a 150 °C y, a estas temperaturas, parte de las sales se hidroliza, convirtiéndose los cloruros en ácido clorhídrico, que puede llegar a la zona de cabeza de la torre de destilación y producir corrosión. Para neutralizarlo, se inyecta una pequeña corriente de soda cáustica corriente arriba del acumulador de reflujo.

El crudo desalado ya está en condiciones de entrar al tren de intercambio de calor, como etapa previa a su fraccionamiento.

Fraccionamiento del crudo

Luego de recibir tratamiento, el crudo está en condiciones de ser fraccionado, tal como describimos en el capítulo 1. La unidad involucrada se denomina genéricamente *topping* y su núcleo es una torre de destilación atmosférica (ver figura 6). El petróleo ingresa previo paso por un tren de precalentamiento a expensas de la corriente de fondo y termina de calentarse en un horno.

En la torre fraccionadora, la corriente ascendente de vapores entra en contacto con el líquido descendente, y se produce un intercambio de calor y materia. Este intercambio se produce en platos perforados provistos con válvulas por los que pasan los vapores. A medida que los vapores ascienden van liberándose de los componentes más pesados, hasta que por la parte superior de la torre saldrán las corrientes livianas de gases y nafta. A través de extracciones laterales se obtienen los cortes más pesados, como querosén y gasoil, y queda en el fondo la fracción que no destila, la que se denomina residuo o crudo reducido. Los cortes laterales son despojados con vapor de agua antes de dirigirse a su destino posterior, ya sea como producto final o como corriente intermedia. El vapor es inyectado para reducir la presión parcial del líquido y despojarlo de los componentes más volátiles a efectos de ajustar la primera gota de la destilación o la inflamación. Los componentes despojados retornan a la columna y el líquido de fondo se enfría y va a su destino.

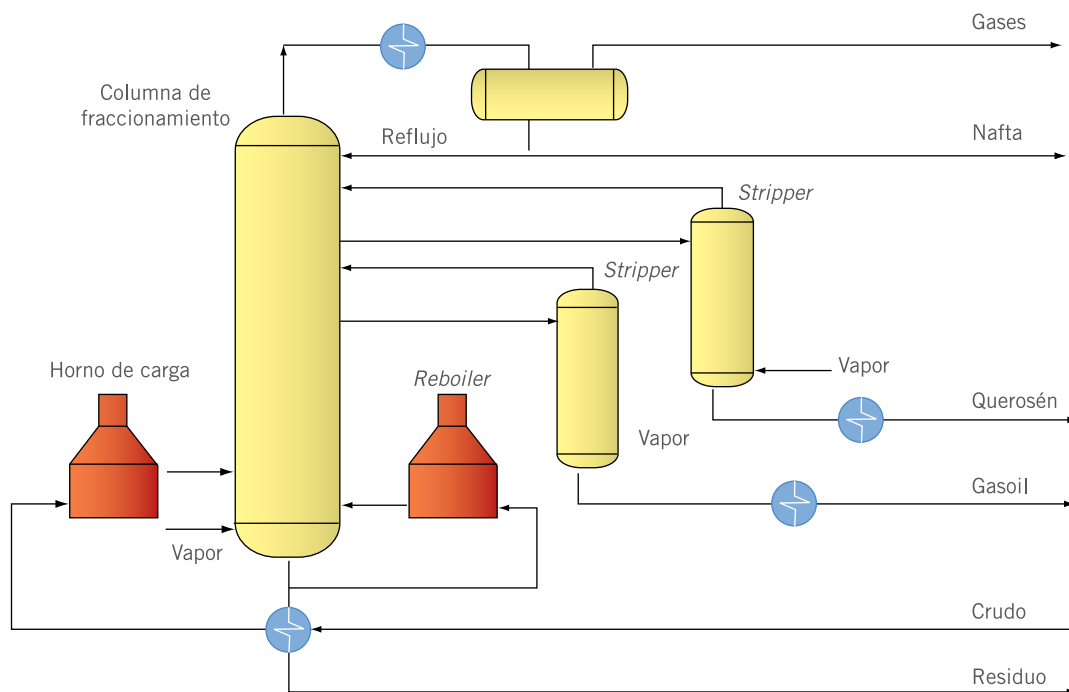


Figura 6. Unidad de destilación atmosférica

La cantidad de extracciones laterales se diseña en función de las necesidades de la refinería, siendo común que, además de los cortes ya mencionados, se extraiga nafta pesada y gasoil pesado.

El residuo que deja el fondo de la columna puede continuar procesándose en un fraccionador de alto vacío, como ya vimos, o destinarse a fueloil, elaboración de lubricantes o como carga de craqueo.

Mezcla de productos

Todos los productos que elabora una refinería, en mayor o menor medida, provienen de operaciones de mezclado de diferentes corrientes, operación que en la jerga petrolera se conoce como *blending*. Solamente en el caso de las corrientes gaseosas, como propanos y butanos y en algún caso, pentanos, la refinería es capaz de separar componentes puros.

A través de numerosos procesos, la refinería produce una variedad de corrientes cuyos rangos de destilación abarcan desde los cortes más livianos (como las naftas) hasta el fueloil. Sin embargo,

ninguno de estos es un producto terminado, ya que en muy pocos casos una única corriente es capaz de cumplir con todas las propiedades que exige la especificación de un producto terminado. El objetivo de la mezcla es distribuir los componentes disponibles en forma tal de cumplir con la demanda y especificación de los productos al menor costo posible.

A los efectos de destacar y facilitar el mejor entendimiento de esta operación compleja, describiremos a continuación la mezcla de gasolinas, que por la cantidad de componentes involucrados es la operación más exigente que debe encarar el refinador.

Las siguientes corrientes pueden participar en una mezcla de gasolinas:

- butano,
- isomerado, nafta virgen liviana,
- nafta liviana de hidrocrackeo, nafta liviana de coque,
- MTBE⁽²⁾,
- TAME⁽³⁾,
- nafta de reformado,
- alquilado,
- nafta de polimerización,
- nafta de craqueo catalítico,
- aditivos,
- colorantes.

Por mezcla de cantidades adecuadas de estos componentes, el refinador elaborará las gasolinas que demanda su mercado, en cantidad y calidad.

La cantidad capaz de ser elaborada dependerá de las cantidades relativas de componentes en existencia y de la mezcla inteligente de éstos en forma de minimizar la ocurrencia de componentes sin destino o el remezclado. A tal efecto, la refinería establece tolerancias en las especificaciones, en forma que las propiedades deberán encontrarse entre un máximo y un mínimo. El rango de la tolerancia representa el valor económico de balancear el costo de un pequeño regalo de calidad frente al costo de volver a ensayar y mezclar.

Las propiedades que debe cumplir una gasolina dependen de las especificaciones que fija cada mercado, pero en líneas generales el producto cumplirá la especificación para las siguientes propiedades principales:

- número de octanos (*research* y motor),
- tensión de vapor *reid*,
- relación entre vapor y líquido,
- contenido de oxígeno,
- contenido de benceno,
- contenido de aromáticos,
- contenido de azufre,
- período de inducción,
- curva de destilación (10, 50 y 90% destilado).

Los componentes disponibles cumplen con los límites de la especificación para algunas de estas propiedades, pero difícilmente alguno de ellos cumpla a la vez con todas. Por ejemplo, la nafta reformada probablemente cumpla con el número de octanos mínimo exigido, pero estará excedida en contenido de aromáticos.

A fin de lograr el mayor equilibrio posible en el aprovechamiento de estas corrientes, el refinador comúnmente elabora naftas de distintas calidades, a las que llama regular, *premium* o similares y, si sobran componentes, probablemente terminen en alguna mezcla de baja calidad para exportación a mercados menos exigentes, aunque se procura minimizar esto último por razones económicas.

Según la calidad del crudo que procese la refinería, la capacidad de las unidades de procesamiento y su disponibilidad (algunas unidades podrían encontrarse en paro de mantenimiento), la variación estacional de algunas especificaciones y eventuales compromisos asumidos con clientes, el refinador deberá elegir el régimen operativo más adecuado para maximizar el beneficio en cada caso. Si tomamos en consideración que el resto de los productos también debe cumplir con especificaciones, que todos se elaboran por mezcla y que algunas corrientes pueden participar en diferentes combinaciones, podemos imaginar la magnitud del problema que el refinador debe resolver. En los mercados competitivos del mundo actual, basarse en recetas históricas, experiencia, o simples planillas de cálculo es un camino que nunca conducirá a resultados aceptables. Universalmente, las refinerías hacen uso de los modelos de programación lineal para optimizar su funcionamiento, ya que es humanamente imposible evaluar cada una de las miles de combinaciones que pueden hacerse a través de una

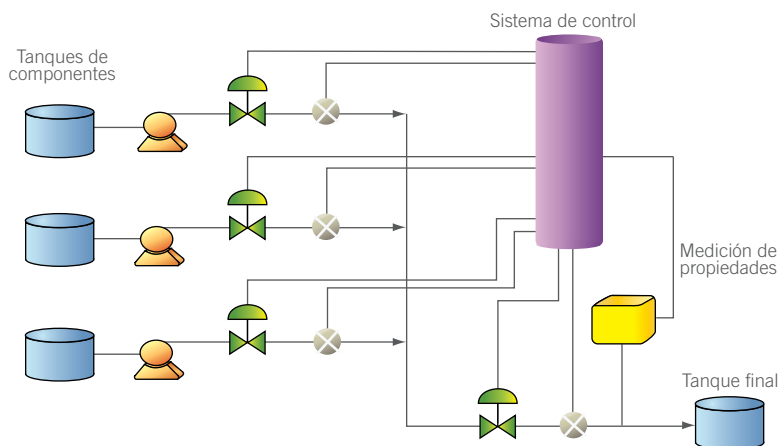


Figura 7. On-line blending

enorme cantidad de variables si no es por medio de un programa de computadora. La oficina de planificación de la refinería es responsable de mantener y correr el modelo partiendo de la situación de las unidades de procesamiento, los crudos disponibles, los compromisos de abastecimiento, el cumplimiento de las calidades y la minimización de los inventarios.

Elaboración de especialidades

Lubricantes

Un lubricante es una sustancia que, interpuesta entre dos superficies sólidas en movimiento, tiene por objeto disminuir la fricción entre éstas y en consecuencia, reducir el desgaste. En líneas generales, los lubricantes se formulan a partir de una base hidrocarbonada, también denominada “base mineral” y un paquete de aditivos, cuya misión es la de mejorar propiedades del lubricante terminado. Las bases minerales resultan de la refinación del petróleo y son las más abundantes y económicas, pero también existen bases sintéticas de origen petroquímico, tales como las poli alfa olefinas y ésteres orgánicos, que permiten formular aceites de calidad superior, naturalmente a mayor costo.

Entre todas las propiedades que caracterizan a un lubricante, la más importante es la viscosidad, ya que de ella depende la formación de la película antifricción entre las superficies en contacto. Un buen lubricante debe ser capaz de asegurar constancia de la

viscosidad frente a cambios en la temperatura del medio en el que actúa, lo que se caracteriza a través de un parámetro denominado “Índice de viscosidad”. Cuanto mayor sea este índice, menor será la variación de la viscosidad con la temperatura, lo que asegura una correcta lubricación. En este sentido, las bases parafínicas poseen mejores índices que las nafténicas y son las preferidas en aplicaciones donde la temperatura varía en un rango amplio, tal como en el caso de los motores de combustión interna.

La Society of Automotive Engineers (SAE) estableció un código numérico para caracterizar a los aceites en función de su viscosidad, que en el rango de baja a alta viscosidad va de 0 a 60. Los números 0, 5, 10, 15 y 25 llevan el sufijo “W” que designa la viscosidad de invierno (*winter*) para la condición de arranque en frío. En el caso de los aceites monogrado, quedan caracterizados por un sólo número y, si se trata de un aceite multigrado, la designación incluye los dos extremos de la escala. Por ejemplo un aceite 15W 40 se comportará como SAE 15 a baja temperatura y como SAE 40 a alta temperatura. La condición de multigrado se logra con el uso de aditivos específicos.

Los lubricantes para motores deben cumplir con estándares de *performance* internacionales para que los fabricantes de automotores autoricen su uso en un vehículo determinado y a tal fin las normas más corrientes son las que desarrolló el American Petroleum Institute (API), aunque también se utilizan otros estándares tales como ILSAC, ACEA y JASO, entre los más conocidos.

Finalmente, cabe mencionar que en ciertos mecanismos de baja velocidad, que funcionan a temperatura ambiente, se utilizan grasas en lugar de aceites lubricantes, las que se obtienen por mezcla de un aceite y un espesante, que generalmente es un jabón mineral, tal como el estearato de litio.

Elaboración de bases. Esquema clásico

La calidad de las bases lubricantes se degrada en la dirección parafínicos-nafténicos-aromáticos, lo que significa que la selección de cargas es un aspecto fundamental para lograr que la refinería produzca bases lubricantes en cantidad y calidad satisfactorias. Si se cuenta con un tren de elaboración tradicional, tal como el que describimos en la figura 8, se prefieren los crudos parafínicos o de base intermedia frente a los nafténicos. Sin embargo, es posible



Envasado de lubricantes

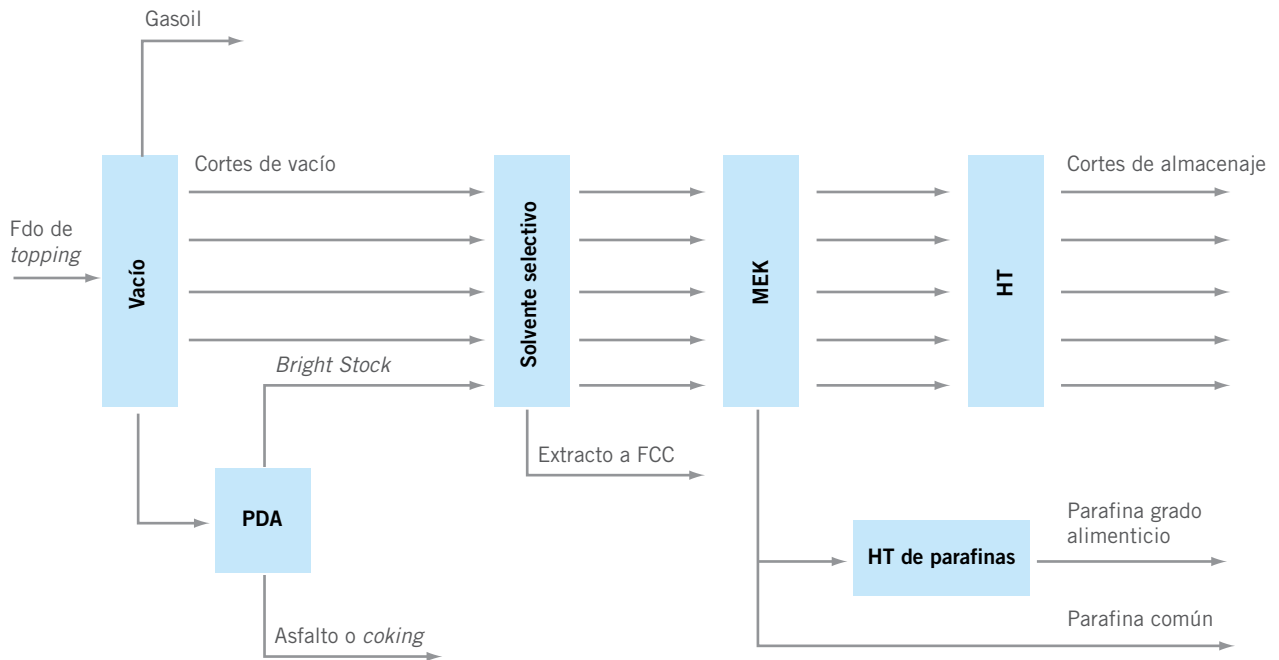


Figura 8. Tren tradicional de elaboración de lubricantes

independizarse de la naturaleza del crudo si se adopta la vía del *hydrocracking*, que permite producir bases de la más alta calidad.

El proceso tradicional consta del siguiente tren de unidades:

Destilación al vacío

La función de esta unidad es separar el residuo largo atmosférico en una serie de cortes, de los que el más liviano es gasoil, le sigue una serie de destilados de rango creciente de viscosidad, que se extraen lateralmente. El residuo de fondo constituirá la alimentación de la siguiente etapa del tren y los cortes laterales serán sometidos a posterior refinación.

El corte de gasoil es habitualmente enviado como carga al proceso de *cracking* catalítico, así como los cortes sobrantes, si los hubiera.

Desasfaltado con propano

Su función es separar el asfalto y las resinas del resto de los hidrocarburos presentes en el fondo de vacío, utilizándose para ello propano líquido como solvente selectivo. El aceite desasfaltado se conoce como *bright stock*, mientras que el asfalto separado puede destinarse a uso vial o como carga de *coker*.

Desaromatización con solventes

Las bases obtenidas en los pasos anteriores son tratadas en esta unidad para extraer con un solvente selectivo los hidrocarburos aromáticos y obtener un refinado con buen índice de viscosidad. El solvente utilizado es luego recuperado y el extracto aromático es comúnmente enviado a *cracking* catalítico.

Desparafinación con MEK

En esta unidad, las bases a tratar, previamente desaromatizadas, son enfriadas en condiciones controladas a lo largo de un tren de enfriamiento al que se adiciona incrementalmente una mezcla solvente a base de metil etil cetona (MEK) y tolueno. La parafina es separada por filtración en dos etapas. El aceite filtrado, desprovisto de parafina, es procesado para recuperar el solvente. La parafina proveniente del primer filtrado es una mezcla de parafina blanda y dura. Luego de diluirla con solvente se la filtra a mayor temperatura, lo que permite separar parafina dura.

Como resultado de este proceso mejora el punto de escurrimiento y la viscosidad de las bases tratadas. Según el tratamiento que se aplique posteriormente, la parafina puede llegar a ser de grado alimenticio.

Hidroterminado

Las bases refinadas son sometidas a un proceso de hidrogenación catalítica con el objeto de mejorar su resistencia a la oxidación y estabilidad. La carga es mezclada con hidrógeno y procesada a través de un lecho fijo de catalizador en condiciones moderadas de presión y temperatura. El color y la estabilidad del aceite van a depender de la severidad del tratamiento. El consumo de hidrógeno dependerá del tipo de carga y la calidad deseada en el producto final.

Hidrotratamiento de parafinas

Si se desea elaborar parafinas de grado alimenticio, es menester incorporar este tratamiento, de características similares al que se describió previamente.

Mezclado automático

En general, el mezclado y aditivado de lubricantes es un proceso en *batch*, totalmente automático que puede desarrollarse en



Blending de lubricantes

líneas paralelas. Por medio de un programa se controla que las relaciones de componentes se mantengan a lo largo del *batch*. El proceso de *blending* sigue la fórmula prescrita para cada producto, tanto en componentes base como en aditivos.

El *blending* tiene lugar en mezcladores con agitación y a su término se bombea el producto final a almacenamiento. Los aceites así almacenados pueden venderse a granel o ser enviados a la línea de envasado para su distribución final en tambores o bidones.

Solventes

Los solventes constituyen otra de las especialidades que pueden elaborarse en una refinería y se encuentran dentro del rango de ebullición de las naftas y querosenes. Se trata de cortes obtenidos por destilación que se emplean para fines específicos y existe una enorme variedad de ellos. En general, además del rango de ebullición, deben ser incoloros, con bajo contenido de hidrocarburos no saturados, libres de acidez y corrosividad.

Entre los solventes característicos y más conocidos podemos mencionar:

- corte 60-90,
- corte 100-130,
- aguarrás,
- *stoddard*,
- hexano,
- heptano.

La mayor parte de ellos se utiliza en la industria de las pinturas, barnices y ceras, salvo el hexano que también se emplea en la industria de la alimentación para extracción de aceites, junto con el ciclohexano; para este último uso deben poseer un alto grado de pureza a fin de asegurar la no contaminación de los aceites extraídos.

Resumen del capítulo

- La complejidad de las refinerías aumenta en función de las exigencias de los mercados que abastecen y la calidad de los crudos disponibles.
- Las refinerías de baja complejidad tienen menores costos de operación, pero agregan poco valor al crudo.

- Los esquemas de alta complejidad aportan una gran flexibilidad operativa, lo que permite procesar crudos de calidad variable y satisfacer mercados exigentes, tales como los de Europa y los Estados Unidos.
- El crudo producido por los yacimientos requiere ciertos tratamientos antes de ingresar al sistema de fraccionamiento de la refinería. El más importante es el desalado electrostático.
- Todos los productos que elabora una refinería, en mayor o menor medida, provienen de operaciones de mezclado de diferentes corrientes, operación que en la jerga petrolera se conoce como *blending*.
- Las refinerías hacen uso de los modelos de programación lineal para optimizar su funcionamiento.
- Los modelos son operados y mantenidos por la oficina de planificación.
- Además de los combustibles, las refinerías elaboran las especialidades, entre las cuales se encuentran los lubricantes y los solventes.
- Los lubricantes se formulan a partir de bases minerales y un paquete de aditivos que mejora las propiedades de lubricación.
- Los solventes, con particulares características, poseen diversos usos industriales, como elaboración de pinturas, barnices, ceras, extracción de aceites vegetales, etcétera.

Referencias

- (1) Craqueo catalítico fluidizado (FCC Fluid Catalytic Cracking).
- (2) Metil-terc-butil-éter.
- (3) Ter-amil-metil-éter.

Glosario del capítulo

Blending: operación de mezclado de diferentes corrientes de productos que elabora una refinería.

FCC: *fluid catalytic cracking* (craqueo catalítico en lecho fluido).

También suele usarse la sigla en inglés FCCU, *fluid catalytic cracker unit*.

Refinería de petróleo: instalación industrial que permite transformar el petróleo en derivados comercializables.

TAME: Ter-Amil-Metil-Éter.

Procesos de conversión

Osvaldo N. Alday

Aspectos técnicos, estratégicos y económicos de la refinación del petróleo



06 | Procesos de conversión

Lo único permanente en la vida es el cambio.

Heráclito; filósofo, siglo v a. C

La conversión y su importancia

Entre los procesos de refinación del petróleo se encuentran los llamados procesos de conversión, que son críticos en el esquema de elaboración, ya que impactan notablemente en los rendimientos finales de los distintos productos y, por lo tanto, en la ecuación económica de la refinería.

La evolución de la demanda

Para comprender mejor la importancia de la conversión, veamos cómo varió la demanda desde los albores de la industria del petróleo.

Cuando comenzó su desarrollo, a mediados del siglo XIX, la mayor parte del petróleo crudo era usado para la lubricación de las máquinas y como combustible en los incipientes alambiques y rudimentarias calderas de la época. Para ello se utilizaban las fracciones más pesadas y los sobrantes simplemente se quemaban en fosas destinadas a tal efecto.

A los pocos años, cuando se fueron reemplazando el aceite y la cera de procedencia animal para iluminación por el destilado que hoy conocemos como querosén la demanda de este derivado del petróleo aumentó.

A comienzos del siglo XX, con el advenimiento del automóvil, la nafta cobró importancia y pasó a ser el producto estrella.

Los nuevos yacimientos de petróleo con distintos rendimientos de cortes vírgenes también aportaban a los desbalances entre oferta de diferentes crudos y demanda de productos.

El éxito del motor diésel, las dos guerras mundiales, el uso de las turbinas para los aviones de reacción comerciales, fueron mar-

cando cambios en la demanda mundial, cuyas necesidades fueron a su vez satisfechas, principalmente, mediante el desarrollo de los procesos de conversión.

Función de la conversión

La función de los procesos de conversión es balancear los productos vírgenes pesados producidos por destilación primaria del petróleo crudo (fondos de la destilación atmosférica) y, en menor volumen, algunos subproductos o productos intermedios de los diferentes procesos, con la demanda que requiere el mercado.

De una manera simplificada, los procesos de conversión son básicamente operaciones de craqueo. Por tal se entiende convertir, mediante transformaciones químicas, moléculas comparativamente largas o pesadas (por su elevado peso molecular), en moléculas más cortas. La razón es que, en la mayoría de los crudos que se comercializan actualmente, los subproductos (o intermedios, como también se los llama) vírgenes pesados obtenidos por destilación al vacío del petróleo, son un porcentaje muy grande respecto de la demanda, comparados con las fracciones que se requieren para obtener naftas y combustibles diésel, que son lo que el mercado demanda en su mayor proporción.

Por ejemplo, a partir de los crudos de la Cuenca del Golfo de San Jorge se obtiene entre el 60 y el 65% de subproductos (o cortes) pesados, los llamados fondos, y sólo un tercio de cortes livianos (nafta, jet fuel, gasoil), mientras que la demanda de estos últimos supera el 75%.

Una característica de las fracciones pesadas es que son deficientes en hidrógeno comparadas con los hidrocarburos más livianos. El cuadro 1 muestra, para una serie de hidrocarburos, comenzando por el metano (que es el más hidrogenado de los derivados del carbono) el porcentaje en peso de hidrógeno de éstos. Puede apreciarse que a medida que aumenta el peso molecular (o rango de ebullición del corte), la relación entre hidrógeno y carbono (H/C) disminuye.

Dado que en el proceso de conversión de intermedios pesados a cortes más livianos se producen algunas corrientes cuya relación H/C es mayor que la alimentación, la transformación es posible mediante dos alternativas:

Metano	25 %	JP/Kero	14 %
LPG	17 %	Gasoil	13 %
Naftas	15 %	VGO/Residuo	11 %

Tabla 1. Porcentaje en peso de hidrógeno de los hidrocarburos



Equipos de conversión de la refinería de Luján de Cuyo

- eliminar carbono en forma concentrada (*slurry*/coque) para aumentar el porcentaje de hidrógeno en el resto de las corrientes,
- adicionar hidrógeno durante la misma transformación.

Tipos de procesos de conversión

Existen varios procesos de conversión de moléculas pesadas a livianas, llamados genéricamente “procesos de craqueo”, por adaptación de la palabra inglesa *cracking*, que significa, rotura, nos referiremos en este capítulo a los más comunes de ellos. Como la palabra lo indica, se trata de romper las moléculas pesadas (moléculas con más de 20, y hasta 50, átomos de carbono, con valores muy elevados, entre 250 y 700, de peso molecular) para transformarlas en moléculas más cortas que integrarán las mezclas que forman los destilados livianos.

Dichos procesos son: craqueo catalítico, craqueo térmico e hidrocrqueo. Por lo dicho anteriormente con respecto a la relación H/C, es importante minimizar la formación de metano y gases livianos, ya que éstos tienen un valor de mercado comparativamente bajo, mientras que su relación H/C es elevada, restándoselos a los cortes que buscan obtener.

Si bien el craqueo térmico fue el primer proceso de conversión usado en el cual las fracciones pesadas de la destilación primaria eran sometidas a la acción del calor para lograr su rotura en moléculas menores, el proceso hoy más difundido es el de craqueo catalítico fluido, y todas las refinerías de mediana o alta complejidad poseen al menos una planta de esta tipo. En el craqueo térmico la reacción es producida solamente por elevación de temperatura, mientras que en el craqueo catalítico interviene también la acción de un catalizador que, básicamente, mejora el proceso en cuanto a rendimiento de los productos respecto del primero.

Catalizadores

Más adelante en este capítulo nos extenderemos en el tema de los catalizadores específicos para el proceso de craqueo catalítico, pero de una manera simplificada, un catalizador es una sustancia que se agrega a un sistema de reacción, cuya función es facilitar y orientar las reacciones químicas y que, luego de completadas, re-

aparece sin alteraciones químicas. Facilita las reacciones en el sentido de que logra que requieran menor nivel térmico para producirse y las orienta de forma tal que, de las muchas reacciones que normalmente se producen en los sistemas reales, favorece aquellas que son deseables (las que dan los productos que se desean obtener) y minimiza las llamadas reacciones laterales o secundarias (que dan lugar a otros productos no buscados). Físicamente, la mayoría de los catalizadores usados en la industria del petróleo son sólidos de tamaños diferentes según su uso, por ejemplo, para craqueo catalítico fluido, se usan sólidos muy finamente divididos, casi como un talco, fácilmente transportable por una corriente gaseosa. En otros procesos, en cambio, pueden ser pastillas cilíndricas o esféricas de varios milímetros de tamaño.

Ciertas características importantes a tener en cuenta para la mayoría de los catalizadores sólidos, son:

- **Actividad:** es la capacidad de transformar la alimentación en otras sustancias, es decir, cuánta alimentación reacciona en determinadas condiciones de proceso para dar otros productos.
- **Selectividad:** es la cantidad de alimentación que se transforma en los productos buscados, por ejemplo un catalizador puede ser muy activo, pero dar una alta proporción de productos no buscados, de bajo valor comercial.
- **Estabilidad:** se refiere al mantenimiento de la actividad y la selectividad en el tiempo. Por diferentes razones, los catalizadores van perdiendo estas características y cuando sucede se denomina “desactivación”.
- **Desactivación:** es la pérdida de actividad y selectividad en un catalizador. Puede ser temporaria o permanente. En el primer caso, el fenómeno se produce, mayoritariamente, por deposición de sustancias carbonosas que impiden el acceso de los reactivos al catalizador. Las propiedades se recuperan mediante un proceso llamado “regeneración”, donde el carbón depositado se combustiona y elimina. En el segundo caso, en cambio, otros compuestos, usualmente metales, se depositan sobre centros activos del catalizador, lo que produce un envenenamiento (así se llama) que no puede recuperarse mediante un proceso regenerativo. Otro motivo de desactivación permanente son ciertos cambios estructurales debido a las temperaturas elevadas con las que se trabaja normalmente. Cuando se



Vista de la refinería La Plata

alcanza cierto grado de desactivación permanente del catalizador, éste debe reemplazarse por material nuevo.

- **Porosidad:** se mide por la superficie específica; se cuantifica en metros cuadrados de superficie interna por gramo de catalizador, y normalmente alcanza varios centenares (en apenas un gramo de catalizador, si desplegáramos íntegramente su superficie interna, alcanzaríamos la de un terreno de 300 o 400 m²). Esta elevada área lograda merced a la elevada porosidad del catalizador es vital para permitir el acceso de gran cantidad de reactivos.
- **Precio:** el costo de los catalizadores varía notablemente según el proceso de fabricación y su composición. En algunos casos tienen dispersados, dentro de los poros, metales preciosos como platino o renio, lo cual los hace más caros que los que sólo tienen una matriz sencilla o metales menos costosos.

Sistemas de reacción o reactores

El reactor es el lugar diseñado para que se produzcan las reacciones químicas. Dentro de los sistemas con catalizadores sólidos, básicamente hay tres tipos de sistemas de reacción:

- **Reactores de lecho fijo:** se trata de recipientes cilíndricos o esféricos dentro de los cuales está depositado el catalizador, sobre soportes especialmente diseñados para evitar movimientos del lecho, lograr una buena distribución del flujo, evitar canalizaciones y minimizar el desgaste mecánico del catalizador mismo, entre otras cosas. Las pastillas de catalizador están en contacto unas con otras. El flujo de reactivos, normalmente en forma descendente, ingresa por la parte superior y las reacciones se producen a medida que la masa de hidrocarburos avanza a lo largo del lecho.
- **Reactores de lecho móvil:** en éstos, el diseño es de tal forma que el catalizador se desplaza a lo largo del sistema de reacción, junto con la corriente de hidrocarburos o en sentido contrario. La intención es que haya un flujo continuo del catalizador: ingresa al reactor el catalizador fresco y sale usado, que se regenera en forma continua y se recicla a los reactores. Con esto se logra mantener siempre el catalizador en óptimo estado dentro del sistema de reacción. Aquí también las pastillas de catalizador están en íntimo contacto unas con otras.
- **Reactores en lecho fluido:** en estos sistemas, el catalizador se mantiene en suspensión, es decir, fluidizado mediante los gases

que participan de la reacción. La granulometría del catalizador es mucho menor que en los casos anteriores y las partículas se encuentran suspendidas en el gas, fluyendo con él. Aquí también el propósito es mantener en el sistema de reacción el catalizador en óptimo estado mediante el retiro continuo del catalizador agotado y la introducción del catalizador regenerado.

Volviendo al craqueo térmico, cabe destacar que el proceso hoy en uso es el llamado coqueo retardado (*delayed coker*), muy común para la destrucción de fondos pesados, es decir, para el procesamiento del residuo de destilación al vacío. Este proceso también será descrito en el presente capítulo.

Típicamente, como vimos en el capítulo previo, cuando operan para producir combustibles, las refinerías separan el fondo de la torre atmosférica, vía destilación al vacío, en dos corrientes: gasoil de vacío y residuo o fondo de vacío (también llamado *pitch* o asfalto). El objetivo es destinar cada una de estas fracciones al proceso de conversión más adecuado para obtener cortes que formarán los productos demandados por el mercado.

El proceso de craqueo catalítico

Recordemos que el objetivo básico de una unidad de craqueo catalítico es convertir cortes pesados, provenientes en su mayoría de la destilación al vacío, en nafta y diésel, llamados “catalíticos”, por haber sido producidos en esta unidad.

La primera unidad comercial de craqueo catalítico fue diseñada por Houdry Process Corporation, y fue puesta en operación en 1936 por la Socony-Vacuum Oil Company, utilizando un sistema de reactores de lecho fijo. El inconveniente principal de este tipo de sistema de reacción fue que el catalizador se desactivaba muy rápidamente por deposición de materiales carbonáceos, lo cual requería un complejo sistema de regeneración del catalizador.

Este problema fue solucionado pocos años después, en 1942, con la puesta en marcha en la refinería de Bayway (Estados Unidos) del llamado craqueo catalítico fluido, en el cual el catalizador circula continuamente entre dos recipientes, llamados “reactor” y “regenerador”, cuyas funciones veremos a continuación.

Durante el proceso en cuestión ocurre una serie de fenómenos, entre los que, para una mejor comprensión, merecen citarse:



Planta de craqueo catalítico en lecho fluido (FCC)

- **Formación de coque:** dado que en el sistema no hay agregado de hidrógeno, a medida que las moléculas reaccionan hay cierta formación de sustancias carbonáceas, que se depositan sobre el catalizador.
- **Formación de olefinas:** cuando las grandes moléculas reaccionan, por el déficit de hidrógeno mencionado, muchos compuestos formados son de tipo olefínico.
- **Formación de un rango completo de hidrocarburos:** si bien el objetivo primario es producir naftas y diésel, debido a que los catalizadores no son 100% efectivos, se forman, además, moléculas, que van desde el gas metano hasta productos de fondo (residuo) más concentrados en su relación C/H que la propia alimentación.

Si bien las distintas licenciadoras de procesos de craqueo catalítico presentan diferencias en sus diseños, en todas las unidades podemos distinguir, simplificado, tres partes: el sistema de alimentación y reacción, el regenerador y el fraccionador principal.

1) Sistema de alimentación y reacción. Esta parte es el corazón del proceso. Básicamente consiste en un precalentamiento de la carga, un sistema de alimentación al reactor, cuidadosamente diseñado, donde esta alimentación se mezcla con catalizador y vapor de agua. Esta mezcla íntima, a temperatura elevada, en estado gaseoso y en presencia del catalizador, hace que las reacciones tengan lugar en apenas segundos, en dicha parte del sistema. A continuación, en sentido vertical y hacia arriba, se encuentra la cámara de separación, de gran volumen, donde se produce la separación entre los hidrocarburos gaseosos, producto de la reacción y el catalizador. En los diseños de hace unas décadas se llamaba a esta cámara “reactor”, por cuanto la mayor parte de las reacciones se producían en ella. Los nuevos diseños sólo usan esta cámara para separación, pero, por costumbre, sigue llamándose reactor a este equipo.

La temperatura de operación en el reactor (cámara de reacción/separación) es de aproximadamente 500 °C. La separación entre catalizador e hidrocarburos gaseosos se produce, en primer lugar, por reducción de la velocidad en la cámara, debido a su gran diámetro y, en segundo lugar, por pasaje de la corriente a través de ciclones, que le imparte un movimiento centrífugo que completa la

separación entre gases y sólido (catalizador). El sólido, más pesado que los gases, es colectado en la parte inferior de la cámara, mientras los hidrocarburos gaseosos, separados del catalizador, ascienden a la parte superior y son enviados al fraccionador principal. La figura 1 muestra de forma esquemática lo descrito en este párrafo.

El catalizador para craqueo catalítico fue, en sus inicios, arcilla natural de base de sílice-alúmina, pero hoy los catalizadores son sintéticos llamados “zeolitas”. Una de las características más importantes de estos sólidos pulverulentos es que fluyen casi como si fueran un líquido y, además, permiten ser arrastrados si están íntimamente mezclados en una corriente gaseosa. Esta propiedad es sumamente importante, pues permite la circulación continua del catalizador entre el sistema de reacción y el regenerador, que ha dado el nombre genérico a estas unidades de “craqueo catalítico fluido” (FCCU, por sus iniciales en inglés, *Fluid Catalytic Cracker Unit*). Otra característica de relevancia que se logra al elaborar estos catalizadores sintéticos es que tanto la distribución de los tamaños de los poros como la de los metales que forman los centros activos son logrados de modo muy preciso, dota al catalizador de la buscada propiedad de promover las reacciones deseadas y frenar las secundarias. En la actualidad, la tecnología de fabricación de catalizadores permite que éstos sean diseñados para obtener nafta catalítica de alto octanaje, olefinas livianas, máxima producción de diésel, entre otras cosas.

2) El regenerador. Algunas reacciones no deseadas que se producen durante el proceso de craqueo terminan depositando coque sobre la superficie del catalizador. Este material actúa como una barrera para el acceso de las moléculas que deben reaccionar, produce la llamada desactivación del catalizador y reduce su capacidad de promover las reacciones buscadas. El catalizador en este estado se llama “catalizador gastado”. Para eliminar el carbón depositado sobre el catalizador, éste fluye, luego de separado de los gases de reacción según vimos más arriba, al regenerador. Este equipo también es un recipiente de grandes dimensiones, similar a la cámara de reacción/separación. El catalizador gastado es puesto en íntimo contacto con una corriente de aire y, debido a la temperatura, se produce una reacción de combustión en la superficie del catalizador, por la

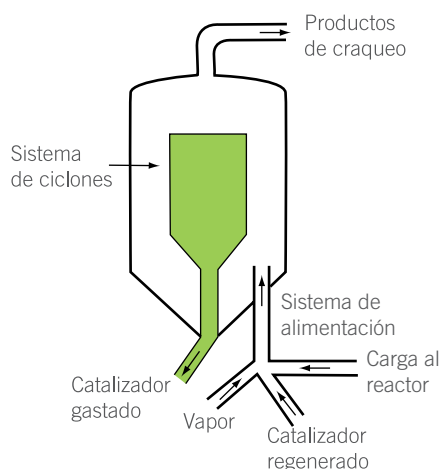
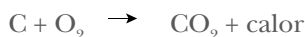


Figura 1

cual el carbón junto al oxígeno del aire producen dióxido de carbono, con gran desprendimiento de calor:



Parte del calor es absorbido por el gas de la combustión y parte por el catalizador, el cual, luego de quemado el carbón que se había depositado en su superficie, pasa a llamarse “catalizador regenerado”. La temperatura de operación en el regenerador es de aproximadamente 700 °C.

El regenerador tiene en su interior un sistema de ciclones similar a la cámara de reacción/separación, para separar el catalizador regenerado del gas de combustión. Este último, que además de dióxido de carbono tiene otros gases como vapor de agua, monóxido de carbono, compuestos azufrados y arrastre de finos del catalizador que no llegan a separar los ciclones entre otros, sale por la parte superior del regenerador. De allí, usualmente pasa por algún sistema de recuperación de calor para ahorro de energía y sistemas de separación adicionales de polvo de catalizador, antes de ser enviado a una chimenea.

El catalizador regenerado es reciclado al sistema de alimentación/reacción, continuando con su objetivo de promover las reacciones en éste, contactando nuevamente alimentación fresca. Dado que el catalizador también se calienta con la producción de calor por la reacción de combustión, vuelve del regenerador con alta temperatura, que es necesaria para promover las reacciones de craqueo en el reactor. De esta forma el catalizador circula en forma continua entre ambos recipientes. En la figura 2 vemos el esquema correspondiente al regenerador y las corrientes asociadas.

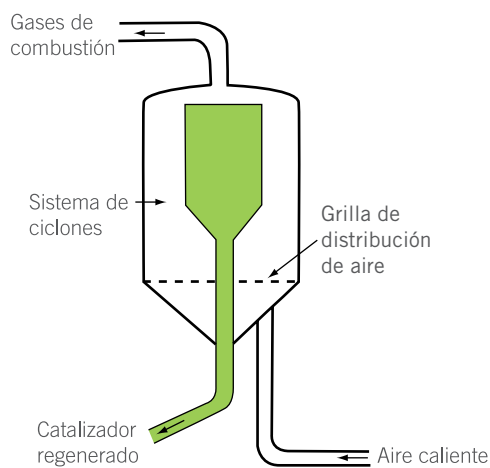


Figura 2

3) Fraccionador principal. Los productos gaseosos que abandonan el reactor, luego de la separación del catalizador, son dirigidos a una columna fraccionadora, parte integrante de la unidad de craqueo. El mismo separa las siguientes fracciones: gases con cuatro átomos de carbono o menos, nafta catalítica, diésel catalítico, corriente de reciclo (que es un diésel pesado de rango de destilación similar a la alimentación) y producto de fondo de la fraccionadora (producto pesado de alta relación carbono/hidrógeno o C/H). Esta configuración puede variar

ligeramente de una planta a otra, pero conceptualmente todas trabajan de forma similar.

La corriente de fondo (conocida con el nombre de *slurry*) puede ser materia prima petroquímica para producir negro de humo o mezclarse con otras corrientes para producir fueloil.

La corriente de reciclo es normalmente enviada de vuelta al sistema de reacción (o sea reciclada, de allí su nombre) o bien usada en algún proceso de mezcla para producir combustibles tipo fueloil, o enviada a otra unidad de conversión como la de coqueo o de hidrocraqueo.

El corte de diésel puede ser usado directamente para producir combustibles de este tipo o tratado con hidrógeno (ver capítulo 7) para mejorar su calidad y producir combustibles diésel de bajo azufre.

La nafta catalítica es uno de los componentes más importantes en el *pool*, por su gran volumen, e integra la mayoría de las naftas que se producen.

La corriente gaseosa que sale del fraccionador tiene hidrocarburos livianos que van desde metano (CH_4) hasta pentanos (con cinco átomos de carbono) tanto saturados (hidrocarburos parafínicos) como insaturados (olefinas). También aparecen en esta corriente otros gases no hidrocarburos tales como hidrógeno (H_2) y sulfuro de hidrógeno. Estos gases, son comprimidos, parcialmente licuados y separados en un sistema de absorción y fraccionamiento, que usualmente produce las siguientes corrientes: gases no condensables a temperatura ambiente (hidrógeno, metano, etano, etc.), propano y propileno (parafinas y olefinas de tres átomos de carbono), butanos y butilenos (parafinas y olefinas de cuatro átomos de carbono), componentes del gas licuado de petróleo (GLP).

Si no se realiza una separación ulterior, la primera corriente se envía al sistema de gas combustible de la refinería para ser usado en hornos y calderas. En refinerías de alta complejidad, asociadas a unidades petroquímicas, este gas residual puede ser separado en otros componentes que lo forman, como por ejemplo etano o etileno.

Las otras dos corrientes, a su vez, pueden ser usadas en otros procesos de la propia refinería para aumentar la producción de naftas (ver capítulo 7), como materia prima petroquímica (ver

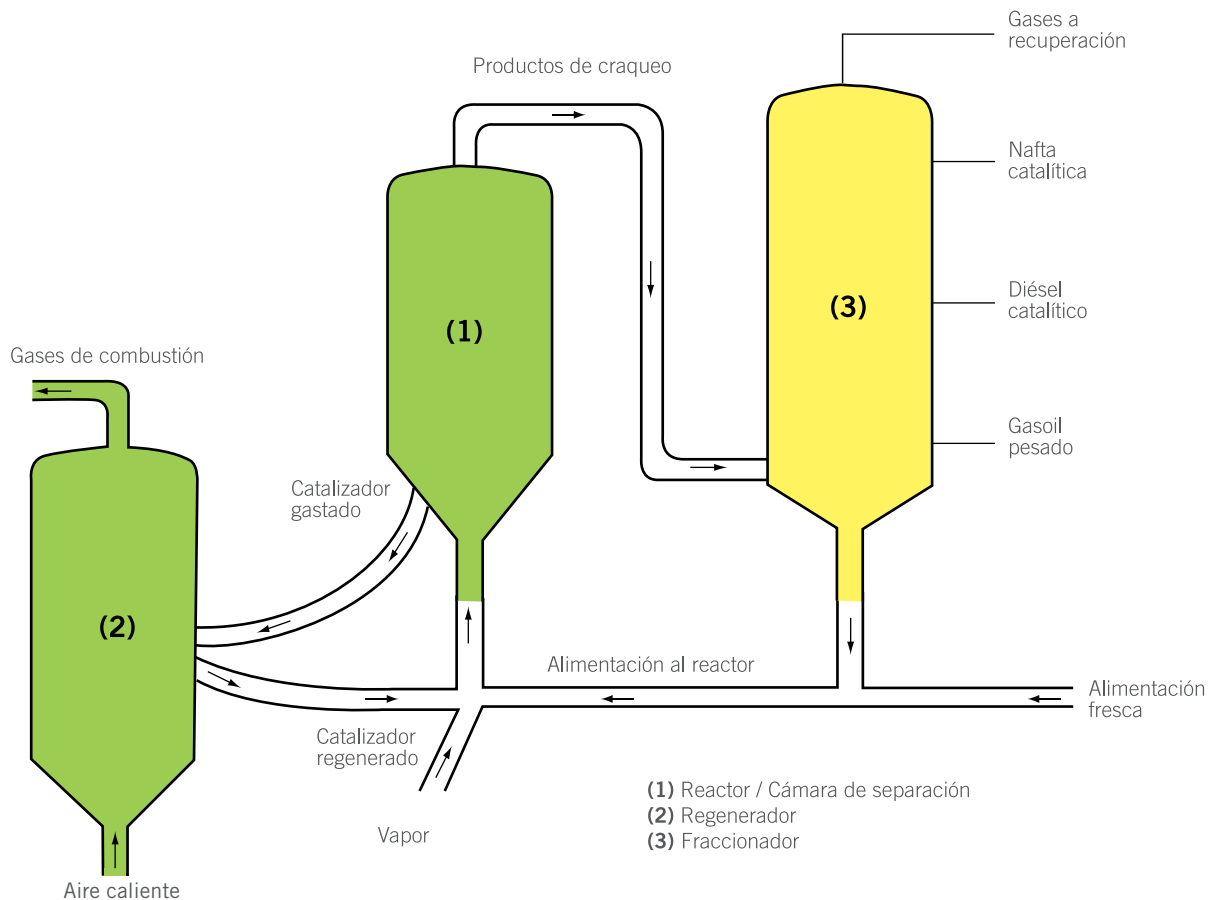


Figura 3

capítulo 10) o envasado como gas licuado de petróleo (GLP). Este esquema se repite también para los otros procesos mencionados en el capítulo.

Rendimientos

El rendimiento de los diferentes productos de una unidad de craqueo catalítico fluido varía en función de varios parámetros, como el diseño de la unidad, el tipo de catalizador, la calidad de la alimentación y otras variables operativas como temperatura de reacción, caudal de alimentación, circulación de catalizador, punto de corte entre nafta y diésel, entre otras. Pero, en general, como lo que se busca es aumentar la producción de naftas y diésel a partir de destilados más pesados, damos a continuación un par de rendimientos típicos, en función de que se busque maximizar uno u otro producto.

Productos (*)	Máxima nafta (%vol.)	Máximo diésel (%vol.)
GLP	25	12
Nafta	60	36
Diésel	15	46
Fondos	7	8

Cuadro 2

(*) No están incluidos ni el gas residual de refinería ni el coque depositado o quemado sobre el catalizador

Craqueo térmico

Como comentamos al inicio de este capítulo, a principios del siglo pasado comenzó a producirse un desbalance entre los requerimientos de productos livianos (nafta y querosén) respecto de los productos pesados. El craqueo térmico fue el primer intento exitoso en la época para solucionar el problema, se obtenían a partir de éste, destilados medios, una nafta de calidad pobre y algo de gases, lo que ayudaba a solucionar los desbalances mencionados.

A partir de los 400 °C, comienza la rotura (o craqueo) de las moléculas más complejas del petróleo, que se encuentran mayormente en los cortes pesados, lo cual, como vimos, da origen a la destilación al vacío, para minimizar el depósito de productos carbonosos en el sistema de destilación primario. En el craqueo térmico, el proceso fue diseñado, justamente, para promover estas reacciones sólo mediante la acción de temperatura.

En estas unidades, la alimentación, usualmente el fondo de la torre atmosférica, es calentada en un horno a temperaturas que varían entre 500 y 550 °C y a una presión de 10 atm. El tiempo de residencia en el horno es corto para evitar el craqueo y la deposición de carbón en los tubos de éste, de manera de poder mantener una operación estable durante un período de tiempo prolongado. La corriente calentada es enviada a un reactor donde se permite, ahora sí, que la reacción de craqueo progrese dándole tiempo de residencia en él. El producto del reactor es luego enviado a una cámara de enfriamiento y separación primaria para detener la reacción cuando ha alcanzado la conversión deseada. En esta cámara, donde la presión es reducida, los productos livianos salen por la parte superior en forma de gases y se envían a un fraccionador.

El fondo de la cámara de separación es enfriado y reciclado con la salida del reactor y una parte es usada para producir fueloil. En el fraccionador se separan, por cabeza los gases (butano y otros más livianos), la nafta liviana (llamada gasolina), una nafta más pesada, diésel y un producto de fondo. Los gases usualmente se envían al sistema de recuperación, del mismo modo que los del fraccionador del FCCU. La gasolina es usada para formular naftas comerciales o hidrocraqueada para producción de olefinas. La nafta puede ser usada en forma directa para integrar el *pool* de naftas, pero dada su baja calidad normalmente se la reprocesa (hidrogenación y reformación) para mejorar sus características. Algo

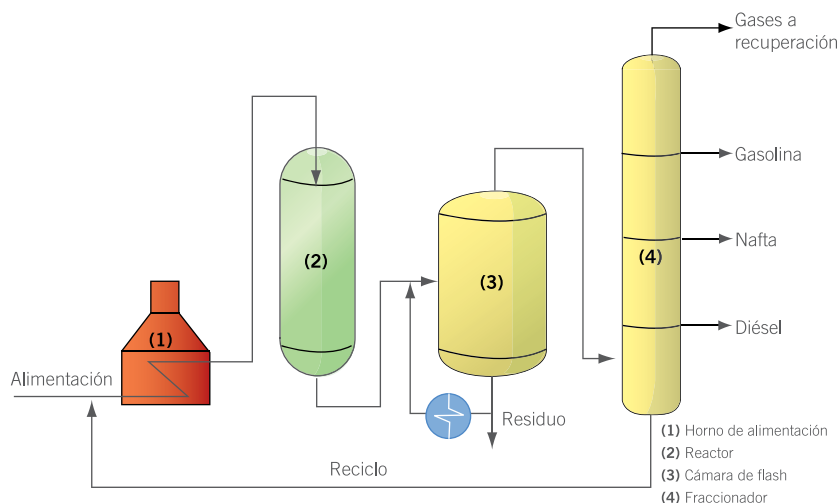


Figura 4

similar ocurre con el diésel, que puede ser usado en forma directa o tratado en una planta de hidrogenación para mejorar sus cualidades y obtener un producto de mayor valor.

Finalmente, el fondo, de características similares al producto de fondo de la cámara de separación puede ser enviado para producir fueloil o reciclado al horno para aumentar su conversión.

La figura 4 muestra esquemáticamente el proceso descrito.

Existe un proceso de características similares llamado “reductor de viscosidad” (conocido como *visbreaker*), cuya función principal es obtener fueloil a partir de la alimentación. Su costo de construcción es menor, pero también es menor el valor de la mezcla de productos obtenidos. Este tipo de plantas actualmente no se construye, pero todavía hay unidades en operación.

Proceso de coqueo

El proceso de coqueo, llamado “coqueo retardado o demorado”, es también un craqueo térmico. La diferencia con el mencionado arriba es que el tiempo de residencia en las cámaras de reacción, una vez llevada la alimentación a la temperatura adecuada, es considerablemente más grande. Esto genera una configuración de la planta diferente y a una distribución de productos también distinta. Debido a una mayor severidad en la operación, aparece como uno de los productos de la planta, el coque, también llamado “carbón residual de petróleo”.

Para comprender la operación de este proceso podemos considerar a la planta dividida en tres partes: el horno de calentamiento de la carga, las cámaras de coque, y el fraccionador. En la figura 5 podemos observar el diagrama de flujo simplificado de una unidad de coqueo típica. El proceso es semicontinuo. Una parte de él, las cámaras de coque y sus sistemas asociados, opera en forma alternada, mientras que el horno y la parte de separación lo hacen en forma continua.

Horno de calentamiento

En este equipo, una mezcla de alimentación fresca y producto de reciclo, es calentada rápidamente a una temperatura de aproximadamente 500 °C para que se produzcan las reacciones buscadas. Para evitar la formación de coque en los tubos del horno, que fue uno de los problemas que debió enfrentarse en los inicios del desarrollo de esta tecnología, se utilizan altas velocidades, cortos tiempos de residencia, preciso control del perfil de calentamiento y de las temperaturas, e inyección de vapor. Además, los tubos son de diámetro comparativamente pequeño para lograr una eficiente transferencia de calor.

Cámaras de coqueo

Es en estos recipientes, térmicamente aislados y de grandes dimensiones, donde se producen las reacciones químicas. Éstas ocurren al darles tiempo de residencia a la misma temperatura de salida del horno. Las unidades disponen de dos o más cámaras de coqueo, que operan en forma alternada. En el caso de unidades con dos cámaras, una de ellas recibe la alimentación proveniente del horno por la parte inferior y en la misma se va formando coque (producto sólido), de características porosas tales que no taponan la cámara, sino que permite el paso de la alimentación que va fluyendo hacia arriba. Además del coque, se forman productos más livianos que van desde metano (CH_4 , el más liviano de los hidrocarburos), y otros gases, pasando por nafta, diésel, y productos más pesados que se reciclan o se envían a otras plantas de conversión. Parte de estos productos pesados quedan retenidos en la masa de coque y continúan reaccionando para dar más productos livianos y aumentar la producción de coque. Cuando la misma se ha llenado hasta una altura determinada por el diseño de la unidad, la alimentación es cambiada a la otra cámara que debe estar libre y precalentada.



Planta de coqueo retardado



Planta de coqueo retardado

Mientras una cámara opera como reactor, recibiendo la alimentación calentada en el horno y dándole tiempo de residencia para las reacciones, la otra cámara de coque está en el proceso de retiro de carbón. Primero se hace un pasaje de vapor para eliminar hidrocarburos adsorbidos en la masa de coque y luego se hace un enfriamiento con agua, que se drena por la parte inferior y se recupera para reciclarla al proceso. A continuación, utilizando una mecha de perforación y de corte con agua a alta presión, la masa de coque es disgregada en trozos discretos, y descargada por el fondo de la cámara. Estos trozos de carbón, a través de tolvas, son descargados al lugar de almacenamiento. Finalmente, la cámara queda vacía y es precalentada con vapor de agua o algún gas de combustión. Queda, entonces, lista para recibir el producto e iniciar un nuevo ciclo. Al comenzar un nuevo ciclo la alimentación es desviada a través de un sistema muy elaborado de válvulas de la cámara en operación a la que está vacía. Cada ciclo completo de llenado y vaciado típico dura entre 24 y 48 horas.

Fraccionador

Los gases que salen por la parte superior de la cámara en operación son inmediatamente enfriados para evitar que continúen las reacciones, lo cual es indeseable que ocurra en la torre fraccionadora pues produciría taponamientos. El enfriamiento hace que parte de los gases condensen y la mezcla de líquido y vapor sea enviada al fraccionador. En éste se separan, por el tope, gases y gases condensables y, en diferentes puntos del fraccionador, nafta liviana (gasolina), nafta más pesada, diésel y el producto de fondo, que normalmente es reciclado al horno para su conversión total. En el fondo de la torre también se recibe la alimentación fresca, que es enviada al horno junto con el reciclo, como se describió al referirnos a esta parte de la planta.

Rendimientos

El proceso de coqueo logra la eliminación completa del residuo de vacío y produce aproximadamente un 30% de carbón residual de petróleo. La nafta y el diésel son normalmente hidrofinados para reducir los compuestos inestables, lo que mejora su calidad. Veamos una distribución porcentual típica de productos

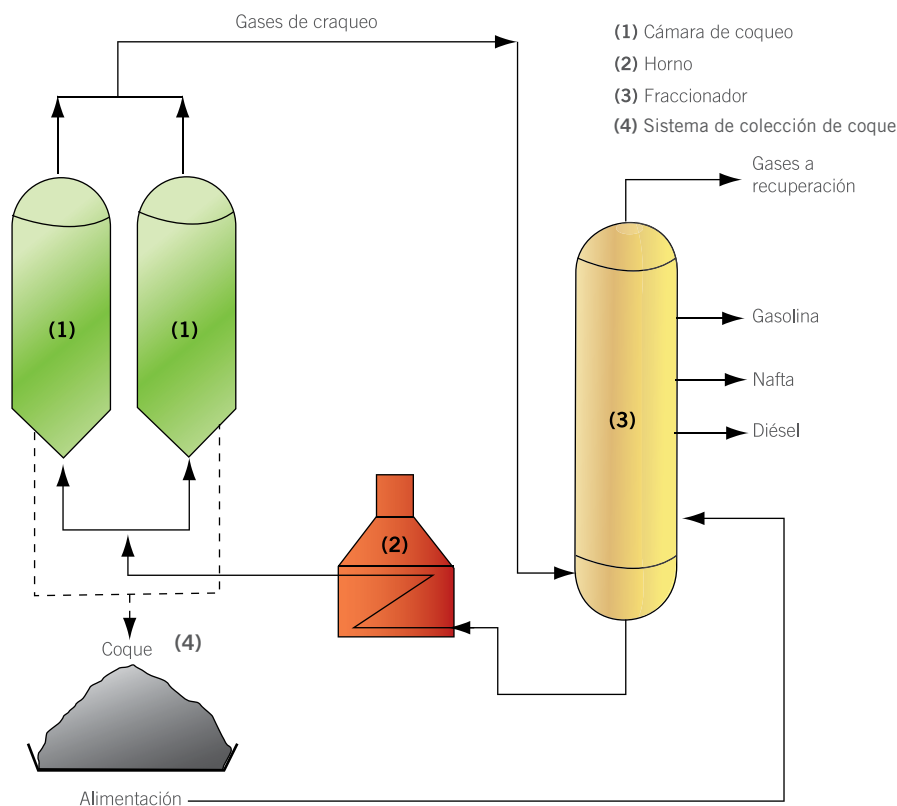


Figura 5

respecto de la alimentación. Cabe destacar que, como en la mayoría de los procesos de conversión, el rendimiento volumétrico es mayor de 100%:

La calidad del coque producido determina su precio y, por lo tanto, afecta significativamente la rentabilidad de la planta. La calidad depende principalmente de las características de la alimentación y de la temperatura y perfil de calentamiento en el horno. Entre los parámetros más importantes relacionados con la calidad podemos citar el contenido de azufre, el material volátil remanente, los metales (vanadio, níquel, silicio) o la dureza. Algunos de los destinos más comunes del coque producido, dependiendo de sus características, son como combustible para hornos de cemento, para plantas termoeléctricas donde se lo mezcla con carbón mineral, para producción de carburos, para electrodos usados en la industria de aluminio y para la producción de ciertos aceros especiales.

Gases C ₄ y más livianos	0,20 a 0,25 %
Nafta (liviana y pesada)	0,22 a 0,26 %
Diésel	0,45 a 0,50 %
Coque	0,30 %

Cuadro 3. Distribución porcentual típica de productos respecto de la alimentación

Hidrocraqueo

Este proceso es más reciente que los mencionados hasta ahora. Se trata, además, de un proceso más flexible que los vistos, ya que puede procesar diferentes tipos de cargas y producir un amplio rango de productos de muy buena calidad sin generar residuos pesados o coque. Su contrapartida es que el costo de instalación es mayor que los anteriores, requiere disponer de una importante cantidad de hidrógeno y su costo operativo es también superior.

Es su concepción básica se trata de un craqueo catalítico en presencia de hidrógeno, lo que permite el procesamiento de diferentes alimentaciones provenientes de destilación primaria o reciclos de otras unidades de conversión como FCCU o coqueo. La atmósfera de alta presión parcial de hidrógeno en presencia de catalizador elimina muchos de los compuestos que reducen la calidad de los destilados, produce entonces cortes de alto valor para la refinería.

El proceso

Para lograr que se produzcan las reacciones de hidrocraqueo, es decir, craqueo de moléculas e hidrogenación, el proceso utiliza catalizadores sólidos con base de alúmina y sulfuros metálicos (de cobalto, molibdeno o níquel, o combinaciones de ellos). A diferencia del proceso de craqueo catalítico fluido, el catalizador se encuentra en reactores de lecho fijo en vez de estar circulando como en el primero. El sistema de reacción trabaja a temperaturas de entre 350 a 400 °C y presiones cercanas a 150 atm, esto hace que los espesores de pared de los recipientes (reactores y separadores) lleguen a valores tan altos como 150 mm. Típicamente, como se observa en el esquema de la figura 6, el sistema de reacción consta de dos reactores en serie. Las reacciones de craqueo son endotérmicas (absorben calor en el proceso de transformación), mientras que las de hidrogenación son exotérmicas (liberan calor). Las reacciones de craqueo producen olefinas que son rápidamente saturadas con hidrógeno en las condiciones del proceso.

En el primer reactor, aproximadamente la mitad de la alimentación, es decir, la fracción compuesta por las moléculas más fácilmente convertibles, se craquea a productos dentro del rango de ebullición de la nafta (PFE de aproximadamente 200 °C). A la salida del reactor de primera etapa, la corriente efluente es enfriada,

GLP (C3/C4)	15
(Naftas (liviana y pesada)	70
Jet fuel	10
Diésel liviano	25

Cuadro 4. Rendimientos típicos de operaciones intermedias expresados en porcentajes volumétricos

Rendimientos

Una característica muy apreciada del proceso de hidrocrackeo, además de la calidad de los productos, es su ganancia volumétrica. Este efecto se produce debido a que las densidades de los productos son menores que la densidad de la alimentación lo que genera más “litros” de los que ingresan a la planta por la corriente a craquear.

En el cuadro 4 se muestra un conjunto de rendimientos típicos para una operación intermedia (producción de naftas y diésel) expresado en porcentaje volumétrico respecto de la alimentación (no se incluyeron la producción de gases livianos ni el consumo de hidrógeno).

Procesos de coqueado en lecho fluido

Existen procesos de coqueado totalmente continuos para conversión de fondos llamados genéricamente “*fluid coking*”, a diferencia del proceso de coqueado retardado que es semicontinuo. En éstos el coque que se forma circula como finos granos de manera parecida a como lo hace el catalizador en los procesos de craqueo catalítico. De esta forma, el esquema básico del proceso es similar al de un FCCU, con dos recipientes que operan en lecho fluido: el reactor y la cámara de combustión, con partículas de coque fluidizadas que circulan entre ellos. El fondo de la torre de vacío (residuo de vacío/*pitch*) es inyectado a través de múltiples toberas en el reactor, donde craquea a un amplio rango de productos que están vaporizados a la temperatura de reacción y con formación de coque que se deposita sobre las partículas de carbón que se encuentran circulando entre los recipientes. Los productos gaseosos formados en el reactor, que opera a temperaturas del orden de 500 °C, son condensados y separados por fraccionamiento en forma similar a lo indicado en los procesos descritos en este capítulo. La energía requerida para las reacciones de craqueo es suministrada por el carbón fluidizado caliente proveniente de la cámara de combustión, donde parte del coque formado ha sido quemado con aire para suministrar este calor requerido. Una cierta cantidad de carbón es retirada en forma continua desde la cámara de combustión, como producción neta de coque. El carbón producido en el proceso es no poroso, redondeado y de una granulometría similar a la de la arena. Tanto los hidrocarburos gaseosos que salen del reactor como los

gases de combustión que abandonan la cámara respectiva pasan por un sistema de ciclones para eliminar el arrastre de sólidos.

Otro proceso de coqueo en fase fluida es el *flexicoker*, que produce en un reactor prácticamente los mismos productos que el *fluid coking* o coqueo en lecho fluido, pero reemplaza la cámara de combustión por un sistema de gasificación, en el cual parte del material bituminoso depositado sobre el carbón que circula es craqueado térmicamente a gases livianos y más coque. A su vez, parte del coque es quemado con aire separadamente a gases de combustión. Esta reacción exotérmica produce la energía requerida para las reacciones endotérmicas de craqueo. El gas residual producido en el sistema de gasificación es tratado para eliminar impurezas y su poder calorífico es aprovechado para la producción de energía en hornos o calderas. La característica distintiva de este proceso es que no hay prácticamente producción neta de carbón; en su lugar se produce el gas residual comentado.

Estos procesos de coqueo en fase fluida, y algunas de sus variantes, no han tenido tanta aceptación por parte de los refinadores a nivel mundial como el coque retardado ya mencionado.

La siguiente tabla muestra una comparación entre las principales características de los tres procesos de coqueo mencionados.

Proceso	Coqueo retardado	Coqueo en lecho fluido	<i>Flexicoking</i>
Tipo	Semicontinuo	Continuo/lecho fluido	Continuo/lecho fluido
Rendimientos (% peso)			
• Gases	11	12	35
• Nafta	12	11	11
• Destilados	42	47	47
• Coque	35	23	---
Calidad coque	Alta	Baja	---
Inversión comparada	Base	Alta	Alta

Cuadro 5. Tipos de proceso de coqueo

Situación en la Argentina

Los procesos de conversión elegidos por los refinadores en la Argentina coinciden con los más típicos a nivel mundial: craqueo catalítico fluido (FCCU) y coqueo térmico (DC). Adicionalmente, la Refinería R-YPF en Luján de Cuyo incorporó una planta de hidro craqueo catalítico (HYCK). En la tabla siguiente se indican, para las cinco refinerías mayores, que concentran casi el 100% de

la capacidad de conversión del país, los tipos y número de unidades en cada una de ellas.

Refinería	ESSO Campana	Petrobras B. Blanca	R-YPF La Plata	R-YPF L. de Cuyo	Shell Dock Sud
FCCU	1	1	2	2	1
DC	1	---	2	2	1
HYCK	---	---	---	1	---

Cuadro 6. Capacidad de conversión de las mayores refinerías argentinas

La capacidad de conversión instalada en el país es importante. Cabe destacar que la inversión en una planta nueva de cualquiera de las mencionadas arriba supera la centena de millones de dólares; dependiendo de la capacidad, complejidad e interrelación, la inversión total puede ser de varios cientos de millones de dólares. Debe tenerse en cuenta que no se trata solamente de la instalación de la planta en sí, sino también de la interrelación con el resto de la refinería, la mayor demanda de energía eléctrica, de vapor, de servicios de otros tipos, como la ampliación de la red de lucha contra incendios, de nuevos tanques de almacenamiento, de unidades adicionales para la protección del medio ambiente (o ampliación de las existentes), etc. Dado que la industria de refinación se caracteriza por ser de capital intensivo, las inversiones se proyectan a largo plazo, por ello es muy importante definir y mantener las reglamentaciones que preserven la rentabilidad de alguna forma, por cuanto en caso contrario se pospondrían estas cuantiosas inversiones por falta de un horizonte definido, o peor aún, la permanencia de los actores sería difícil de mantenerse.

Resumen del capítulo

- La función de los procesos de conversión es balancear la oferta de productos elaborados por la refinería con los requerimientos del mercado.
- La conversión de los residuos pesados se lleva a cabo a través de distintas tecnologías que incluyen procesos de craqueo catalítico y/o craqueo térmico de los mismos.
- Los procesos de hidro craqueo, permiten procesar diferentes tipos de cargas y elaborar a partir de ellas, productos de muy buena calidad.
- Argentina cuenta con una importante capacidad de conversión instalada en las principales refinerías del país.

- La inversión asociada a una nueva planta de conversión, en cualquiera de las tecnologías que se adopte y las facilidades complementarias asociadas (aumento de la demanda de energía eléctrica, vapor, servicios generales, almacenamiento, etc.) es de varios cientos de millones de dólares.

Glosario del capítulo

Actividad (de un catalizador): propiedad que mide en un sistema de reacción cuánto se transforma de reactivos a productos.

Catalizador: sustancia que se agrega a un sistema de reacción para facilitar el proceso y hacerlo más selectivo.

Conversión: procesos químicos que transforman ciertas fracciones del petróleo (usualmente de elevado peso molecular) en otras de mayor valor comercial.

Coqueo: proceso de conversión en el cual uno de los productos es coque, también llamado carbón residual de petróleo (CRP).

Cortes vírgenes: fracciones obtenidas por destilación primaria del petróleo crudo (atmosférica o de vacío).

Craqueo: proceso químico en el cual las moléculas se cortan y se obtienen productos de menor peso molecular.

Craqueo catalítico: proceso de craqueo con la participación de un catalizador.

Craqueo térmico: proceso de craqueo en el cual las reacciones químicas son promovidas sólo por temperatura.

Desactivación (de un catalizador): pérdida de actividad y selectividad debida a la deposición de sustancias carbonosas o de otro tipo, o cambios en la estructura de un catalizador como consecuencia del uso.

Estabilidad (de un catalizador): propiedad que mide cuánto se mantienen, en el tiempo, la actividad y la selectividad.

Fraccionador: torre de destilación que separa diferentes cortes de hidrocarburos a partir de una alimentación dada, usualmente de amplia gama de pesos moleculares.

Hidrocraqueo: craqueo catalítico en presencia de hidrógeno que rinde productos de muy buena calidad comparado con los otros procesos de craqueo.

Pitch: nombre que se da al producto de fondo de la destilación al vacío, también llamado asfalto o residuo de vacío.

Reactor: nombre que se da al equipamiento dentro del cual se producen las reacciones.

Regeneración (del catalizador): proceso mediante el cual se restaura total o parcialmente la actividad y selectividad; puede ser continuo (como el FCCU) o discontinuo (como la reformación).

Slurry: producto de fondo del fraccionador del FCCU.

Procesos de mejoramiento y tratamiento

Eduardo R. Botta

Aspectos técnicos, estratégicos y económicos de la refinación del petróleo



07 | Procesos de mejoramiento y tratamiento

Introducción

Así como los procesos de conversión están concebidos para mejorar el “fondo del barril”, transformando corrientes pesadas y de escaso valor económico en productos de mayor valor agregado, los procesos de mejoramiento apuntan a modificar la estructura molecular de aquellas especies hidrocarbonadas cuyas propiedades, o algunas de ellas, no son atractivas en función de su destino final.

Por ejemplo, las parafinas lineales de cinco y seis átomos de carbono, que se encuentran en los cortes de nafta liviana, tienen bajo valor de octano, pero pueden ser transformadas en cadenas ramificadas a través del proceso de isomerización, lo que da lugar a un sensible incremento de esta propiedad.

Acompañan al mejoramiento los procesos de tratamiento, que se orientan a eliminar contaminantes que pueden afectar la calidad de los productos finales, envenenar los catalizadores de algunos procesos o provocar efectos no deseados, en su sentido más amplio.

Procesos de mejoramiento

Reformado catalítico - *Reforming*

El proceso de reformado tiene por objeto convertir fracciones de nafta pesada de bajo índice de octano, en un producto de octanaje elevado, apto para ser incorporado a la mezcla de naftas. La nafta pesada contiene mayoritariamente parafinas de cadena recta y su número de octano es muy bajo. Incorporarla directamente a una mezcla implicaría una fuerte penalización, y deberá compensarse el déficit octánico con componentes costosos y de menor disponibilidad.

En este proceso, la nafta entra en contacto con un catalizador basado en platino, a alta temperatura y bajo presión de hidrógeno.

Se obtiene, como resultado, un líquido rico en aromáticos, de elevado octanaje, junto con hidrógeno, gas liviano, propano y butano.

Aunque el proceso fue desarrollado originalmente para elaborar un componente para motonaftas, también encontró aplicación en la petroquímica, para producir aromáticos y es muy extenso el uso que se hace de esta opción.

Las primeras unidades de *reforming* fueron diseñadas como semirregenerativas (SR), o de lecho fijo, empleando un catalizador monometálico. Las unidades de este tipo deben sacarse de servicio periódicamente para regenerar el catalizador, que va siendo cubierto por carbón en sus sitios activos. La regeneración consiste en quemar el carbón en forma controlada con el posterior reacondicionamiento del metal activo, sin descargar el catalizador de los reactores.

Para maximizar la longitud de la corrida entre regeneraciones, estas unidades operan a alta presión. Sin embargo, desde el principio se observó que el rendimiento líquido del proceso aumentaba al bajar la presión, lo que lamentablemente conducía a un mayor depósito de carbón, reduciendo la longitud del ciclo. La solución a este problema llegó con el desarrollo de las unidades con regeneración continua de catalizador (CCR). En este caso, continuamente se extrae el catalizador del último reactor, se regenera en forma controlada y se carga al primer reactor. Con la regeneración continua, la deposición de carbón deja de ser un problema, porque éste es continuamente removido. Esto permitió el desarrollo de catalizadores más activos con el agregado de un segundo metal, comúnmente rhenio. Con estos catalizadores y operando

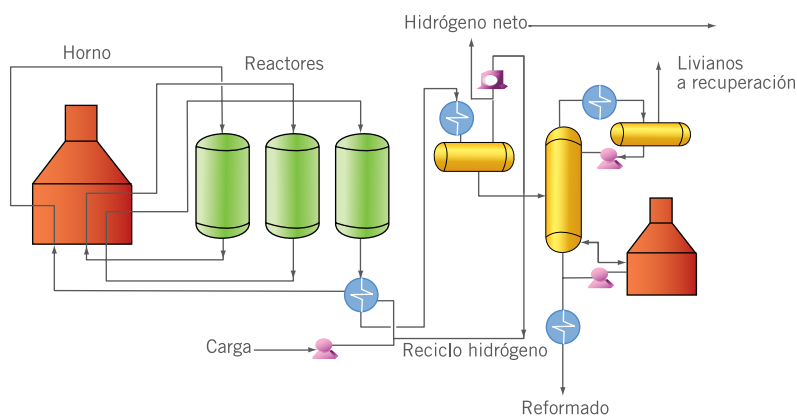


Figura 1. Esquema de reformación catalítica

a presión reducida, se ha llegado a un octanaje superior a 100 y a una mayor producción de hidrógeno.

Si bien la nafta reformada constituye un valioso componente de mezclas en función de su alto índice de octano y su baja presión de vapor, la limitación más importante para el uso es el alto contenido de aromáticos que posee este corte. Las especificaciones actuales de las motonaftas tienden a limitar este parámetro, de modo que la nafta reformada siempre tiene que ser mezclada con otras corrientes para cumplimentar la calidad del producto final.

Isomerización

Históricamente, el corte de nafta liviana que resulta de la destilación atmosférica fue incorporado directamente a la mezcla (*blending*) de naftas. Aunque este corte posee un bajo índice de octano, entre 60 y 70 RON (*Research octane number*), es muy susceptible al plomo tetraetilo, en función de su naturaleza parafínica. Aditivando con plomo era posible lograr incrementos de hasta 18 números de octano.

Cuando la tolerancia de plomo en las naftas comenzó a reducirse, para finalmente eliminarse, la mezcla directa de nafta liviana en las mezclas dejó de ser una opción para el refinador. La solución llegó con el proceso de isomerización catalítica.

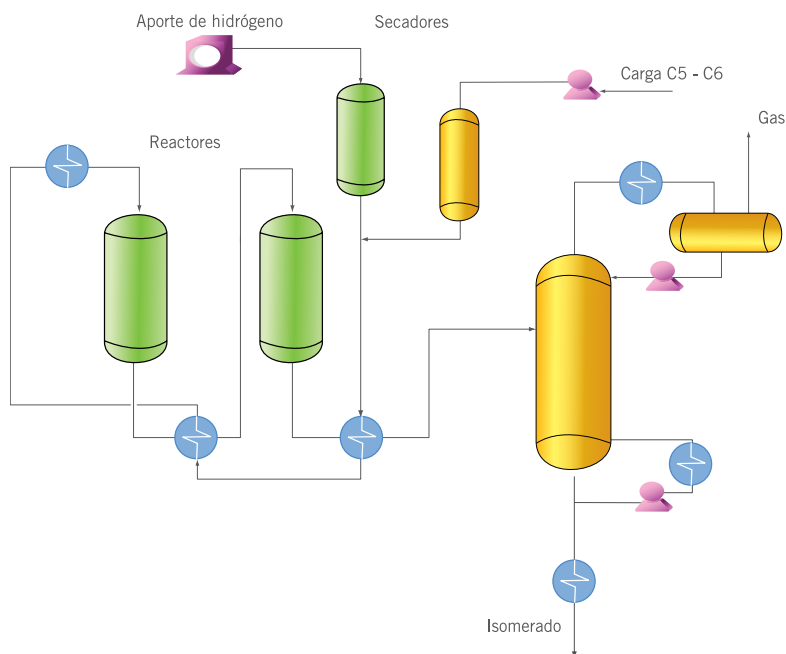


Figura 2. Esquema de isomerización

El proceso está diseñado para la isomerización de pentanos, hexanos y sus mezclas, la que ocurre sobre un catalizador sólido, en lecho fijo, en presencia de hidrógeno. El proceso no es severo, ya que la presión, la temperatura y la presión parcial de hidrógeno son moderadas.

El hidrógeno de aporte es normalmente provisto por una unidad de reformado. Un refinamiento del proceso consiste en separar las parafinas normales contenidas en el isómero, por fraccionamiento o por medio de tamices moleculares, y reciclarlas a la carga fresca, como lo que se logra un mayor octanaje en el producto.

Típicamente, para una carga 70 *Ron Clear*, se puede obtener un producto de 92, lo que prácticamente compensa la eliminación del plomo. Un beneficio agregado es el efecto de dilución de aromáticos en la mezcla final, por ser el isómero de naturaleza alifática.

Alquilación

Las corrientes de isobutano y butilenos que se generan en el proceso de craqueo catalítico pueden reaccionar entre sí en presencia de un catalizador ácido para producir una nueva corriente líquida con excelentes propiedades como combustible para motores de explosión. En efecto, el producto que resulta es básicamente una mezcla de isoparafinas caracterizada por un alto octanaje, bajo tenor de azufre, ausencia de aromáticos y baja sensibilidad, esto es baja diferencia entre los números de octano *Research* (RON) y *Motor* (MON). El *Research Octane Number* se mide en condiciones de bajas revoluciones del motor. En tanto que *Motor Octane Number* se mide a altas revoluciones, simulando el tránsito en ruta.

Este proceso, conocido como alquilación catalítica, es catalizado por los ácidos sulfúrico y fluorhídrico. Las primeras unidades utilizaban ácido sulfúrico, técnica que presenta el inconveniente de generar ácido agotado, que debe ser retirado del sistema y requiere un circuito de refrigeración, ya que la reacción procede a baja temperatura. En la alquilación fluorhídrica, el ácido es continuamente regenerado dentro de la misma unidad y no requiere un sistema de refrigeración, esto resulta en menores costos de operación. Como contrapartida, es importante destacar que el ácido fluorhídrico es un producto de alta peligrosidad, que vaporiza a temperatura ambiente y debe ser manipulado con extrema precaución. Por esta razón, actualmente la industria se inclina por la alquilación sulfúrica.

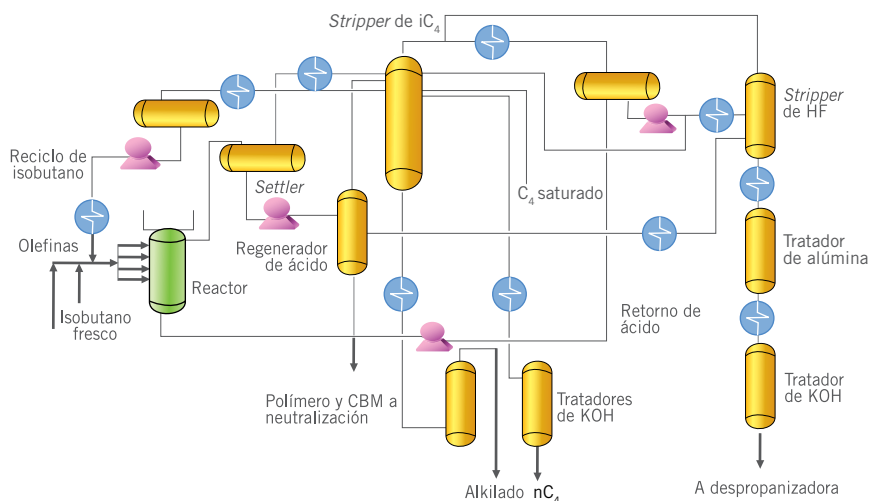


Figura 3. Esquema de alquilación

Si bien los butilenos son la carga preferida para el proceso, ya que se obtiene fundamentalmente isooctano, también pueden alquilarse los propilenos y amilenos, con una penalidad en el octano final.

Como los mercados mundiales continúan exigiendo combustibles de alto octanaje con bajo nivel de azufre y aromáticos, la importancia de este proceso para el refinador es cada día mayor. Además de mejorar la calidad global del grupo de naftas, la alquilación contribuye a incrementar la cantidad de gasolina que una refinería puede producir, ya que convierte en líquido los componentes tipo LPG.

En general, el proceso está limitado por la cantidad de isobutano disponible, pudiendo recurrirse a la isomerización de butanos para aumentar la capacidad de elaboración de alquilado.

Polimerización

La polimerización es la combinación de moléculas pequeñas de la misma especie para formar una molécula de mayor tamaño. La molécula básica se denomina “monómero” y según que se combinen dos, tres o cuatro moléculas, obtendremos un dímero, un trímero, o un tetrámero respectivamente.

Este proceso comenzó a desarrollarse en la década de 1930 con el objetivo de convertir olefinas livianas de craqueo en productos líquidos que destilaran en el rango de las gasolinas. La conversión puede lograrse térmicamente o por acción catalítica. Como los rendimientos que resultan del proceso térmico son poco atractivos, la vía catalítica resultó, finalmente, elegida en forma universal.

La reacción requiere alta presión, del orden de las 80 atmósferas y temperaturas entre 200 y 230 °C, sobre un catalizador de ácido fosfórico embebido en tierra de diatomeas. El reactor contiene varios lechos superpuestos con inyecciones de corrientes para enfriamiento (*quench*) a fin de controlar la reacción, que es muy exotérmica y puede derivar en la formación de polímeros muy pesados que terminan tapando los lechos. Por esta razón, el consumo de catalizador suele ser elevado.

Aunque el polímero tiene un buen número de octano, no es un componente de mezcla tan valioso como el alquilado, a causa de su inestabilidad en el almacenaje.

Además de la producción de gasolinas, el proceso es apto para elaborar diésel, jet fuel y tiene aplicación petroquímica para la fabricación de cumeno, partiendo de una carga de benceno y propileno.

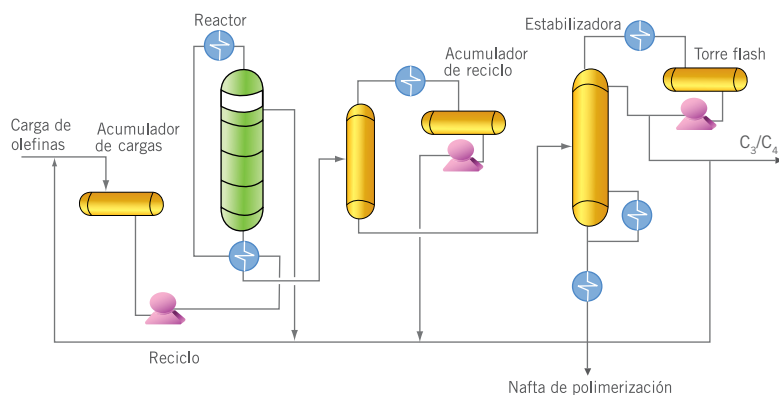


Figura 4. Esquema de polimerización

Oxigenados

La utilización de oxigenados en la gasolina obedece a dos razones: protección del medio ambiente y mejoramiento del *pool* de octano. Con el propósito de favorecer una combustión más limpia, algunos países, principalmente los Estados Unidos, establecieron el uso obligatorio de compuestos oxigenados en las gasolinas y la prohibición de aditivar con plomo tetraetilo, lo que contribuyó a una demanda sostenida de componentes que, además de mejorar el octano del *pool*, contuvieran oxígeno en sus moléculas. Ambas condiciones son satisfechas por un grupo de éteres, entre los que se destacan el MTBE, ETBE y TAME, y por el etanol. Los éteres tienen la ventaja, frente al etanol, de ser menos solubles en agua y poseer menor presión de vapor.

La mezcla de etanol y gasolina se denomina genéricamente “alconafta” y las variantes más comunes son conocidas como E10 y E85, con 10 y 85% de alcohol respectivamente, aunque en el Brasil llega a utilizarse etanol puro. En este país se desarrolló la tecnología *flex*, que permite a los usuarios utilizar cualquier proporción en la mezcla de etanol y gasolina, pero toda las gasolinas que se venden en el mercado contienen 25% de etanol, según la legislación vigente.

Todo el alcohol es de origen biológico, se produce a partir de la caña de azúcar en el Brasil, mientras que en los Estados Unidos se lo produce a partir del maíz.

En cuanto al MTBE, si bien resulta la mejor opción para el refinador en cuanto a la calidad del producto final, su uso comenzó a ser restringido a causa de haberse detectado su presencia en reservorios de agua que se contaminaron por pérdidas de tanques de gasolina que lo contenía. Éste es soluble en agua y no se degrada fácilmente. En los Estados Unidos se lo prohibió en numerosos estados y en Europa va por el mismo camino. Una opción disponible para el aprovechamiento de la gran capacidad de producción instalada, es convertir las unidades de producción de MTBE a ETBE, a menos que se prohíba el uso de éteres en general, lo que por ahora no ha ocurrido.

El MTBE se produce a partir de metanol e isobutileno, y con cambios menores en la unidad es posible reemplazar el metanol por etanol y producir ETBE.

Cabe destacar que la prohibición de uso de MTBE y su cambio por etanol, traerá aparejados algunos otros inconvenientes:

- durante los meses de verano deberán desplazarse pentanos de la gasolina para mantener en especificación la presión de vapor y, corrientemente, no hay mercado para ellos,
- se perderán octanos por barril por insuficiencia en el suministro de etanol frente a MTBE, sobraré capacidad de producción de metanol, la producción neta de gasolinas será menor.

Hidroprocesos

El objetivo primario del tratamiento con hidrógeno es la eliminación de ciertos contaminantes que, en mayor o menor medida, se encuentran presentes en diversas corrientes de la refinería y

pueden tener efecto perjudicial, tanto en los procesos como en los productos finales. El origen de los contaminantes es el mismo crudo y, en consecuencia, la concentración de éstos en ciertas corrientes dependerá de la calidad de crudo que procese la refinería.

Décadas atrás, las especificaciones de los combustibles eran lo suficientemente tolerantes como para hacer poco atractivo el mejoramiento de la calidad a través de hidroprocesamiento, pero el procesamiento de crudos cada vez más agrios y la mayor atención a la protección ambiental fue cambiando este escenario, siendo cada vez más evidente que el tratamiento con hidrógeno era la única vía para hacer frente a estas mayores exigencias. Además, el refinador ahora contaba con hidrógeno a bajo costo, proveniente del proceso de reformado, lo que contribuía a la viabilidad de esta técnica. La hidrodesulfurización se utiliza extensivamente para tratar corrientes de nafta de alimentación a reformadores, siendo un requisito que esta contenga menos de 1 ppm de azufre a fin de proteger al catalizador de platino.

La necesidad creciente de aumentar el rendimiento de destilados livianos, convirtiendo los fondos pesados, ha derivado en el incremento de los productos craqueados, que se caracterizan por contener mayor cantidad de olefinas, aromáticos y nitrógeno, además de azufre, haciendo muy dificultosa su incorporación a las mezclas. Nuevamente, es el hidrotratamiento la ruta ineludible para conseguir este propósito, y logra el mejor aprovechamiento de corrientes tales como diésel de coque y FCC, que pueden incorporarse al grupo de gasoil.

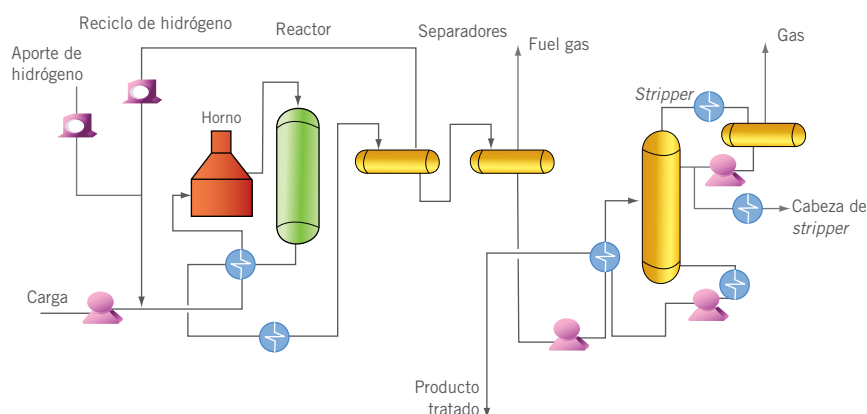


Figura 5. Esquema de hidrotratamiento

Los reactores operan a temperaturas del orden de 350 °C y a presiones variables en función de la carga a tratar.

La carga circula a través de un lecho fijo de catalizador en base a cobalto-molibdeno o níquel-molibdeno, en flujo axial.

El proceso se adapta a todo tipo de cargas, incluyendo residuo pesado, aceites lubricantes y parafinas.

Producción de hidrógeno

El hidrógeno necesario para los procesos de hidrotratamiento proviene en general de dos fuentes: de la unidad de reformado catalítico o de la unidad de reformado con vapor.

Como ya dijimos, el reformado catalítico es la primera fuente con la que cuenta el refinador para abastecer sus necesidades de tratamiento, pero dependiendo de la calidad del crudo y de las exigencias de calidad de los productos, el hidrógeno de reformado puede no ser suficiente, particularmente si es necesario tratar cortes pesados o si la refinería cuenta con hidro craqueo. En este último caso, el consumo de hidrógeno es muy elevado y resulta inevitable contar con una unidad de producción.

El hidrógeno se produce por un proceso denominado reformado con vapor (*Steam reforming*). Una corriente de gas liviano, mayormente metano, es puesta en contacto con vapor de agua en los tubos de un horno a una temperatura superior a 800 °C. Los tubos se encuentran cargados con un catalizador en base níquel, que promueve una serie compleja de reacciones que terminan con la formación de hidrógeno y monóxido de carbono. La corriente de salida, que se denomina “gas de síntesis”, pasa por un nuevo reactor (*shift*) para convertir el monóxido de carbono en bióxido, y se genera hidrógeno adicional. Posteriormente es sometida a un proceso de purificación, en una unidad PSA (*pressure swing adsorption*) y se obtiene finalmente hidrógeno con 99,9% de pureza.

Un aspecto clave en la operación de la planta es la protección de los tubos del horno y del catalizador, como consecuencia de la muy elevada temperatura del proceso. En los tubos rellenos con catalizador, la transferencia de calor tiene lugar a una temperatura de metal en el rango de 850 a 1000 °C. Esta condición, inevitablemente, afectará la vida útil de éstos, por el efecto combinado de *creep*, tensiones térmicas, mecánicas alternadas, oxidación



Planta de hidrotratamiento de gasoil

interna y externa y carburización. Luego, es extremadamente importante tanto la selección del material de los tubos (tratándose siempre de aceros de alta aleación) como mantener condiciones operativas uniformes.

La carga ideal para el proceso es el gas natural, pero es posible utilizar corrientes más pesadas a expensas de una mayor deposición de carbón en el catalizador. Para evitar el crecimiento del carbón se agregan materiales alcalinos al catalizador cuando se procesan cargas pesadas, los que promueven la reacción carbón-vapor, con formación de monóxido de carbono y ayudan a mantener limpio el catalizador. Aun en estos casos, se limita el uso de cargas más pesadas que la nafta liviana. Este tipo de carga suele someterse a un proceso catalítico de prerreformado, que opera a menor temperatura, para evitar el depósito de carbón.

El hidrógeno producido por la unidad de reformado con vapor tiene la composición típica que se muestra en el cuadro 1.

	PSA (<i>pressure swing adsorption</i>)
Pureza	99,9 %
Metano	100 ppm
CO + CO ₂	10-50 ppm
Nitrógeno	0,1-1,0 %

Cuadro 1. Composición típica de una unidad de reformado con vapor.

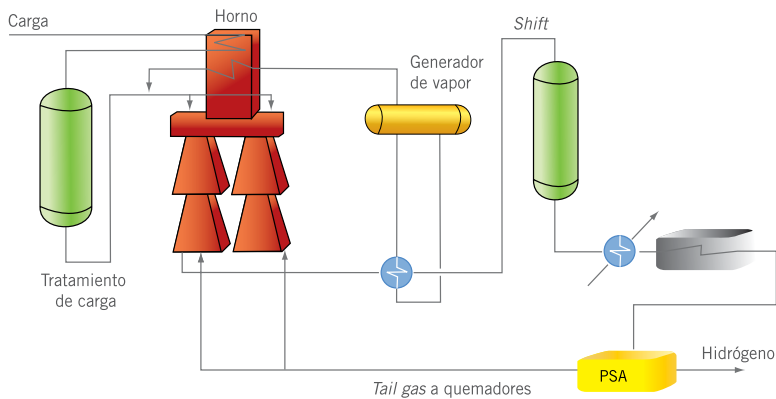


Figura 6. Unidad de producción de hidrógeno

Procesos de tratamiento de gases: recuperación de azufre

El azufre y el nitrógeno que contienen los crudos es convertido en sulfuro de hidrógeno (SH_2) y amoníaco (NH_3) durante el procesamiento en las unidades de hidrotratamiento, hidrocrackeo, coqueo y FCC. Por tratarse de materiales de alta toxicidad, además de ser corrosivos, es necesario removerlos hasta los límites de tolerancia fijados en las especificaciones de los productos finales o en las regulaciones de protección del medio ambiente.

El tránsito hacia estándares medioambientales más rigurosos, junto con la exigencia de combustibles con bajo tenor de azufre

ha convertido al tema del manejo del azufre en un aspecto crítico de la refinación. Las refinерías actuales procesan crudos cada vez más agrios y los niveles de conversión del fondo de barril siguen en aumento, lo que inevitablemente repercute en la necesidad de contar con instalaciones de tratamiento que aseguren la casi total eliminación del azufre de los productos.

El manejo del azufre dentro de la refinерía comprende cuatro procesos básicos: tratamiento con aminas, *strippers* de aguas ácidas, recuperación de azufre y tratamiento de *tail gas*, tal como se puede apreciar en el esquema siguiente:

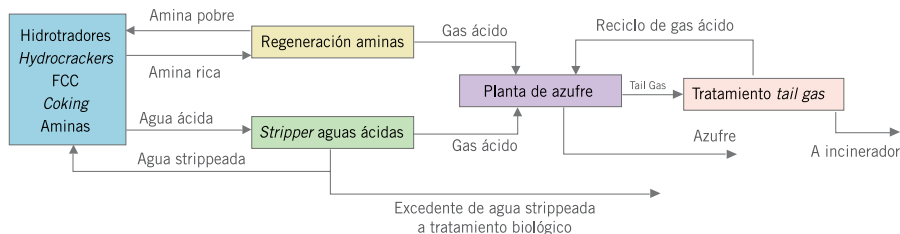


Figura 7. Esquema de tratamiento de gases y aguas agrias

Tratamiento con aminas

En este proceso, una corriente de gas agrio procedente de los hidrotratadores o de las unidades de conversión, es puesta en contacto con una solución de aminas, tales como la DEA, MDEA y similares, que tienen gran afinidad por el SH_2 . Éste es absorbido por la amina, que deja el sistema convertido en amina rica y pasa al circuito de regeneración, se desprende del SH_2 y retornando al absorbedor como amina pobre. El gas libre de SH_2 que deja el absorbedor, ingresa al sistema de gas combustible de la refinерía y el SH_2 , o gas ácido, es enviado a la unidad de producción de azufre, generalmente una unidad Claus.

Las consideraciones más importantes a tener en cuenta para la operación de la unidad son: mantener la concentración de la solución de amina, minimizar las pérdidas y prevenir el pasaje de hidrocarburos a la planta de azufre. Al respecto, la solución de aminas es filtrada para eliminar partículas y una porción de ésta, entre 10 y 20%, pasa por un lecho de carbón activado a fin de remover hidrocarburos.

En general, por razones económicas, se instala un único regenerador para todos los absorbedores que se encuentren en operación en la refinерía.

Stripper de aguas ácidas

Cuando el vapor de *stripping*, o las aguas de lavado, que usualmente se inyectan para disolver sales corrosivas, entran en contacto con corrientes de hidrocarburos que contienen SH_2 , se forma agua ácida. Ésta también puede contener NH_3 , que proviene del nitrógeno del crudo o de amoníaco inyectado en el *topping* para combatir la corrosión, junto con fenoles, cianuros, CO_2 e incluso sales y ácidos, lo que conlleva la necesidad de su procesamiento como paso previo a disponer su destino final.

En un diseño convencional del sistema de tratamiento, el agua ácida pasa por un separador *flash* para remover hidrocarburos e ingresa al *stripper*, que posee un *reboiler* en el fondo, para generar el vapor de *stripping* necesario, removiéndose por cabeza el SH_2 y el NH_3 .

Es deseable reciclar la mayor parte del agua así tratada, ya que puede ser utilizada en las unidades de proceso como agua de lavado. Sin embargo, si el agua ácida contiene fenoles y cianuros resulta corrosiva y puede envenenar los catalizadores, en cuyo caso debe ser sometida a tratamiento biológico.

Recuperación de azufre: unidad Claus

El proceso Claus se basa en la combustión parcial del SH_2 a SO_2 y la posterior reacción entre ambos para formar azufre elemental. El equilibrio que se alcanza en esta reacción limita la recuperación a cerca del 96%. La porción no convertida, que es una mezcla de SH_2 y SO_2 , abandona el sistema como *tail gas*, el que usualmente se incineraba a SO_2 y se ventaba. Sin embargo, el aumento de la presión sobre la preservación del medio ambiente, llevó al desarrollo de varios procesos para tratar el *tail gas* y paralelamente aumentar la recuperación de azufre hasta niveles tan altos como el 99,9%. Esto se logra con el proceso SCOT, al que nos referiremos más adelante.

La recuperación y conversión de gases agrios se realiza en dos etapas. La primera es un proceso térmico que se produce en un horno de diseño especial a temperaturas que oscilan entre 900 y 1300 °C. Aquí se logra una conversión de hasta el 70% en peso del azufre ingresado como carga a la unidad. Simultáneamente, el calor producido por la reacción se aprovecha para generar vapor de alta presión que reemplaza al producido por las calderas.

Una segunda etapa de recuperación se logra mediante la utilización de reactores catalíticos que completan la reacción y permiten elevar la conversión a niveles superiores del 96% sobre la carga original.

Las refinerías, en general, poseen dos unidades Claus para asegurar la continuidad de la operación durante paros o emergencias de alguna de ellas. Algunas unidades se diseñan para trabajar con oxígeno en lugar de aire cuando la otra unidad se encuentra fuera de servicio, ya que este reemplazo incrementa significativamente la capacidad de una unidad Claus.

Los mejores resultados se obtienen cuando la carga y su composición se mantienen constantes. Para ello, las unidades de aminas, aguas arriba, deben contar con acumuladores *flash* de capacidad adecuada y los *strippers* de aguas ácidas deben poseer un tanque pulmón que absorba las fluctuaciones de la carga, muy frecuentes en este tipo de unidades.

Tratamiento de *tail gas*

El *tail gas* de la unidad Claus, como ya vimos, contiene SH_2 y SO_2 y también puede contener CS_2 y vapores de azufre. La mayor parte de los procesos de tratamiento hidrogenan o hidrolizan los compuestos de azufre a SH_2 y luego lo recuperan o convierten. La recuperación del SH_2 se hace usualmente con una amina selectiva y la conversión puede usar un proceso *redox* o catalítico en fase líquida.

El proceso más utilizado pertenece a la compañía Shell y se denomina SCOT/BSR.

El proceso consta de dos secciones, siendo la primera la sección de hidrogenación, donde todos los compuestos de azufre son convertidos en SH_2 .

En el generador de gas reductor (RGG) se quema gas natural en forma subestequiométrica con vapor, para producir hidrógeno y monóxido de carbono. En el reactor, todos los compuestos de azufre son convertidos en SH_2 .

Las reacciones son exotérmicas y se elimina calor del gas a través de un generador de vapor. El gas termina de enfriarse en un condensador de contacto directo (torre quench), y se elimina el agua agria que va a tratamiento.

La segunda parte del proceso es el tratamiento con aminas. Como el gas contiene CO_2 proveniente del RGG, debe usarse una amina selectiva para SH_2 frente a CO_2 , como la MDEA.

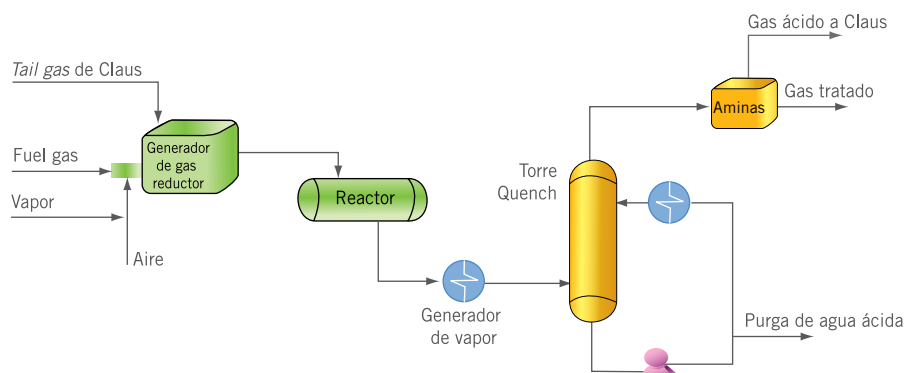


Figura 8. Proceso SCOT para tratamiento de *tail gas*

Resumen del capítulo

- Los procesos de mejoramiento apuntan a modificar la estructura molecular de aquellas especies hidrocarbonadas cuyas propiedades, o algunas de ellas, no son atractivas en función de su destino final.
- Asimismo, los procesos de tratamiento se utilizan para eliminar contaminantes que pudieran afectar la calidad de los productos finales, envenenar los catalizadores de algunos procesos o provocar efectos no deseados, en su sentido más amplio.
- Los principales procesos vinculados con el mejoramiento de los productos son:
 - reformado catalítico,
 - isomerización,
 - alquilación,
 - polimerización,
 - elaboración de componentes oxigenados para nafta MTBE, ETBE, TAME,
 - hidrotratamientos,
- Otros procesos similares se utilizan para:
 - tratamiento de aguas ácidas,
 - tratamiento de efluentes gaseosos,
 - recuperación de azufre.

Glosario del capítulo

Aminas: sustancias químicas en donde se sustituyen los átomos del hidrógeno del amoníaco por grupos atómicos positivos o radicales alcohólicos.

Catalizador: sustancia que se agrega a un sistema de reacción para facilitar el proceso y hacerlo más selectivo.

Quench: corriente que se inyecta en un sistema de reacción para mantener control sobre la temperatura del proceso. Según el caso, puede ser un gas saturado, un líquido frío, o vapor de agua.

Reactor: nombre que se da al equipamiento dentro del cual se producen las reacciones.

Tail gas: básicamente es una mezcla de SH_2 y SO_2 no convertida en el proceso Claus descrito en este capítulo.

CAPÍTULO 08 ▶

Seguridad de las personas e instalaciones

Osvaldo N. Alday

Aspectos técnicos, estratégicos y económicos de la refinación del petróleo



08 | Seguridad de las personas e instalaciones

*“No imagino ninguna condición que pueda hundir la nave.
La moderna construcción de los barcos ha ido más allá de eso...”*

Edward Smith, Capitán de *H.M.S. Titanic*



Algo de historia

Estas fotos, relativamente recientes si tenemos en cuenta que la industria del petróleo comienza en la segunda mitad del siglo XIX, son apenas una mínima muestra de la importancia de la seguridad en las instalaciones petroleras. Se pueden llenar miles de páginas con historias reales de lo ocurrido, todas involucrando algún tipo de pérdida muy grande: humanas, daños al medio ambiente, bienes materiales, pérdidas de puestos de trabajo, estrés en comunidades vecinas, pérdidas económicas y financieras, pérdida de imagen empresarial.

Todas tienen algo en común: la falta de seguridad, que, paradójicamente, cuando más se nota es cuando está ausente.

Repasemos brevemente desde los inicios la evolución del cuidado de la salud desde el punto de vista laboral hasta llegar a nuestros días, en los que hablamos de Integridad Industrial o de las Operaciones.

Ya en el año 400 a. C., Hipócrates recomendaba a los mineros el uso de baños higiénicos a fin de reducir la contaminación con plomo. También Platón y Aristóteles estudiaron determinadas deformaciones físicas producidas por ciertas actividades ocupacionales.

Pero hasta antes del siglo XVII no existían estructuras industriales y las principales actividades laborales se centraban en labores artesanales, agricultura y cría de animales, entre otras cosas. Se producían accidentes fatales y un sinnúmero de mutilaciones y enfermedades, que alcanzaban niveles desproporcionados y asombrosos para la época, los cuales eran atribuidos al designio de la providencia.

Estos trabajadores hacían de su instinto de conservación una plataforma de defensa ante la lesión corporal; eran apenas esfuerzos personales de carácter defensivo y no preventivo, que a veces transmitían verbalmente los accidentados o los de mayor experiencia en las labores, a quienes quisieran escucharlos. Así era la seguridad antaño, reflejada en un simple esfuerzo individual más que en un sistema organizado.

Con la llegada de la llamada Era de la Máquina se comenzó a ver la necesidad de organizar la seguridad en los centros laborales.

La primera Revolución industrial tuvo lugar en el Reino Unido a fines del siglo XVII y principios del siglo XVIII. Los británicos tuvieron grandes progresos en lo que respecta a sus industrias manuales, especialmente en el área textil. La aparición y uso de la energía del vapor de agua y la mecanización de la industria ocasionaron un aumento de la mano de obra en las hiladoras y los telares mecánicos, lo que produjo un incremento considerable de accidentes y enfermedades.

Los datos recopilados presentan fábricas en las que se puede apreciar que las dos terceras partes de la fuerza laboral eran mujeres y niños con jornadas de trabajo de 12 y 14 horas diarias y serias deficiencias de iluminación, ventilación y sanitarias. En esa época las máquinas operaban sin ningún tipo de protección y las muertes y mutilaciones ocurrían con frecuencia. A mediados del siglo XIX un altísimo porcentaje de los trabajadores industriales morían antes de cumplir los 20 años de edad debido a las pésimas condiciones de trabajo.

Fue en esta época cuando comenzaron a realizarse las primeras inspecciones gubernamentales y a partir de 1850 se verificaron algunas mejoras como resultado de las recomendaciones formuladas. La legislación acortó la jornada de trabajo, estableció un mínimo de edad para los niños trabajadores y propuso algunos cambios en las condiciones de seguridad.

La demora en legislar sobre la protección y concienciación de los trabajadores fue muy prolongada pues el valor humano no tenía el sentido que hoy tiene, sumado al gran lucro de la industria y el aporte a las arcas del Estado. Todavía se desconocían las grandes pérdidas sociales y económicas que implicaba la falta de seguridad.

En 1883 se pone la primera piedra de la seguridad industrial moderna cuando en París se establece una firma que asesora a las industrias en protección contra accidentes.



Genial obra del fotógrafo Charles Ebbets en 1932

En el siglo XIX, en los Estados Unidos, las fábricas se encontraban en rápida y significativa expansión y, al mismo tiempo, se incrementaban los accidentes laborales. En 1867, comienzan a prestar servicio en Massachusetts los inspectores industriales o fabriles. En 1877 se promulga la primera ley que obliga a resguardar a los trabajadores de toda maquinaria peligrosa. Más tarde, se realizarían esfuerzos para establecer responsabilidades económicas al respecto.

Pero es en el siglo XX que el tema de la seguridad en el trabajo alcanza su máxima expresión al crearse la Asociación Internacional de Protección de los Trabajadores. En la actualidad la OIT, Oficina Internacional del Trabajo, constituye el organismo rector y guardián de los principios e inquietudes referente a la seguridad del trabajador.

Veamos, en la figura 1, algo de la evolución de la historia reciente relacionado específicamente con lo ocurrido en la industria del petróleo.

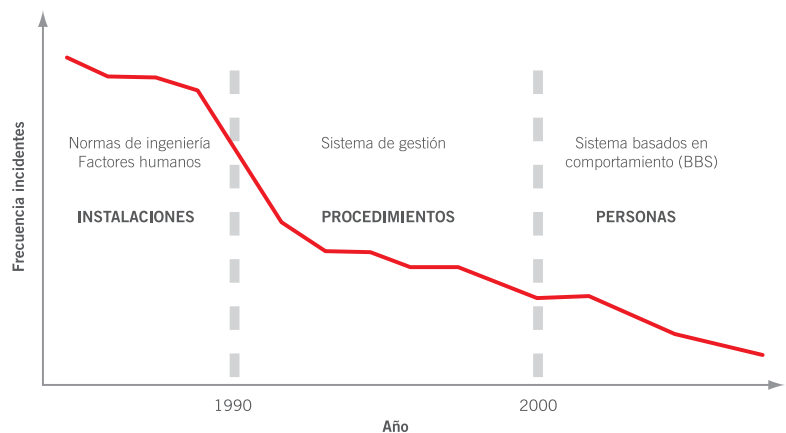


Figura 1. Enfoques de seguridad

El gráfico que antecede representa cómo ha ido variando el índice de frecuencia de accidentes (más adelante damos exactamente su definición) en función del tiempo para las última décadas. La forma de la poligonal es la curva integrada para una serie de empresas líderes de la industria del petróleo, pero conceptualmente la mayoría ha seguido individualmente una proyección similar.

Las líneas punteadas verticales no representan un corte en un año en particular, sino un período aproximado en el cual el enfoque y los esfuerzos se reorientaron. Es interesante destacar dos cosas.



Simulacro de enfriamiento de tanques

En primer lugar los esfuerzos continuados de las empresas por reducir los accidentes han dado frutos positivos. Vistos globalmente éstos se han reducido.

En segundo lugar se observan, en el mencionado esfuerzo por reducir los accidentes, ciertos cambios en los enfoques de la seguridad.

Efectivamente, hasta fines de la década de 1990 el gran esfuerzo en seguridad se había puesto en mejorar los aspectos tecnológicos y los asociados a factores humanos. Por tales se entiende una mejora en los diseños de las unidades, tanto en lo que respecta a los procesos, a los materiales de construcción y a la disposición de los equipos, como así también a la interfaz entre los operadores y los sistemas que operan; en forma genérica nos referimos a las normas de ingeniería. Y esto dio resultados satisfactorios.

Pero la reducción de accidentes llegó a una meseta, y su análisis llevó a cambiar el enfoque al notarse que los incidentes se debían más a una falta de integración de diferentes factores organizacionales o técnicos, con lo cual el énfasis pasó a los sistemas de gestión, tema al cual dedicamos un apartado en este capítulo.

Nuevamente se lograron resultados positivos en esta etapa y otra vez se llegó a una meseta. Las investigaciones de incidentes mostraron ahora que la frecuencia y gravedad de grandes eventos habían disminuido (no desaparecido) y que los índices estaban impactados principalmente por muchos accidentes individuales cuyas causas directas (no las causas básicas; después comentaremos las diferencias) se debían a comportamientos inadecuados de las personas (se trata de un enfoque diferente de los factores humanos comentados más arriba). Esto dio lugar a los llamados sistemas basados en el comportamiento de las personas (BBS por sus iniciales en inglés, *Behavioral Based Systems*) donde se trata de trabajar sobre los aspectos que hacen que las personas no cumplan con las expectativas de seguridad, supuestamente bien definidas. También diremos algo sobre los BBS al tratar el tema de seguridad personal.

En particular, en la Argentina los índices de frecuencia han seguido también una tendencia decreciente, es decir positiva, en cuanto a la reducción de accidentes, merced al trabajo efectivo de todos los actores. Como puede verse en la figura 2, donde se representa el promedio ponderado de la frecuencia anual de accidentes



Conexión de mangueras en red de agua contra incendio

inhabilitadores para empresas socias del IAPG tanto del *upstream* como del *downstream*, desde 1999 a 2009, la mejora es realmente significativa. En efecto, la tasa de accidentes se redujo de 7,80 a 1,73, lo que implica una disminución de casi 80% en el período y se aprecia que la tendencia es sostenida en el tiempo.

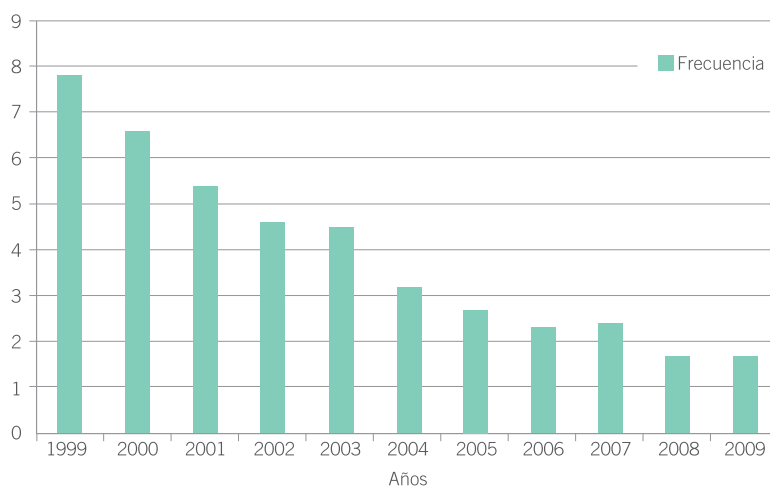


Figura 2. Relevamiento anual de accidentes – Empresas socias
Fuente IAPG

Aun así, tal como citaremos en las próximas líneas, hubo en las últimas décadas grandes desastres asociados a industrias de proceso (petróleo, petroquímica, nucleares) que nos indican que el camino hacia la seguridad todavía debe ser fortalecido, pues a pesar de los progresos logrados, los peligros involucrados (tamaño de las unidades, complejidad tecnológica, cantidades de energía involucradas, volumen y diversidad de las sustancias químicas, rotación de personal, etc.) también se han incrementado.

Aspectos básicos

Veamos ahora técnicamente qué es la seguridad de la que hablamos. Una manera sencilla de definir la seguridad industrial es enunciarla como la preservación de la integridad de las personas, el medio y los bienes, de actos o situaciones que los dañen en forma inmediata o aguda en los ambientes de trabajo. Más abajo explicaremos por qué recalcamos la forma inmediata o aguda.

Así entendida, aparecen dos grandes áreas: la protección contra actos de dolo y la protección contra incidentes. En la primera

tenemos a alguien cuyo accionar, de tener éxito, termina generando un perjuicio a la empresa y, eventualmente, a las personas. En la segunda tenemos algo que se hizo mal y que terminó causando daños no buscados. En lo que a gestión se refiere ambas tienen muchas cosas en común, pero en la implementación, en lo operativo, son muy diferentes. Discutiremos en este capítulo la segunda, la prevención de incidentes o accidentes relacionados con los aspectos técnicos de la industria y con el comportamiento de las personas, condicionada por las características del ambiente industrial en cuestión.

Veamos por qué en la definición dijimos en forma inmediata o aguda. Porque así nos separamos de otras disciplinas que, con respecto a la seguridad, se analizan desde otra perspectiva. Por ejemplo, la salud del personal de una empresa puede verse afectada por una intoxicación aguda debido a la pérdida eventual del gas tóxico de algún equipo, o podría afectarse a lo largo de varios años de exposición diaria a esa sustancia con efectos acumulativos, pero que no se manifiestan en forma inmediata. En el primer caso estamos hablando de un problema relacionado con la seguridad, mientras que el segundo entra en la esfera de la higiene industrial. Conceptualmente, aquello que ocurre en forma aguda usualmente se relaciona con la seguridad. Algo similar podríamos decir en relación a daños al medio ambiente.

Hemos mencionado incidentes y accidentes, veamos sus acepciones. Incidente es todo evento imprevisto (pero no necesariamente impensable) de corta duración, no buscado, que genera resultados no deseables (no importa la magnitud del resultado). La acepción que usamos de accidente, aunque la palabra es más común que incidente, es algo menos precisa y se suele usar como sinónimo de aquél, pero sólo cuando la magnitud del resultado es relevante, o bien para referirse a incidentes que involucran personas, o para referirse a situaciones imposibles de evitar. Por eso la acepción de accidente debe considerarse, en cada caso, dentro del contexto que se esté tratando.

La seguridad es multidimensional, por lo que, a su vez, la prevención de incidentes industriales se divide en dos grandes áreas: la seguridad en los procesos, y la seguridad personal. En la primera el énfasis se pone en proveer al proceso y a los equipos de elementos, materiales y tecnología, que los haga seguros siempre que



Spray sobre instalaciones



Protección personal para trabajos en áreas de procesos

sean correctamente operados y mantenidos. Las fallas en esta área de la seguridad, en general, implican la pérdida de contención de algún material peligroso que puede explotar, generar incendios, intoxicar o dañar al medio ambiente. En la segunda se trata de que el personal actúe de manera segura en todos los aspectos que les compete y no necesariamente está ligada al proceso. Aquí las fallas generan otro tipo de accidentes como caídas, golpes, electrocuciones, cortes, etc. En otras palabras, la seguridad de los procesos está principalmente relacionada con el *hardware* y la dinámica de los mismos, mientras que la seguridad personal está principalmente direccionada al comportamiento de las personas. Dado que las plantas son operadas por personas hay una obvia relación entre ambas.

En general, los grandes accidentes de la industria de proceso, como el petroquímico en Flixborough (Inglaterra, 1974), el de Seveso (Italia, 1976), el de Bhopal (India, 1984), el de la planta de LPG Pemex (México, 1984), el de la central nuclear de Chernobil (Ucrania, 1986), el de la plataforma petrolera Piper Alfa (Mar del Norte, 1988), el de Toulouse Fertilizantes (Francia, 2001) o el de la refinería BP Texas (Estados Unidos, 2005), por nombrar algunos de los más resonantes, se han debido a fallas en la seguridad del proceso, lo que está siempre ligado a su deficiente gestión.

Los incidentes de seguridad personal, que también pueden estar asociados a fallas en la gestión, en general, tal cual vimos, afectan a un entorno más reducido, aunque la frecuencia con que ocurren es mucho mayor, por lo que al haberse reducido significativamente los grandes eventos, la preocupación por mejorar ha puesto gran énfasis en la seguridad personal, sin descuidar, obviamente, la seguridad en los procesos.

Es momento de explayarnos acerca de la frecuencia y severidad de los incidentes.

Se conoce como frecuencia, o tasa de frecuencia, al número de determinado tipo de incidentes dividido por algún factor que los haga comparables. Así, en el caso de los accidentes personales la frecuencia es el número del tipo de accidentes de que se trate por cada millón de horas trabajadas (algunos países la expresan cada 200.000 horas). Debe explicitarse claramente el tipo de incidente al cual uno está refiriéndose, ya que, por ejemplo, podemos tomar el total de accidentes ocurridos (desde primeros auxilios hasta

muertes) o sólo los accidentes graves (accidentes con pérdida de días de trabajo y muertes); esto es importante para que los valores sean comparables. Otros ejemplos de frecuencia pueden ser, para el caso de accidentes vehiculares, el número de determinado tipo de accidentes por cada millón de kilómetros (o millas) recorridos, mientras que en aviación se usa como denominador el millón de despegues o aterrizajes.

La severidad, también llamada gravedad, es la categorización de las consecuencias que resultan de un incidente; más adelante nos explayaremos en este concepto.

La frecuencia con que ocurren los accidentes y su severidad tienen una cierta relación numérica. Diversos estudios llevados a cabo muestran una relación de órdenes de magnitud inversa entre gravedad y número de casos, es decir, que cuanto más frecuente ocurre determinado tipo de accidente, menor es su gravedad. Uno de los primeros y más conocido de estos estudios fue llevado a cabo por Henry W. Heinrich, quien determinó que por cada accidente grave que se producía en la población por él estudiada, ocurrían unos 30 accidentes menores. Unas décadas más tarde, Frank E. Jr Bird y Robert G. Loftus realizaron una estadística incluyendo una población significativamente mayor (que abarcó más 3.000 millones de horas de exposición en un total de 297 empresas) y llegaron a conclusiones similares, aunque numéricamente algo diferentes. Los números encontrados fueron, 1 – 10 – 30 – 600, lo que significa que por cada un accidente grave se producían 10 accidentes menores, 30 incidentes de pérdidas materiales, y 600 casi-incidentes. Los casi-incidentes son situaciones en las no se llega a generar un incidente, pero sólo por causas fortuitas; bajo alguna condición ligeramente diferente, se podría haber desarrollado y producido algún tipo de pérdida. Profundizando el estudio de por qué se producen los incidentes, se llega a la conclusión de que en un nivel aun más bajo, las causas de los accidentes se deben a varias razones tales como la falta de procedimientos o procedimientos inadecuados, fallas en el seguimiento de éstos, falta de conocimientos o habilidades, motivación inadecuada, falla de equipos o herramientas, comunicaciones inapropiadas, etc.; en resumen, se trata de alguna falla en el proceso de gestión. De acuerdo con lo que antecede, está generalizado en seguridad el concepto de triángulo, o pirámide o

témpano, de los incidentes, lo cual se muestra resumidamente en la figura 3.

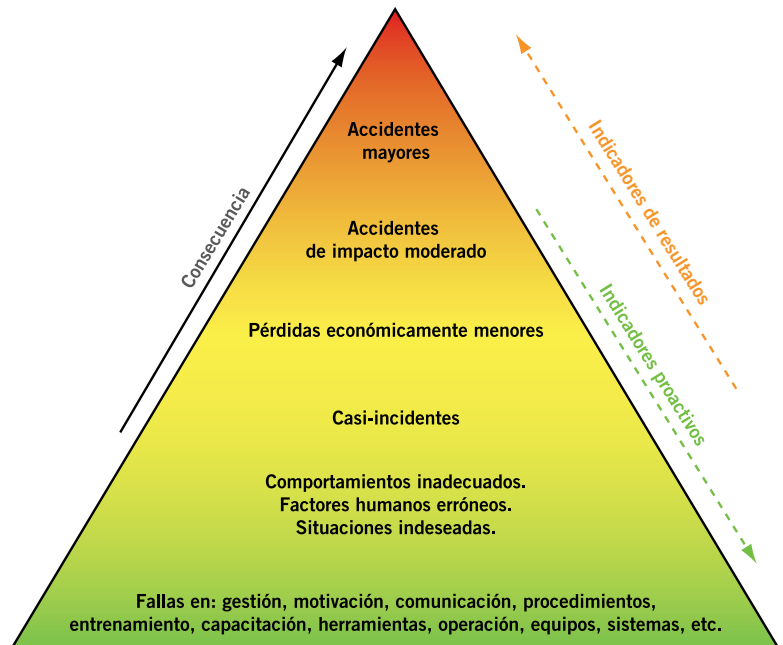


Figura 3. Triángulo de gravedad y frecuencia de accidentes

Aunque esto parezca apabullante, es una buena noticia en el accionar de la prevención de incidentes, principalmente por dos motivos. Por un lado, significa que si eliminamos las condiciones que dan lugar a los accidentes, los efectos no escalarán en la pirámide, con lo cual no habrá incidentes. En segundo lugar, la cantidad de información que permite tomar medidas para reducir los incidentes es varios órdenes de magnitud mayor que cuando se trata de accidentes propiamente puros, lo que permite gestionar los riesgos en un nivel bajo, como veremos más adelante.

Profundicemos un poco el concepto de incidente; en él entran tres factores:

- Una fuente de energía de algún tipo que cuando se libera sin control puede causar algún daño, técnicamente definido como peligro potencial.
- Algo a proteger (personas, medio ambiente, bienes) en caso de tal evento.
- Barreras y defensas que se interponen como medio de protección.

Vale resaltar que técnicamente un incidente se desencadena porque algún tipo de energía sale de control e incide sobre algo a proteger (personas, medio ambiente, bienes). Para un escenario dado, cuanto mayor sea la energía involucrada, mayor será el potencial para producir algún tipo de daño. Las consecuencias, o sea los daños producidos, dependerán de las defensas usadas para la protección y de otros factores aleatorios (dinámicos, cambiantes en el tiempo) cuyo impacto sobre las consecuencias puede ser muy alto.

Dado que no tenemos control sobre los factores aleatorios para minimizar los incidentes, es que debemos reforzar, dentro de lo técnicamente razonable, el control sobre las fuentes de energía, las barreras, y las defensas.

Hemos mencionado más arriba dos términos importantes:

- *Barreras*: que es todo aquello que disminuye la probabilidad de que ocurra un incidente.
- *Defensas*: todo aquello que disminuye la consecuencia del incidente.

Tanto las barreras como las defensas pueden ser tangibles (válvulas de seguridad, sistemas automáticos de control, brigada de lucha contra incendio) o intangibles (sistemas de gestión, procedimientos, entrenamiento, etc.). En la figura 4 se grafica lo comentado.

Veamos un ejemplo común para clarificar: un potencial incidente vehicular en una ruta.

En este caso pueden citarse como barreras los códigos de tránsito, la experiencia y el conocimiento de ese lugar por parte del conductor, su atención en el manejo, su capacidad de reacción, el

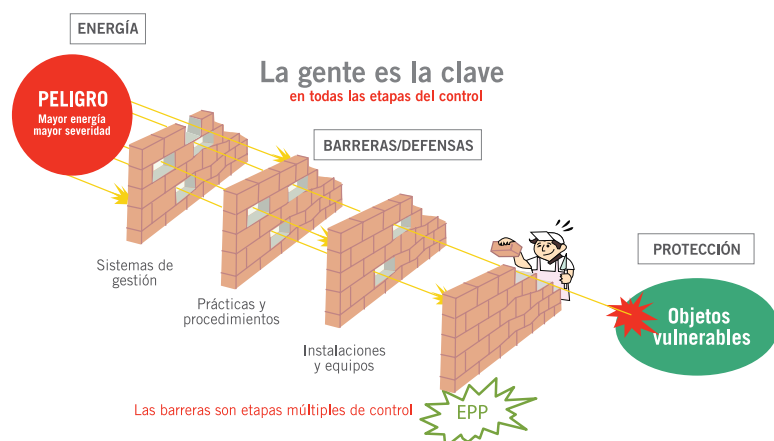


Figura 4. Barreras y defensas

conocimiento de manejo defensivo (como barreras intangibles), el estado y la señalización de la ruta, su iluminación, el estado del vehículo o su tecnología de rodamiento (como barreras tangibles).

Como defensas podemos mencionar el diseño y estado de los guardarrails, los cinturones de seguridad, los airbags, las partes colapsables del vehículo, la deformación estructural progresiva, el sistema de respuesta a emergencias, la disponibilidad de ambulancias, el entrenamiento de los paramédicos y el sistema hospitalario para emergencias viales.

Las primeras, como dijimos, reducen la probabilidad de que el accidente ocurra, las segundas hacen que, producido el mismo, sus consecuencias sean de menor gravedad que si no estuvieran o si fueran de calidad pobre.

Más arriba introducimos dos términos: probabilidad y consecuencia, de gran uso en el tema. Veamos técnicamente qué significan.

En términos prácticos, la probabilidad se cuantifica a través de la frecuencia con que ocurren los accidentes. Tomando el ejemplo de la aviación, como dijimos, la frecuencia se expresa en accidentes por cada millón de despegues o aterrizajes.

Veamos un ejemplo numérico simple en el campo vial: si en un país mueren en accidentes viales 10.000 personas por año y ese país tiene 40 millones de habitantes, la probabilidad de sufrir un accidente mortal por año será $10.000 / 40.000.000 = 1 / 4.000$, o, en términos probabilísticos $2,5 / 10^4$ (cualquier parecido con la Argentina es pura coincidencia). Este es un valor alto comparado con los accidentes de avión, cuya frecuencia es del orden de 10^{-6} .

Aquí debemos introducir otro concepto: el grado de exposición. Refiriéndonos al ejemplo de los accidentes viales, el grado de exposición calculado es un promedio para toda una población muy grande; obviamente la probabilidad de que le ocurra un accidente a un conductor profesional, que está expuesto varios miles de horas por año al manejo es mayor que, por ejemplo, para un habitante o trabajador de un área rural, cuya exposición es sin duda mucho menor.

El significado de consecuencia es más inmediato, es simplemente la categorización de los efectos que resultan del incidente. Si se trata de impactos sobre las personas, la gravedad puede ir desde muertes múltiples (máxima gravedad) hasta algo tan simple que sólo requiera la intervención de primeros auxilios (mínima gravedad), pasando

por severidades intermedias (lesiones inhabilitantes, tareas limitadas, tratamientos médicos, etc.). Si se trata de pérdidas económicas, el monto puede variar desde millones (de pesos, euros, dólares, etc.), hasta un monto insignificante, en el otro extremo.

Habiendo introducido los conceptos básicos, veamos ahora otra parte muy relevante.

Gestión de la seguridad

Los sistemas de gestión proveen una serie de procesos o pasos sistemáticos que aseguran el cumplimiento de objetivos, su sustentabilidad en el tiempo y la posibilidad de mejorar continuamente en determinadas disciplinas o áreas de negocio. Como ejemplos tenemos las Normas ISO 9000 relacionadas con la calidad, las ISO 14000 con el medio ambiente, las OHSAS 18000 con la salud y la seguridad, etcétera.

Cabe aclarar que una práctica usual en la industria es la gestión conjunta de la seguridad (del personal propio, contratistas, visitas, comunidades próximas, público relacionado en general), la higiene industrial (ídem), la salud ocupacional (íntimamente ligada a la anterior), la preservación del medio ambiente (micro y macro) y la interacción con las comunidades vecinas.

En otras palabras, los sistemas de gestión en el tema que nos ocupa permiten:

- comprender y mejorar las actividades y resultados de prevención de riesgos laborales y la preservación del medio ambiente,
- establecer políticas de prevención de riesgos laborales y preservación del medio ambiente, que se plasmarán en objetivos y metas de actuación,
- implantar la estructura necesaria para desarrollar esas políticas y objetivos, asegurar el cumplimiento de la legislación y de otros requisitos que la organización suscriba,
- establecer una plataforma de mejora continua que será reflejada en objetivos y metas.

Dada la complejidad de los temas abarcados, los sistemas de gestión usualmente se dividen en subsistemas, secciones o elementos que involucren aspectos más específicos. Cada subsistema debe contener las siguientes dimensiones, lo que permitirá que en cada uno se realice el proceso de sustentabilidad y mejora continua.



Simulacro de incendio

1. Alcance y objetivos → abarca la actividad y dónde se quiere llegar.
2. Procedimientos → cómo se desarrollan los distintos procesos involucrados.
3. Interfaces → cómo se interrelaciona cada sección con las otras; puede estar incluido entre los procedimientos.
4. Recursos → quienes realizan la actividad y sus responsabilidades.
5. Verificación y mediciones → son los procesos para medir si se están alcanzando los resultados.
6. Retroalimentación → son las formas de mejorar la manera en que se realiza la actividad.

Cada subsistema o sección debe estar debidamente documentada y aprobada por los niveles que correspondan, así como las revisiones que se hagan de éstas.

Con referencia al número de subsistemas que integran un sistema de gestión podemos listar, a modo de ejemplo, los siguientes:

- Involucramiento gerencial.
- Evaluación y gestión de riesgos del proceso.
- Seguridad personal.
- Salud ocupacional.
- Investigación de incidentes.
- Gestión de recursos humanos.
- Operaciones de proceso y mantenimiento.
- Integridad mecánica.
- Servicios contratados.
- Preservación del medio ambiente.
- Cumplimiento de leyes y reglamentaciones.
- Interacción con la comunidad.
- Respuesta a emergencias.
- Evaluación y mejora continua.

Respecto de lo objetivos, cabe destacar que deberían ser, en lo posible, cuantitativamente mensurables, de modo de poder medir qué tan desviado uno puede llegar a encontrarse y también si el proceso de mejora responde adecuadamente.

Otro aspecto muy importante relacionado con las mediciones es que los índices que se utilicen deben cubrir no sólo los resultados, sino también cómo está siendo gestionado el proceso. Estos últimos son llamados “indicadores proactivos” o “indicadores del

proceso de gestión”, ya que nos permiten adelantarnos a los resultados finales. En otras palabras, si medimos, por ejemplo, los accidentes personales por el número de ellos que ocurren cada año, estaremos llegando tarde, pues ya se han producido. En cambio, si medimos otros factores del proceso que conducen a evitar estos accidentes, tales como los casi-accidentes, el grado de cumplimiento de las normas pertinentes, la participación del personal en actividades de seguridad, etc., estaremos midiendo cómo se está gestionando el proceso que conduce a evitar los accidentes sin esperar a que ellos ocurran. Más adelante daremos ejemplos específicos de estos indicadores proactivos.

Los otros, los “indicadores de resultados”, miden si el proceso de gestión resultó efectivo o no, al comparar los objetivos con los finales buscados, pero en general no mostrarán si el proceso de gestión está funcionando según las expectativas. La proactividad es clave en toda gestión, pero es particularmente crítica en seguridad, por cuanto todo accidente, una vez producido, implicó alguna pérdida imposible de revertir.

Algunas características que definen a los índices de buena calidad son:

- tener objetivos simples, y sólo los necesarios,
- que representen cosas sobre las que se puede tomar una acción efectiva,
- bien definidos de modo de poder aplicarlos en forma consistente,
- que permitan la comparación dentro de la industria (*benchmarking*),
- incluir un número significativo de eventos (que tenga peso estadístico) de forma que puedan analizarse tendencias que ayuden a tomar acciones proactivas,
- medir tanto el desarrollo del proceso como los resultados de la gestión.

Se debe definir un conjunto de índices tanto para medir la seguridad personal como la de los procesos, como veremos más adelante.

Cada uno de éstos puede, a su vez, subdividirse para un mejor manejo. Esto dependerá del tamaño de la unidad operativa a la que se esté aplicando. Cada uno de estos subsistemas (o sus partes, si se dividieran en partes discretas) debe contener las seis dimensiones indicadas más arriba para asegurar una gestión efectiva.

No podemos dejar de enfatizar que es el personal, en todos los niveles, la esencia de una organización, y que sólo su total compromiso e involucramiento permitirá que sus capacidades puedan ser desarrolladas al máximo en beneficio de aquella y de la sociedad. Es por lo tanto crítico que además de disponer y usar un apropiado sistema de gestión, todo el personal (incluyendo, además del personal permanente, contratistas y proveedores) sea motivado para que comprenda que la continua y adecuada utilización del sistema no es simplemente una forma de hacer las cosas, sino la manera correcta de desarrollarlas. Dicha motivación, que generará el compromiso e involucramiento mencionados deberá ser promovida por los niveles más altos de la organización, quienes a su vez, deberán mostrar su propio compromiso con ejemplos cotidianos y visibles.

Dado el enfoque de este capítulo abarcaremos los subsistemas de seguridad personal y evaluación y gestión de riesgos del proceso.

Gestión de la seguridad personal

Nos referiremos en esta parte a la seguridad para la protección de las personas y a continuación describiremos el equivalente para la prevención de riesgos del proceso, enfatizando que hay una gran interfaz y que los aspectos de gestión en ambos casos son similares.

De acuerdo con el concepto de la pirámide, el desarrollo de incidentes (o accidentes) sigue una secuencia de varias fases que comienza con las causas básicas y escala hacia el vértice de la pirámide desarrollando, en alguna etapa, el evento indeseado. En la mayoría de los casos, como lo prueban millones de datos estadísticos, se frena sin llegar a consecuencia graves, pero bajo otras circunstancias puede terminar en un accidente de alta severidad.

Volviendo al nivel inferior de la pirámide, donde se ubican las causas básicas, éstas indican una capacidad inadecuada de la organización o de los individuos para desarrollar las tareas en forma segura. En el caso de la seguridad personal, esto se refleja en comportamientos inseguros o cuestionables. Si no se hace nada para corregir estas desviaciones, los comportamientos inseguros continuarán hasta que aparezcan factores adicionales y se establezca una escena con potencial de generar un casi-incidente. Si estos patrones de comportamiento persisten y aparecen nuevos factores

contribuyentes, la potencialidad siguiente es la de un accidente propiamente dicho, cuya severidad dependerá de los mencionados factores, algunos de los cuales suelen ser aleatorios.

Un error común en la gestión es enfocarse en el tope de la pirámide, mirando solamente los indicadores reactivos (tardíos). Esto tiene como inconveniente que la organización está siempre en crisis, analizando los hechos luego de ocurridos. El gran error es que se pierden cientos de oportunidades de aprender y corregir aspectos inseguros (los que aparecen en la base de la pirámide) sin que se hayan producido hechos graves. A medida que la organización identifica y elimina las causas básicas que originan situaciones y comportamientos indeseados, casi-incidentes e incidentes de menor severidad, estará previniendo la ocurrencia de aquellos incidentes más serios en los niveles superiores, es decir, que estará actuando proactivamente.

Esto se logra mediante la utilización de diversas herramientas y acciones, pero antes que nada debemos destacar que los buenos resultados sólo se lograrán con el compromiso permanente y visible de los más altos niveles de la organización, quienes tienen la responsabilidad de llevar adelante la gestión.

Algunas de las herramientas más relevantes son:

- comunicación de una política clara de seguridad y de las expectativas,
- desarrollo de procedimientos adecuados,
- proveer capacitación y entrenamiento,
- definir y utilizar herramientas de seguridad en campo (listas de verificación, charlas de seguridad previas a las tareas, análisis seguro de las tareas, etc.),
- reporte, análisis y acciones correctivas derivadas de la investigación de TODOS los incidentes y casi incidentes,
- observaciones de seguridad en campo,
- participación e involucramiento de todo el personal, incluyendo contratistas y prestadores de servicios,
- reconocimiento de aquellos que sobrepasan las expectativas,
- definición y seguimiento de índices adecuados (proactivos y de resultados),
- corrección de desviaciones y acciones disciplinarias consistentes y progresivas cuando corresponda.

Todo esto debe ser realizado de una manera sistemática haciendo el seguimiento permanente a través de los índices de gestión



Protección personal para trabajos en áreas de riesgo

que se hayan establecido, comparando con los objetivos fijados, tomando las acciones correctivas que correspondan y cerrando el ciclo con la retroalimentación al personal sobre lo actuado. Es decir que la seguridad personal debe gestionarse, según lo que comentamos antes, dentro del marco de un subsistema que sea parte del sistema de gestión integrado, el cual debe contemplar todas las dimensiones correspondientes a los mismos.

La mayoría de las empresas han adoptado en los últimos años algún sistema basado en el comportamiento para gestionar la seguridad personal (BBS). La diferencia entre los sistemas BBS y el enfoque previo es que en los primeros se trata de comprender las motivaciones que llevan a las personas a desviarse en el cumplimiento de los procedimientos, que en general es la causa directa o, con frecuencia, la causa básica, de la mayoría de los accidentes personales.

Antes de avanzar un poco más en el tema BBS debemos introducir los conceptos de “causas directas” y “causas básicas” de los incidentes, casi-incidentes y comportamientos cuestionables.

Cuando se realiza el análisis de los incidentes (o casi-incidentes o desviaciones detectadas) usualmente se llega primero a las causas directas que lo originaron, es decir, a las más próximas asociadas al evento; ocurre que con frecuencia, por “debajo” de esas causas (usando el concepto de la pirámide previamente introducido) hay otra u otras que llevan a la desviación que debe corregirse. Estas últimas son las causas básicas. Son las que realmente deben ser solucionadas para que los incidentes relacionados con dichas causas no se repitan. Aclaremos esto con un ejemplo.

Supongamos que luego de producido un incidente, se llega a la conclusión de que un trabajador no cumplió con determinado procedimiento o estándar de trabajo. Si la investigación se detiene en este punto, la recomendación será que “debe cumplirse con los procedimientos establecidos”, pero el punto es por qué la persona no cumplió con dicho procedimiento. Y aquí se plantean diversas preguntas:

- ¿Estaba el procedimiento disponible? Si no lo estaba, ¿cuál fue la causa?
- ¿Fue capacitado y entrenado el trabajador en dicho procedimiento? Ídem anterior.
- ¿Fue simplemente su decisión apartarse del mismo? ¿Por qué?
- ¿Entiende la persona los riesgos de apartarse del procedimiento?

- ¿Es aceptado por la organización, el no cumplimiento de los procedimientos en ocasiones? ¿Por qué?
- ¿Tenía disponible las herramientas o equipos requeridos y adecuados?

En determinadas circunstancias, son muchas más las preguntas que deben responderse hasta entender la verdadera causa (la causa realmente básica) que es la que debe resolverse para evitar la recurrencia y luego dar al resto de los trabajadores la explicación completa de lo ocurrido y las soluciones propuestas para evitar la recurrencia.

Mediante el uso de diferentes herramientas, algunas ya mencionadas, los sistemas BBS tratan de comprender las causas y las motivaciones que llevan a las desviaciones, que, cuando escalan lo suficiente, terminan en un accidente. Entre algunas de sus características más relevantes está la de enfatizar las acciones proactivas, dar refuerzo positivo por acciones importantes bien realizadas, capitalizar la experiencia y habilidades de los trabajadores, fomentar el reporte y análisis de los casi-incidentes, hacer uso intensivo de las observaciones de seguridad en campo por parte de los trabajadores, analizar muy profundamente la necesidad de utilización de acciones disciplinarias, analizar cada problema desde una perspectiva sistémica más que como si fuera un evento separado, mantener informada a la organización de los hallazgos, soluciones, mejoras, etcétera.

Tal como muestra la figura 1 el uso de estos sistemas están dando resultados satisfactorios.

Gestión de riesgos de los procesos

El riesgo está presente en toda actividad humana y nada es absolutamente seguro. Ciertos desarrollos que tienen el soporte de la tecnología más avanzada y recursos técnicos y económicos enormes suelen fallar, como lo muestran los trágicos ejemplos muy conocidos de los transbordadores espaciales Challenger y Columbia, el último vuelo del Concorde y otros.

Entonces ¿cuándo se dice que algo es seguro? La respuesta técnica es simple: cuando el riesgo es aceptable. Hay varias maneras de definir un riesgo, pero conceptualmente se trata de la combinación entre la gravedad (o consecuencia) de un determinado even-

to y la probabilidad de que ocurra, o sea que se trata de un concepto probabilístico. Volviendo a lo mencionado arriba, el riesgo de algo es aceptable cuando la combinación de la probabilidad y las consecuencias asociadas a él son percibidas como aceptables. Por ejemplo, las consecuencias de los accidentes aeronáuticos, en general, son muy graves, pero su probabilidad de ocurrencia es tan baja que el riesgo de viajar en avión resulta aceptable. Además, los riesgos pueden ser llevados a un nivel aceptable tomando medidas adecuadas, como veremos a continuación.

De acuerdo con lo mencionado, hay generalmente dos maneras de reducir los riesgos. Por un lado, tomar acciones para bajar la probabilidad de que el evento ocurra y, por otro, tomar recaudos para que en caso de ocurrencia sus consecuencias sean reducidas.

En general, se dice que un incidente está relacionado con el proceso cuando hay algún tipo de pérdida de contención imprevista de ciertos materiales del proceso (salida de dicho material a la atmósfera o un lugar no planeado) que puede producir daños al personal, al medio ambiente, a las instalaciones o bien cuando dicho escape afecta algún valor regulatorio.

Dentro de dichos incidentes podemos nombrar: incendios, explosiones, derrames, descargas a la atmósfera de ciertos gases o vapores o material particulado, otros tipos de fugas, etcétera.

Listamos a continuación los principales aspectos críticos que impactan sobre la seguridad del proceso, destacando que deben ser considerados desde la concepción del proyecto y a lo largo de toda la vida útil de la unidad.

- Diseño y construcción de la planta.
- Medición y análisis de los riesgos.
- Estado de la instalación.
- Confiabilidad operativa.
- Mantenimiento en operación y paradas programadas de la planta.
- Gestión de alarmas y sistemas protectivos.
- Procedimientos.
- Entrenamiento en operación normal y emergencias.
- Incorporación de cambios y actualización tecnológica.
- Motivación del personal.
- Reporte y manejo de incidentes y situaciones anormales que pueden generar riesgos.

Todos los puntos anteriores deben ser adecuadamente gestionados en las distintas etapas, tanto en el diseño del proyecto como durante la operación normal y paradas de la unidad.

Nos detendremos en la segunda línea (Medición y análisis de riesgos) y enunciaremos los objetivos de la evaluación y gestión de riesgos.

Para poder controlar un riesgo lo primero es identificar adecuadamente los peligros potenciales, definir a continuación los posibles escenarios de incidentes, es decir las situaciones que podrían generar determinadas fallas o eventos indeseados y luego proceder a evaluar las probabilidades y consecuencias que generarían dichos escenarios. Con ello se puede precisar si el riesgo es aceptable. Si no lo es se deberán adoptar medidas preventivas (barreras) para disminuir la probabilidad de que ocurran o medidas mitigantes (defensas) para morigerar las consecuencias, hasta que el riesgo sea considerado aceptable.

Algunos aspectos relevantes en la gestión de los riesgos de proceso son los siguientes:

- Contar con un plan recurrente que cubra el mediano plazo.
Dado que por razones de avance tecnológico y de nuevos conocimientos de los procesos, siempre se detectan nuevos riesgos en los ejercicios correspondientes, es necesario dar a la organización un tiempo razonable para resolver los ítems detectados, para luego (usualmente cada 3 a 6 años) repetir el ejercicio.
- Deben considerarse requisitos legales y regulatorios, ya que, en general, se ajustan en el tiempo implicando nuevas exigencias.
- Desde el más alto nivel de la organización debe asegurarse el cumplimiento del plan y realizar un estricto seguimiento de los ítems detectados para evitar que su solución pueda diluirse en el tiempo. Para ello se deben implementar y utilizar indicadores proactivos de gestión, pues como explicamos para la seguridad personal, también le concierne el concepto de la pirámide (figura 2: escalada de causas básicas → causas directas → situaciones indeseables/casi-incidentes → incidentes).
- Hay que poner especial énfasis en los cambios en el proceso, ya que a lo largo de la vida de las plantas se producen variadas modificaciones, que en la gran mayoría de los casos dan resultados positivos, pero en ocasiones han dado lugar a incidentes de proceso muy graves.

Hay varias herramientas para la detección y evaluación de riesgos del proceso, que van desde listas de verificación razonablemente abarcativas (*check lists*), hasta elaborados métodos de evaluación cuantitativa. Todos tienen metodologías precisas de trabajo, pero una vez más, todas se basan en la formación de equipos experimentados, no sólo en la forma de llevar a cabo el ejercicio, sino también con experiencia específica en otros campos relacionados, tales como conocimiento de la planta y el proceso, especialistas en materiales, en dinámica de procesos y sistemas de control, en seguridad, etcétera.

Resumen del capítulo

Dijimos al principio que cuando más se nota la seguridad es cuando está ausente. Es por eso por lo que quienes tienen la responsabilidad de llevar adelante operaciones seguras, evitando lesiones, daños al medio ambiente y pérdidas en general, debiendo apoyarse en un adecuado sistema de gestión.

La clave en cada subsistema es detectar los potenciales riesgos y las fallas en las etapas tempranas, en los estadios más bajos de la pirámide de los incidentes, antes de que dichas fallas escalen y deriven en eventos concretos indeseados. Esto tiene como ventajas por un lado, que la cantidad de fallas en los niveles bajos es varios órdenes de magnitud mayor que la de incidentes que realmente se producen, por lo cual es conveniente trabajar en la prevención. Por otro lado, al no haberse producido realmente un incidente, la organización no estará en crisis, por lo que todos estarán deseosos de aportar a la solución y el esfuerzo será visible y contagioso. Para medir los avances en este aspecto, lo crítico es la adecuada definición y utilización de indicadores proactivos.

Al ser cubierto por un sistema de gestión, se asegura que la metodología sea sistemática, cuantitativa y, por lo tanto, medible, con sustentabilidad en el tiempo y con elementos para lograr una mejora continua.

Obviamente, lo comentado vale tanto para todos los componentes de la seguridad personal como para aquellos que hacen a la seguridad en el proceso.

Es de destacar que la gestión de la seguridad debe ser considerada al mismo nivel que los otros rubros del negocio tales como la

productividad, los costos, los aspectos financieros, la calidad, etc., pero haciendo énfasis en que debe ser, más que una prioridad, un valor de la organización y actuando siempre consistentemente en tal sentido.

Glosario del capítulo

Accidente: evento imprevisto de corta duración, no buscado, que genera resultados no deseables. Suele asociarse a eventos con consecuencias de cierta magnitud o bien que involucran personas o cuando, en apariencia, resultarían inevitables.

Análisis seguro de tareas (AST o ATS): redacción simplificada y por pasos de cómo llevar a cabo una tarea desde el punto de vista de la seguridad, indicando los riesgos potenciales y las medidas (preventivas y mitigantes) para minimizar los riesgos.

BBS: forma simplificada de nombrar los sistemas de prevención de incidentes basados en el comportamiento, derivado de sus iniciales en inglés (*Behavioral Based Systems*).

Casi-incidente: evento que no causó ningún tipo de pérdida, pero que en circunstancias ligeramente distintas (con existencia de otros factores o causas contribuyentes) hubiera derivado en un incidente.

Causa básica (de un incidente): factor o factores sin los cuales el incidente no se hubiera desarrollado, y que son los que realmente deben corregirse para evitar que se repita.

Causas contribuyentes (de un accidente): causas asociadas al incidente que modifican las probabilidades de que éste se desarrolle o bien sus consecuencias.

Causas directas (de un accidente): factores asociados al evento que aparecen como causa inmediata al hacer la investigación, normalmente derivadas de las causas básicas.

Factores humanos: aspectos de la ingeniería que tienen en cuenta la interrelación entre las personas y las máquinas o el proceso, con el objetivo de evitar incidentes debido a falta de resguardos, posiciones inadecuadas de la persona o los equipos, sobrecarga o falta de información para tomar decisiones.

Fatalidad: muerte de una persona como consecuencia de lesiones o enfermedades relacionadas con el trabajo.

Frecuencia: índice que relaciona el número de eventos con la exposición al riesgo; por ejemplo número de accidentes por millón de horas trabajadas.

Incidente: evento imprevisto de corta duración, no buscado, que genera resultados no deseables, puede afectar a las personas, el medio ambiente, las instalaciones, la calidad de productos, los aspectos económicos o financieros, la imagen y la relación con la comunidad, entre otras cuestiones ligadas a la empresa y su actividad.

Incidentes con pérdida de tiempo: también llamados accidentes inhabilitadores, son lesiones o enfermedades relacionadas con el trabajo que no permitirían a la persona afectada regresar a sus tareas al día siguiente.

Indicador proactivo: índice que mide cómo se desarrolla alguna parte del proceso de gestión y permite tomar acciones tempranas para corregir los desvíos.

Indicador reactivo: índice que mide el resultado de un período en una gestión.

Observaciones de seguridad: proceso sistemático y proactivo en el cual personas entrenadas observan, en campo, el desarrollo de las tareas desde el punto de vista de la seguridad, para detectar desviaciones entre los estándares y la forma en que realmente son llevadas a cabo.

Pérdida: denominación genérica de las lesiones o costos económicos debido a incidentes.

Pirámide de la seguridad: también llamado témpano de los accidentes, es la representación gráfica semicuantitativa y conceptual de la relación entre la gravedad de los incidentes, casi-incidentes y causas, y la frecuencia estadística de ocurrencia.

Primeros auxilios: tratamientos menores y posterior observación del accidentado que no requiere cuidados médicos o prescripción de medicamentos.

Severidad: también llamada gravedad, es la consecuencia derivada de un incidente, tanto personal como de proceso. Puede afectar a las personas, al medio ambiente, a las instalaciones, la calidad de productos, los aspectos económicos o financieros, la imagen, la relación con la comunidad y otras cuestiones de la empresa y su actividad.

Tarea restringida: incidente relacionado con el trabajo que afectó a una persona, cuya gravedad no impide que regrese al trabajo al día siguiente, pero que no le permite desarrollar la totalidad de sus tareas.

Tratamiento médico: lesiones o enfermedades menores relacionadas con el trabajo que no impiden el normal desarrollo de las tareas del trabajador, pero requieren un tratamiento superior al de los primeros auxilios.

CAPÍTULO 09 ►

Medio ambiente y comunidad

Osvaldo N. Alday

Aspectos técnicos, estratégicos y económicos de la refinación del petróleo



09 | Medio ambiente y comunidad

*“No heredamos la tierra de nuestros padres;
la tomamos prestada de nuestros hijos”.*

Proverbio de una tribu indígena americana

Introducción

Desde sus comienzos, el hombre ha satisfecho sus necesidades usando los medios que la naturaleza le ha puesto a su alcance. Para conseguir sus alimentos, durante muchos miles de años, fue, casi como los animales superiores, un cazador y recolector. Es en el período Neolítico (entre 9.000 y 5.000 años atrás) que comienza a producirse un cambio en la interrelación entre el hombre y la naturaleza que continúa hasta nuestros días. En esa época, el nacimiento de la agricultura y la ganadería llevan al hombre a dejar de ser nómada para comenzar a organizarse en comunidades y, por lo tanto, a modificar su interacción con el medio que lo rodea, con acciones tales como la tala de espacios forestales para satisfacer sus necesidades.

En la Edad Media, la necesidad de madera para un sinnúmero de propósitos (construcción, calefacción, armas, mobiliario, utensilios, etc.), juntamente con el aumento de las poblaciones y la necesidad de mayor espacio para la agricultura y la ganadería, implicó una deforestación de grandes áreas boscosas. Las comunidades, por otra parte, comenzaron a sentir los efectos de la falta de planificación urbana, tales como hacinamiento, falta de higiene y contagio masivo de enfermedades (las pestes).

El gran cambio desde el punto de vista ambiental, sin embargo, se produce a partir de la Revolución industrial en el siglo XVIII, que es cuando se acelera la interrelación entre el hombre y el medio ambiente. Las nuevas técnicas de producción y el incremento del consumo generaron la explotación de recursos en una magnitud no vista hasta ese entonces. Al mismo tiempo, se produjo un gran aumento de la población en áreas urbanas, que sumado

a los requerimientos de producción llevaron a un incremento en el consumo de energía y de materias primas. Aparece entonces la contaminación (también conocida como polución), siendo ésta la consecuencia de introducir en el medio cantidades de sustancias o energía en magnitud tal que pueden generar daños al bienestar de las personas o al medio ambiente, tanto en forma inmediata como en lapsos mayores de tiempo.

Pero es a partir del siglo xx cuando estos cambios se precipitan en forma exponencial: la población mundial casi se ha quintuplicado y el consumo de energía es unas cuatro veces mayor. Dicho de otra manera, en apenas una mínima porción del tiempo de existencia del ser humano (cien años), se ha producido un impacto en el medio en que habitamos, mayor al producido en toda su existencia previa (más de un millón de años). Hay muchas maneras de expresar esto con números, pero basta decir que, en este millón de años de evolución, se estima que han vivido en la Tierra unos 67.000 millones de personas, siendo que aproximadamente el 10% está hoy vivo.

Con respecto a la contaminación citada más arriba, cabe destacar que el medio ambiente tiene una gran capacidad de asimilación de impactos, pero esta capacidad no es infinita y el compromiso debe ser no sobrepasarla para evitar degradaciones irreversibles o agudas como consecuencia de las distintas actividades humanas. Más aún, el concepto medioambiental es hoy mucho más amplio y complejo y considera no sólo el aspecto de las variables físicas, químicas y biológicas, sino también la afectación de otros valores sociales, pudiendo citarse como ejemplos, aspectos culturales, económicos, estéticos, etc. De esta forma el tema trasciende lo que fuera en sus inicios algo esencialmente técnico para entrelazarse con la vida cotidiana en cosas tan importantes como la economía, la política, la salud, el desarrollo, las relaciones entre naciones y otros temas igualmente relevantes.

En este contexto, la industria, que ha sido el principal motor del desarrollo mencionado, también ha sido un contribuyente importante a la problemática ambiental. La industria en general, y las grandes industrias básicas de proceso en particular, tales como la siderurgia o la del petróleo, tanto en sus fases extractivas como de transformación, son percibidas por una gran mayoría del público como los principales actores de la degradación del medio ambiente. Más allá

de la percepción subjetiva y de los aportes reales de cada actor, es muchísimo, sin embargo, lo que se ha avanzado en los últimos 40 años en materia de preservación ambiental, en conocimiento, legislación, tecnología, inversiones y otros aspectos, pero también es creciente la exigencia de las comunidades en este sentido, por lo cual el desarrollo del tema continúa, y seguramente proseguirá, como una parte permanente más de la temática de la industria.

Uno de los objetivos de este capítulo es mencionar distintos aspectos en los que el procesamiento del petróleo, más específicamente en los principales procesos y operaciones de las refinerías, puede tener impacto sobre el medio, comentando los riesgos y acciones a tomar en diferentes casos. El segmento *upstream* (exploración y producción) está fuera del alcance de este libro, por lo cual no será tratado aquí.

Otro objetivo es que se comprenda lo complejo de la temática que se aborda aquí en forma muy simplificada, y cómo pueden impactar las regulaciones en las decisiones de inversión, usualmente cuantiosas, que implica la aparentemente sencilla reducción de un determinado contaminante. Cabe destacar que por razones termodinámicas se va haciendo tecnológicamente mucho más difícil y costoso reducir en la misma cantidad un contaminante cuando está en bajas concentraciones que cuando se encuentra en proporciones mayores.

Consideraciones básicas sobre receptores y contaminantes

Para el estudio del tema consideramos los medios receptores o sumideros de la contaminación separados de la siguiente forma:

- La atmósfera.
- Las aguas superficiales.
- El suelo y las aguas subterráneas.

Esta forma de clasificar los receptores es una simplificación para facilitar su comprensión ya que, dependiendo de las propiedades fisicoquímicas de los contaminantes, de las características de los sumideros y de la dinámica interactiva del ambiente, distintas fuentes de contaminación, con frecuencia, afectan simultánea o sucesivamente a uno o más de los receptores mencionados.

Los agentes contaminantes se pueden dividir de diferentes formas, pero los siguientes grupos y subgrupos son muy útiles para su análisis, dependiendo del receptor:

- Agentes biológicos, tales como:
 - organismos vivos que causan enfermedades,
 - sustancias provenientes de seres vivos.
- Agentes físicos:
 - ruido,
 - radiaciones,
 - sustancias que no reaccionan, pero alteran alguna propiedad del receptor,
 - material particulado:
 - sólidos suspendidos,
 - sólidos sedimentables.
 - materiales a diferente temperatura que el receptor,
 - agentes químicos:
 - primarios: sustancias emitidas directamente desde las fuentes contaminantes,
 - secundarios: originados por reacción entre los contaminantes primarios o entre éstos y el receptor.
- Residuos:
 - tóxicos,
 - biotóxicos,
 - peligrosos o especiales,
 - residuos tipo urbano (RSU),
 - radiactivos.

Cuando estos agentes, ya sea en forma física o de energía, alcanzan concentraciones o niveles suficientemente elevados como para producir riesgos, daños o molestias a las personas, ecosistemas, o bienes materiales, estamos en presencia de contaminación. Recordemos que si bien el medio tiene capacidad como para absorber estos impactos, la contaminación puede ser transitoria, de corto o mediano plazo. Si, en cambio, se supera su capacidad para contrarrestarlos, el impacto podrá ser durante largo tiempo o, inclusive, permanente.

Prácticamente todas estas formas de contaminación están presentes, en potencia y en diferentes grados, en la transformación del petróleo desde su extracción hasta su utilización final. Es

responsabilidad de los entes reguladores y de control establecer parámetros razonables y cumplibles que impidan impactos inaceptables en el medio, y responsabilidad de la industria cumplir con ellos.

Cabe destacar que el impacto de las distintas sustancias sobre la salud da lugar a dos temáticas muy interrelacionadas, pero de alcances diferentes y con legislaciones distintas. Nos referimos a la diferencia entre la higiene industrial y la preservación del medio ambiente. La primera se ocupa de prevenir daños a la salud de los trabajadores de la industria en la que desarrollan sus actividades, es decir, de cuidar y controlar el microclima de trabajo. Se trata de una población potencialmente más expuesta, pero mucho más reducida que el público en general y también específicamente monitoreada. Respecto de la segunda, ya hemos explicado el alcance más arriba, pero debemos enfatizar que por tratarse de una población general, no controlada específicamente, la legislación la protege con parámetros de calidad del medio ambiente más restrictivos.

Un concepto importantísimo sobre cómo actuar preventivamente con respecto a la contaminación es el de jerarquía del control ambiental, que consiste en la preferencia u orden de consideración respecto de la generación de los contaminantes o residuos. Esta jerarquía incluye las siguientes cuatro dimensiones que, en orden decreciente de preferencia ambiental, son las siguientes:

1. Reducción en la fuente: se trata de la minimización o eliminación del contaminante o residuo, es decir, evitar su generación como tal. El contaminante menos riesgoso es el que no se produce. Esto se logra mediante modificaciones en los procesos, sustitución de materias primas o insumos, mejoras en la pureza de las materias primas y reciclado dentro del proceso, entre las más importantes.
2. Reciclado o reutilización: es el uso o reutilización de residuos o corrientes residuales como sustituto parcial o total de un producto comercial o una materia prima o insumo en un proceso industrial. Esto puede ocurrir en el proceso mismo (*on site*) o en las áreas de soporte al proceso (*off site*) e incluye, por ejemplo, la recuperación de componentes útiles dentro de un residuo o la eliminación de contaminantes para per-

mitir que se usen nuevamente, o la utilización de corrientes residuales con cierto poder calorífico como sustituto o suplemento de combustibles.

3. Tratamiento del residuo: es cualquier proceso o técnica que cambia la naturaleza física, química o biológica de un residuo, de manera que lo neutraliza, recupera energía o lo hace menos riesgoso o menos voluminoso y adecuado para disposición.
4. Disposición (a veces llamado disposición final): se entiende por tal la descarga, depósito, vuelco o ubicación del residuo en tierra o en agua (incluidas aguas subterráneas), previamente tratado (si fuera necesario) y en forma controlada, de manera de no generar un impacto adverso.

En todo nuevo diseño o modificaciones de plantas existentes es importante tener en cuenta las jerarquías ambientales de modo de impactar lo menos posible desde el punto de vista ambiental, lograr un óptimo diseño desde el punto de vista económico, y también para prevenir futuras inversiones, cuando eventualmente la legislación se modifique hacia estándares más exigentes.

Principales fuentes de contaminación en las refinerías

Hemos visto hasta aquí el funcionamiento de las refinerías en forma “químicamente pura”. Pero los procesos son muy complejos y dinámicos, las plantas tienen variaciones en sus condiciones operativas, los equipos mecánicos pueden tener fallas, las válvulas de seguridad actúan, los tanques de materias primas y productos “respiran”, las plantas deben parar periódicamente para mantenimiento o regeneración de catalizadores, se producen emergencias, todo lo cual hace que, además del impacto estacionario, por su condición de grandes consumidoras de energía, también aporten al medio en forma continua o eventual, diferente cantidad y tipo de contaminantes.

La magnitud de generación de residuos y de emisiones hacia los distintos receptores es muy variable, dependiendo básicamente de la legislación que aplique y de cómo se controla su cumplimiento efectivo. Ésta varía según los países (y aun dentro de éstos, según zonas), desde exigencias comparativamente muy restrictivas hasta otros donde la legislación es mínima y con poco control.

Veamos cómo afectan las principales fuentes, atendiendo a la clasificación de receptores comentada arriba, comenzando con la citada en primer lugar.

Riesgos de contaminación de la atmósfera

Los contaminantes de la atmósfera pueden ser naturales o antropogénicos (debido a la actividad humana). A veces la contaminación natural puede ser importante e incluyen fuentes como vegetación, emisora de material orgánico volátil o pulverulento, actividad volcánica, suelos y viento que aportan material particulado, altos niveles de ozono (a nivel del suelo), etcétera.

Las emisiones antropogénicas provienen principalmente de las industrias, del transporte, de la actividad agrícola y ganadera y de muchas otras fuentes individualmente mínimas, pero existentes en gran cantidad como, por ejemplo, la calefacción de los hogares.

Desde el punto de vista que nos ocupa, hay dos grandes grupos de emisores contaminantes de la atmósfera provenientes de las refinerías:

1. Fuentes de combustión: hornos de proceso, regenerador de los FCCU, calderas, incineradores, antorchas de emergencia, turbinas de gas, etcétera.
2. Fuentes del proceso y operaciones auxiliares: pérdidas por equipos, venteos, drenajes, muestreo, emisiones de tanques, operaciones de transferencia a y desde barcos, camiones, trenes, tratamiento de efluentes, etcétera.

Las fuentes de combustión típicamente emiten los siguientes gases:

- Óxidos de azufre (SO_2 , SO_3), genéricamente llamados SO_x .
- Óxidos de nitrógeno (NO , NO_2) llamados NO_x .
- Óxidos de carbono (CO_2 , CO).
- Productos de combustión incompleta, humo, hollín, hidrocarburos parcialmente oxidados y material particulado.

La magnitud de estas emisiones depende del combustible usado, del tipo (diseño y tecnología) de la instalación, de su estado (mantenimiento) y de su operación. La legislación, en general,

pone límites a las concentraciones (porcentajes o ppm) o al caudal (masa y período de tiempo) de estos contaminantes que salen por la chimenea o por el conducto de evacuación de los gases. Esto puede ser controlado muy bien, ya que existe excelente tecnología para el monitoreo de la combustión, tanto desde el punto de vista de las variables operativas como de la concentración de sustancias emitidas.

Las emisiones de contaminantes provenientes del proceso y sus servicios auxiliares, comparadas con las de combustión, presentan un problema de mayor complejidad, no sólo porque son muchas más las sustancias químicas involucradas, sino también porque las fuentes de emisión están muy diseminadas, lo cual dificulta ambas cosas, su identificación y su control.

A efectos de simplificar su comprensión, se suelen clasificar este tipo sustancias contaminantes provenientes del procesamiento de petróleo en ciertos grupos. Considerando que aquí estamos viendo el cuidado de la salud y el medio, por una parte, y también la calidad de vida, por otra, esto nos lleva a recordar el postulado básico de la toxicología: “todas las sustancias pueden ser nocivas a partir de cierta concentración”. Efectivamente, hay sustancias que en concentraciones muy bajas (unas pocas ppm) producen efectos adversos sobre la salud, o aun la muerte, como el monóxido de carbono o el cianuro de hidrógeno. Otras, como el oxígeno, sin el cual el ser humano no puede vivir si no se dispone en una concentración mínima, y que se utiliza puro en ciertos tratamientos médicos, produce, en cambio, efectos nocivos a partir de ciertas presiones parciales (como en el caso del buceo profundo).

El concepto anterior lleva a una de las clasificaciones más usuales que los agrupa en:

- Compuestos orgánicos volátiles.
- Sustancias peligrosas.
- Sustancias que producen olor.
- Material particulado.

Los primeros se caracterizan por no producir efectos inmediatos o agudos en las concentraciones que normalmente aparecen como consecuencia de los procesos. Las sustancias peligrosas, en cambio, deben ser controladas muy cuidadosamente, ya que en concentraciones significativamente menores está comprobado



Monitoreo de la calidad del aire en cercanías de una refinería

que producen efectos adversos a la salud. El olor está más relacionado con la calidad de vida, ya que el olfato, cuando detecta las sustancias, en general lo hace en concentraciones mucho menores que las necesarias para producir efectos nocivos (por eso, como una señal de alarma, se odoriza el gas para consumo domiciliario). Los diferentes tipos de material particulado pueden presentar distinto grado de peligrosidad dependiendo de su origen (es decir, de su composición original), su rol en el proceso (otras sustancias con las que haya tomado contacto) y el camino por el cual llegó al medio. Por ejemplo, el carbón residual de petróleo puede tener diferente grado de peligrosidad dependiendo del proceso como fue generado, de las sustancias poliaromáticas que estén presentes, de la presencia de metales, etcétera.

Habiendo recorrido los grupos contaminantes debidos al proceso (es decir, excluidos los originados por combustión) veamos ahora las principales fuentes que los emiten.

Citemos, en primer lugar, las llamadas “emisiones fugitivas”; se denominan así a aquellas emisiones mínimas que se originan en pérdidas debido a falta de estanqueidad en equipos y sistemas de transporte de fluidos, tales como bombas y compresores, y componentes asociados a las cañerías, como válvulas, bridas o acoples. Las pérdidas por falta de estanqueidad a través de válvulas de seguridad también caen dentro de esta clasificación. Una refinería de petróleo de mediana complejidad y tamaño tiene cientos de bombas y miles de bridas y válvulas, lo cual implica muchísimos puntos potenciales de emisión de contaminantes al medio. Este tipo de pequeñas pérdidas se detectan en el mismo lugar mediante equipos portátiles. Para su control se utiliza una metodología ampliamente aceptada que, básicamente, consiste en, primero, identificar los puntos de potencial pérdida, priorizándolos según el producto asociado. La priorización se hace considerando la peligrosidad del producto, su tendencia a evaporarse (presión de vapor) y las condiciones del fluido (presión, temperatura, concentración). En segundo lugar, se coloca un código de barras asociado a cada punto, que el equipo con que se identifican las pérdidas podrá leer y registrar, y se definen los niveles a partir de los cuales se requiere reparación inmediata, en algunos días, o no se requiere acción. La medición de pérdidas se realiza según un programa, y la frecuencia de los diferentes puntos se establece, principal-

mente, en función de la peligrosidad del producto que circula y de la historia y experiencia que se vaya aprendiendo a medida que el programa de monitoreo va madurando.

Otro importante aporte de sustancias del proceso es causado por la evaporación desde los tanques de almacenamiento. Los tanques tienen varios mecanismos por los que pueden emitir sustancias al medio y, por sus grandes volúmenes, dicho aporte es relevante. La función de los tanques es recibir y entregar productos. Los vapores en equilibrio dinámico con el líquido almacenado acorde con su tensión de vapor, pasan al medio ambiente durante las operaciones de transferencia; esto se llama “respiración operativa”. Otro tipo de respiración es debida al efecto de calentamiento durante el día y enfriamiento durante la noche, lo cual crea un ciclo de expansión y contracción, con la consecuente expulsión de vapores a la atmósfera. El viento también contribuye por el efecto de succión que genera sobre los venteos y válvulas de presión y vacío, que termina resultando en emisiones a la atmósfera. Además, un estado mecánico deficiente de los techos (perforaciones) o en los sellos en los tanques de techo flotante (falta de estanqueidad) será causa de pérdidas a la atmósfera. Los techos flotantes son el tipo de tecnología más usada para minimizar pérdidas (emisiones) de hidrocarburos volátiles y tóxicos al medio ambiente desde los tanques. Éstos, como lo indica su nombre, cubren la superficie interna del tanque flotando sobre el líquido y suben o bajan cuando ingresa o se extrae material, o con las variaciones de volumen por temperatura. Al no haber prácticamente hidrocarburos en contacto con el aire, los efectos de respiración mencionados arriba son casi nulos. Este tipo de techo se utiliza en tanques de almacenamiento de petróleo crudo, naftas, jet fuel, y otros cortes de presión de vapor suficientemente alta como para justificar su empleo.

Otras operaciones de transferencia como carga y descarga de buques, trenes y camiones tanque también originan desplazamientos de mezclas de aire y vapores de hidrocarburos, hacia la atmósfera. Las tecnologías comúnmente utilizadas para reducir este tipo de emisiones son: la recuperación o la incineración de la mezcla de aire y vapores. En ambos casos, la primera etapa del proceso consiste en coleccionar los gases en cuestión y luego derivarlos al sistema de recuperación, si se aplica el primer caso, o al



Carga ventral de camiones con recuperación de vapores

sistema de combustión en la segunda alternativa. Hay cuatro tipos principales de procesos para recuperación de vapores: adsorción en lechos de carbón, absorción mediante un solvente adecuado, condensación por enfriamiento, y separación mediante membranas. En el caso en que los vapores sean quemados, se puede elegir alguna de las siguientes tres opciones: quemado en antorcha de combustión, en oxidadores térmicos o en oxidadores catalíticos. El tipo de proceso a usar dependerá de diversos factores como el volumen de gases a disponer, la toxicidad, las regulaciones ambientales que apliquen, el análisis económico de cada alternativa posible, etcétera.

Quizá el ejemplo más antiguo de recuperación de gases sea el usado para balancear transferencias entre contenedores de gas licuado de petróleo (GLP o LPG). Esto se aplica desde hace décadas y su origen fue vinculado a la recuperación económica del producto. Los tanques (o en caso de cargas a barcos, vagones o camiones tanque) se conectan mediante cañerías por la parte superior (fase gaseosa de los contenedores) y el volumen ocupado o liberado por el líquido que se transfiere es reemplazado por el gas en equilibrio, en vez de quemar éste en una antorcha o ventearlo a la atmósfera.

Otro ejemplo más comúnmente visible de colección de gases, no dentro de las refinerías, sino en la etapa posterior de distribución, es el usado en las estaciones de servicios para evitar el envío de aquellos a la atmósfera cuando se rellenan los tanques de nafta en las estaciones. En este caso la parte gaseosa del tanque se conecta a la parte superior del camión cisterna, así, a medida que la nafta se transfiere del camión al tanque subterráneo, el volumen de líquido que ingresa desplaza hacia el camión igual volumen de gases. Éstos son luego dispuestos en la refinería, cuando el camión regresa para una nueva carga. En la estación los gases son colectados y en la refinería dispuestos según alguno de los métodos descritos más arriba.

Los sistemas de tratamiento de efluentes contaminados con hidrocarburos (que veremos seguidamente) son otra fuente potencial de emisión, debido a que parte de ellos están total o parcialmente abiertos a la atmósfera, tales como los tanques o piletas de decantación para reuso de agua, los separadores tipo API, piletas de biodegradación, etcétera.

La problemática del olor está asociada a sustancias que llegan a la atmósfera por mecanismos similares a los descriptos, tanto proveniente de fuentes de combustión (por ejemplo los compuestos azufrados) como desde otras fuentes. No todos los contaminantes producen olor, sino sólo aquellos capaces de excitar al sistema olfativo, que en general detecta estas sustancias en concentraciones mucho menores que las que producen daños a la salud, usualmente entre cien y mil veces menos. Esta última característica, la de producir sensación de desagrado en concentraciones de partes por billón (ppb), es la que hace en ciertos casos muy difícil su detección temprana. Si bien en la mayoría de los casos el olor es más un tema de percepción, asociado a la calidad de vida más que a un riesgo para la salud, las comunidades lo asocian a un peligro más o menos inminente, por lo cual debe prestarse rápida atención. Esto es más notorio cuando aparece un olor desconocido debido a nuevas instalaciones, nuevos productos, pérdidas que antes no habían ocurrido, etc. Como concepto general, el uso de combustibles de bajo azufre, una buena identificación y eliminación de las emisiones fugitivas, y los cuidados operativos que correspondan sobre sistemas a cielo abierto suelen eliminar este problema.

Respecto del material particulado, las principales fuentes asociadas al procesamiento del petróleo son debidas a emisiones de finos de catalizador proveniente del FCCU y almacenamiento de sustancias sólidas a cielo abierto, tales como coque de petróleo, azufre, ciertos residuos como material de demolición, etc. Para que el material particulado sea un contaminante externo al sitio de trabajo debe salir de los límites de éste, lo cual dependerá de su granulometría, la altura a la que se encuentre, las condiciones atmosféricas y los obstáculos naturales (altura de terrenos aledaños) y artificiales (edificios y equipos de proceso). Cada uno de los ejemplos citados tiene soluciones específicas. Por ejemplo, para el caso de emisión de sólidos finos en suspensión en los gases efluentes del FCCU, se pueden tomar ciertas acciones operativas como reducir la circulación de catalizador o, eventualmente, su cambio, o hacer modificaciones importantes, como agregado de ciclones, precipitadores electrostáticos, lavadores, filtros, elevación de la altura de chimenea (para lograr más dispersión), etc. En el caso de almacenamiento de coque en pilas a cielo abierto

puede disminuirse el volumen del inventario para reducir el arrastre por viento, regar la pila con rociadores para mantenerla húmeda inyectando un surfactante para mejorar el mojado, agregar un cerramiento lateral o mallas que reduzcan la capacidad de arrastre del viento, u optarse por hacerlo en silos, galpones cerrados o piletas bajo nivel, por nombrar algunas soluciones posibles. Todas estas acciones resultan complejas y casi siempre conllevan inversiones en dinero muy importantes.

Otra fuente de contaminación relacionada con la atmósfera es el ruido. El ruido es la percepción de sonidos no deseados. Se trata de energía de presión que puede viajar a través de diferentes medios, en forma de ondas. En general el ruido involucra tres componentes: la fuente emisora, el medio de transmisión (en el caso que nos ocupa la atmósfera), y un receptor. En el caso de las refinerías la generación de ruido está asociada principalmente a maquinarias de porte y flujo de gases y vapores a través de conductos. En ciertos casos son conductos cerrados que transportan fluidos dentro de la planta y, en otros, se trata de conductos abiertos a la atmósfera como chimeneas, venteos y antorchas de combustión.

La contaminación producida por el ruido, en primera instancia, puede parecer temporaria: cuando el ruido cesa no quedan rastros en la atmósfera. Pero, en algunos casos, el ruido puede hacer que ciertos animales, como los pájaros, se alejen del área, lo cual producirá un desequilibrio en ese ambiente, que difícilmente se restablecerá si el ruido vuelve a reaparecer en forma eventual.

Tanto en las comunidades muy próximas a las áreas industriales, como dentro de éstas, el ruido puede provocar varios inconvenientes: molestia, estrés, dificultad de comunicación, entre otros. En particular, dentro de las industrias, el ruido es más intenso por la proximidad a las fuentes, y la exposición prolongada a partir de ciertos niveles puede producir pérdida permanente de audición; esto es analizado y tratado en el ámbito de la higiene industrial.

Dado que el ruido decrece con la distancia, las comunidades reciben el ruido con menor intensidad que los trabajadores en el lugar, pero es percibido durante las 24 horas, todos los días, por lo cual la incomodidad que genera puede ser muy grande. Además, durante la noche, cuando el ruido de fondo baja (menos tránsito, menor actividad dentro y fuera de las casas, etc.) y llega la hora del descanso, la sensación de incomodidad aumenta. Dependiendo

de las características en su origen, la solución de los problemas de ruido es, en general, bastante compleja debido a su naturaleza no lineal y usualmente pasa por cambios en las maquinarias que lo producen, su eventual encapsulamiento, utilización de sistemas antivibratorios, uso de aislaciones acústicas, disminución de la velocidad de fluidos por tuberías, reducción de presiones en forma escalonada, instalación de silenciadores, reubicación más alejada de fuentes de emisión de ruido, dentro de los métodos más comunes.

En la tabla 1 se listan los aportes relativos de diferentes actividades a los contaminantes más comunes de la atmósfera. Esta tabla está tomada de la EPA (Environmental Protection Agency) y es una estadística para los Estados Unidos. Si bien los valores porcentuales pueden cambiar, se estima que el aporte relativo es válido para la mayoría de las áreas industrializadas.

Orden relativo de generación de contaminantes antropogénicos (US EPA Annual Emission Report)	
SOX	
1. Fuentes estacionarias de combustión: calderas, hornos, generación de energía eléctrica (EE) (aprox. 80%).	2. Incendios naturales.
2. Procesos industriales: petróleo, químicas, minerales, pinturas, agricultura.	3. Fuentes estacionarias de combustión: calderas, hornos, generación de EE.
3. Transporte: autos, camiones, ómnibus, aviones, barcos, trenes.	4. Procesos industriales: petróleo, químicas, minerales, pinturas, agricultura.
NOX	VOC's
1. Fuentes estacionarias de combustión: calderas, hornos, generación EE (> 50%).	1. Procesos industriales: petróleo, químicas, pinturas (aprox. 45%).
2. Transporte: autos, camiones, ómnibus, aviones, barcos, trenes (aprox. 40%).	2. Transporte: autos, camiones, ómnibus, aviones, barcos, trenes (aprox. 30%).
3. Procesos industriales: petróleo, químicas, minerales, pinturas, agricultura.	3. Uso de solventes orgánicos.
CO	Particulado
1. Transporte: autos, camiones, ómnibus, aviones, barcos, trenes (aprox. 70%).	1. Procesos industriales: petróleo, químicas, pinturas, agricultura (aprox. 35%).
	2. Fuentes estacionarias de combustión: calderas, hornos, generación EE (aprox. 25%).
	3. Transporte: autos, camiones, ómnibus, aviones, barcos, trenes (aprox. 25%).

Tabla 1

Riesgos de contaminación de las aguas superficiales

El segundo receptor mencionado son las aguas superficiales. Las refinerías utilizan gran cantidad de agua con diferentes fines:

para enfriamiento, para producción de vapor (el vapor se usa principalmente en calefacción, inyección directa en el proceso, generación de energía eléctrica, generación de energía mecánica), para lavado de ciertas corrientes de proceso, para lavado de plantas y equipos, para uso sanitario, como agua potable, etc. Un gran porcentaje del total utilizado es reusado, así, el condensado de vapor se trata y recicla para producirlo nuevamente, el agua de enfriamiento recircula a través de torres, etc. Pero casi la totalidad del agua neta que ingresa, exceptuando una parte menor que se evapora, genera agua residual que usualmente se descarga a algún curso de agua pública. Al ingreso neto mencionado debemos sumarle el aporte de agua que viene con la materia prima (con el petróleo) y el agua de lluvia. En ciertos casos puede haber otros aportes como filtraciones, agua de lastre de barcos, desagües públicos que descargan a través de la instalación, etc., pero éstos son más limitados. Obviamente, antes de ser descargadas al receptor final, las aguas deben ser tratadas para cumplir con la legislación vigente. Cabe destacar que, a nivel mundial, los requerimientos para el agua residual producida por las industrias se han incrementado significativamente en las últimas décadas.

Los parámetros potencialmente contaminantes que más comúnmente se controlan en la descarga de las refinerías son:

- Hidrocarburos.
- Temperatura.
- Demanda de oxígeno.
- Sulfuros.
- Sólidos suspendidos.
- Ciertos metales pesados.
- pH.
- Olor.
- Fenoles.
- Compuestos amoniacales.
- Total de sólidos disueltos.

Veamos cuáles de las operaciones más comunes generan aguas residuales y cuáles son sus contaminantes.

El crudo que ingresa a los tanques de la refinería proveniente de oleoductos o barcos siempre trae algún porcentaje variable de agua y es común que una primera operación que se realiza sea

el desaguado de los tanques de materia prima. Aquí tenemos el primer aporte de agua residual. En esta corriente intermitente el agua está contaminada con algo de crudo emulsionado, sales, barros, etc. y normalmente se deriva a tratamiento primario.

Comentamos en la descripción de los procesos que el crudo es desalado previo a su ingreso a la destilación primaria. Esto es porque en el desaguado no se eliminan todas las sales, sino sólo una parte de ellas. En el proceso de desalado se genera agua con sales (y barros oleosos), que también debe de ser tratada y normalmente se junta con otras corrientes de aguas residuales.

En las torres de destilación primaria, así como en los fraccionadores principales de las plantas de conversión y en los despojadores de las plantas de tratamiento se inyecta vapor al proceso para mejorar la separación buscada en dichas torres. Este vapor se condensa y se separa como agua en los respectivos condensadores de los equipos de destilación. Estas corrientes tienen disueltas cantidades variables de componentes cuya solubilidad es mayor en agua que en los hidrocarburos, tales como sulfuros, fenoles, compuestos amoniacales, ácidos, e hidrocarburos emulsionados.

Con referencia al tratamiento de sus aguas residuales, las refinerías de petróleo típicamente usan tratamiento primario y secundario. Un factor importante que define el tipo de tratamiento que debe usarse es la naturaleza y utilización de las aguas del cuerpo receptor. Si es utilizado para proveer agua potable o para fines recreacionales los límites serán comparativamente más exigentes.

El tratamiento primario consiste en la separación de hidrocarburos, agua y sólidos, en dos etapas. En la primera se utilizan separadores por gravedad tipo API o interceptores de placa. El equipo es tal que el agua se mueve muy despacio a través del separador lo que permite que el hidrocarburo libre flote (por ser inmisible en aguas y menos denso que ésta) y sea separado como una capa superior, mientras los sólidos sedimentan hacia el fondo, de donde son barridos hacia un contenedor. La segunda etapa usa métodos físicos o químicos para separar el hidrocarburo emulsionado. Los métodos físicos pueden incluir el pasaje por bateas coalescedoras con altos tiempos de retención o lograr la coalescencia mediante flotación por burbujas de aire (sistemas conocidos como DAF: *dissolved air flotation* o IAF: *induced air flotation*, por sus iniciales en



Pileta para tratamiento de aguas

inglés). En esta última se producen microburbujas que son sopladas a través de la masa de agua residual, produce la flotación del hidrocarburo y sólidos suspendidos que son barridos de la superficie. En muchos casos se agregan ciertos productos químicos que ayudan a la coagulación de los sólidos suspendidos. La mayoría de los residuos provenientes del tratamiento primario son considerados peligrosos o especiales. Dentro de estos se incluyen: los barros de fondo del separador API, otros barros del tratamiento primario, el sobrenadante de los sistemas de flotación y barros generados en las bateas o lagunas de decantación.

Después del tratamiento primario, si la calidad del agua residual cumple con los parámetros de la legislación, puede ser descargada al curso o sumidero de naturaleza pública; en caso contrario, se envía a tratamiento secundario previo a su descarga.

En el tratamiento secundario el hidrocarburo y otros compuestos orgánicos contaminantes son consumidos biológicamente por microorganismos. Este biotratamiento requiere un contacto íntimo con oxígeno, el cual es introducido al sistema mediante diferentes técnicas, incluyendo los barros activados, biocontactores rotativos, filtros de escurrimiento, etc. El tratamiento secundario genera barros de biomasa que son tratados en forma anaeróbica, secados y enviados a disposición final, acorde con su composición.

Para poder cumplir con ciertos límites de descarga más exigentes, algunas refinerías emplean otra etapa adicional de tratamiento, que se denomina “pulido”. Éste puede involucrar el uso de carbón activado, antracita o arena, para filtrar impurezas remanentes, tales como biomasa, sedimentos, trazas de metales y algunos químicos.

En general, las refinerías hacen una segregación interna de sus aguas residuales y las tratan separadamente, en vez de juntar todas las corrientes y hacerlas pasar por todo el tren de tratamiento. Esto permite un uso más eficiente y evita el diseño de equipos sobredimensionados. Un ejemplo típico es el caso de las aguas ácidas (o agrias) drenadas desde los tambores de reflujo de ciertas torres de destilación. Estas corrientes contienen disueltos sulfuro de hidrógeno, otros tipos de sulfuros, compuestos amoniacales, etc., que son despojados con gas o vapor de la corriente de agua antes de enviarla a tratamiento, como se ve en la figura 1.

Como dijimos, las plantas de tratamiento de agua son una fuente significativa de emisiones y también de generación de residuos.

Las emisiones al aire se producen desde los sistemas de drenajes, tanques, bateas, lagunas, etc., asociados al sistema de tratamiento. Los residuos sólidos son distintos tipos de barros producidos en las diferentes unidades de tratamiento del efluente.

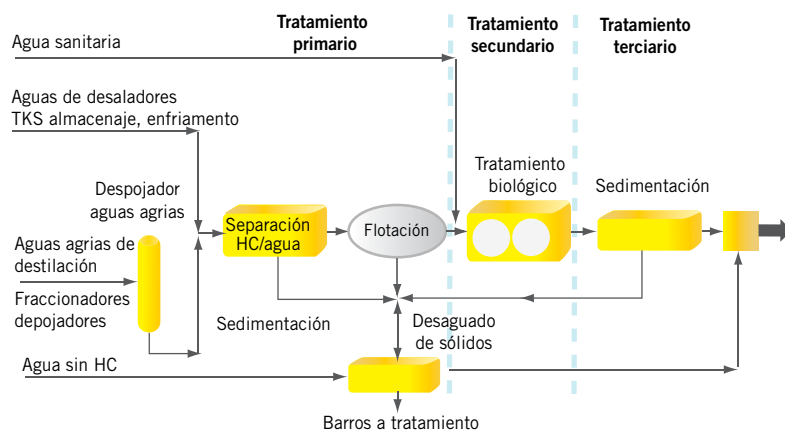


Figura 1. Diagrama de bloques del tratamiento de aguas residuales

Riesgos de contaminación del suelo y aguas subterráneas

La contaminación del suelo es uno de los pasivos ambientales más comunes de las industrias de proceso. En el caso de las refinerías dicha contaminación se produce por algún tipo de afluencia al suelo o aguas subterráneas de hidrocarburos, de sustancias químicas ajenas al medio u otros materiales contaminados con los productos mencionados. La contaminación de los acuíferos ocurre debido a la permeabilidad del suelo que permite el paso de los contaminantes hasta alcanzar una o más napas. En general la napa freática, la más superficial, se encuentra muy próxima a la superficie y no hay rocas o estratos del suelo que impidan el pasaje de los líquidos, por lo cual su contaminación, en caso de aparición de líquidos en la superficie que percolen a través del terreno, es altamente probable. Otro tipo de acuíferos más profundos pueden quedar resguardados si hay capas del suelo que son impermeables a los productos potencialmente contaminantes.

La legislación actual es muy clara e impone parámetros y prácticas precisas en este aspecto. El problema es que la mayoría de las refinerías que están hoy operando en el mundo ya lo hacían en épocas en que aún no se había tomado conciencia de la necesidad de proteger el ambiente. En aquellos momentos no existía la preocupación en tal sentido y las regulaciones sobre el tema eran



Efluentes líquidos en Refinería Luján de Cuyo

casi inexistentes o mucho menos restrictivas y con controles más laxos. Por esta razón la mayoría de las refinerías con muchos años de operación, cuentan con pasivos ambientales de diferente magnitud. Hace unas décadas las prácticas operativas eran menos amigables que las actuales respecto del medio ambiente, por lo cual ciertos procedimientos utilizados en esa época no serían aceptables en la actualidad. Hoy las principales fuentes de contaminación del suelo en la industria del petróleo provienen de accidentes o fallas en el control de las operaciones. Entre tales problemas operativos que ocurren con cierta frecuencia podemos citar:

- derrames por sobrellenado de tanques,
- filtraciones por rotura de fondos de tanques,
- drenajes al suelo vía pisos no estancos,
- filtraciones en los desagües industriales,
- rebalse de los sistemas de drenaje,
- arrastre de contaminantes por aguas de lluvia mal segregadas,
- pérdidas en cañerías enterradas,
- pérdidas por sobrepresión (válvulas, bridas, etc.) en cañerías,
- filtraciones en sistemas de tratamiento o almacenamiento de residuos.

Con incorporación de tecnología, programas de inspección del estado mecánico de los equipos y procedimientos operativos adecuados, los mencionados problemas pueden eliminarse. Por ejemplo, para el primer caso citado arriba (derrames por sobrellenado) se debe disponer de sistemas de telemedición de nivel en los tanques, con prealarmas y alarmas por niveles peligrosos, además de alarmas redundantes, independientes del sistema de medición, para evitar que, por fallas en un sistema, se pueda originar un sobrellenado.

Puede haber también contaminaciones mayores debido a rotura de recipientes o cañerías por incendios o explosiones, fallas estructurales, sismos, pero son mucho menos frecuentes que los citados.

El tipo de producto más común que contamina el suelo o aguas subterráneas son los hidrocarburos líquidos, entre todos los tipos que pueden aparecer en una refinería. Las refinerías hacen un uso intensivo de muchos productos químicos que también pueden derramarse y provocar contaminación, tales como ácidos, álcalis y

otras sustancias de naturaleza orgánica, aunque por los volúmenes manejados es mucho menor comparado con los hidrocarburos.

Se utilizan varias metodologías para contención y remediación de los contaminantes del suelo. Detectado el problema, se debe proceder en etapas.

Lo primero es la definición del problema. Son diferentes las acciones que se tomarán si se trata, por ejemplo, de un derrame reciente del que se conoce su volumen y cuándo y cómo ocurrió, o de una pérdida por fondo de un tanque que se desconoce desde cuándo está ocurriendo, en cuyo caso deben hacerse ciertos estudios para definir la magnitud. Es importante en esta etapa la evaluación de los riesgos ambientales, que incluyen las vías de migración, proximidad a cursos o reservas de agua, posibilidad de ingreso a ellos, etc. Lo segundo es proceder con la evaluación del suelo vía muestreo y análisis para definir lo que se conoce como “pluma de contaminación”, es decir, el espacio volumétrico realmente afectado y las concentraciones de contaminantes en él, lo cual permitirá, junto con un mapeo del subsuelo, determinar la magnitud del impacto causado. Esta evaluación del impacto o daño ambiental definirá, entre otras cosas, la velocidad y el tipo de respuesta al problema. En caso de que sea necesario proceder al confinamiento de la zona afectada, se pueden instalar pantallas o barreras de contención para evitar que la pluma se extienda. Otras tecnologías, que pueden ser independientes o complementarias y dependen de si la zona se encuentra o no saturada es la confección de pozos de bombeo (en el primer caso), o excavación y relleno en caso de zonas no saturadas. La remediación, es decir, la restitución del suelo a su situación original o a un nivel ambientalmente aceptable, es usualmente la etapa que sigue. La tecnología usada dependerá de los factores mencionados y puede incluir ventilación (natural, forzada, o inducida, o combinación de ellas), biorremediación (uso de bacterias que degraden el producto derramado), adsorción de gases, etc. Todos estos procedimientos son lentos y costosos y, en la mayoría de los casos, requieren la discusión y aceptación por parte de las autoridades ambientales que correspondan.

A modo de resumen de todo lo visto en este título se listan en la tabla 2 las fuentes potenciales de contaminación más relevantes que puede haber en una refinería y los contaminantes asociados más importantes.



Flora y fauna silvestre, espontáneamente desarrollada en desagües de la refinería Luján de Cuyo

Fuente	Principales contaminantes
Antorcha	Productos de combustión, hidrocarburos, humo
Craqueo catalítico	CO, CO ₂ , SO _x , particulado, metales, compuestos fenólicos, sulfurados, cianuros y nitrogenados en el agua residual
Desalado de crudo	Agua con hidrocarburos, barros
Combustión	CO, CO ₂ , SO _x , NO _x , particulados
Emisiones del proceso	VOCs, benceno
Hidrotratamiento	SH ₂ , aguas agrias, catalizadores usados
Operaciones de carga y descarga	VOCs
Planta de azufre	SO ₂ , SH ₂
Proceso de coque	Particulado de carbón, VOCs, CO ₂ , SO _x , agua residual con hidrocarburos y fenoles
Procesamiento de lubricantes	Solventes
Reformación catalítica	VOC's, benceno, compuestos clorados
Tanques	Agua residual, VOC's, barros
Torres de enfriamiento	VOC's, biocidas, químicos varios (dispersantes, etc.)
Tratamiento de aguas	VOC's, benceno, metales, NH ₃ , barros inorgánicos y biológicos, fenoles, demanda de oxígeno
Tratamiento de productos	Soda cáustica agotada
Vapor de despojamiento	Aguas agrias, benceno

Tabla 2. Fuentes relevantes de emisión en las refinerías

Medio ambiente y comunidad

Hay muchas interrelaciones entre las industrias y sus comunidades vecinas, pero el medio ambiente es el vínculo permanente, que surge naturalmente toda vez que se analiza esta temática. Por ello es que en este capítulo introducimos algunos comentarios sobre esta cuestión muy básica, muy importante, pero a veces muy conflictiva.

La preocupación real de las industrias por el cuidado del medio ambiente es una excelente base para construir o fortalecer los vínculos con las comunidades próximas y brinda la posibilidad de apalancarse sobre este importante tema común para desarrollarlo como una actividad de la responsabilidad social empresarial.

En este contexto lo más importante es crear, o fortalecer si ya existe, un clima de confianza y de puertas abiertas. Para lograrlo y que sea sostenible en el tiempo, la relación con la comunidad debe gestionarse como un aspecto más de la actividad empresarial, es decir, debe haber objetivos cuantificables, posibles de ser llevados a cabo, procedimientos aceptados y conocidos, una forma de medir los avances frente a los objetivos y un sistema de realimentación que permita el control y la mejora continua. La política al respecto debe ser proactiva en vez de tener una actitud defensiva.

En este título se mencionan algunos aspectos clave para lograr lo antedicho.

Como base para el éxito debe existir, en primer lugar, un verdadero compromiso y responsabilidad de los más altos niveles de la planta industrial. Este compromiso, además, debe ser visible y adecuadamente percibido por la comunidad y los empleados. Esto significa que los gerentes deben involucrarse en todo el proceso de gestión: asegurarse de que habrá planes de mediano y largo plazo, dar pautas para el desarrollo de los programas, verificar la calidad de éstos, el grado de cumplimiento, las causas de desvíos, buscar oportunidades de participar personalmente en eventos comunitarios, asegurar la calidad y el grado de comunicaciones, etcétera.

Cabe destacar que en el concepto de comunidad deben integrarse todos los actores sociales, individuales y colectivos, tales como los vecinos, las diferentes autoridades, los medios, fuerzas vivas de la comunidad, organizaciones a las que le preocupe el tema, ámbitos educativos, etcétera.

Algunos aspectos más específicos incluyen:

Conocer cuáles son las preocupaciones de la comunidad

Es importante establecer mecanismos que permitan conocer cuáles son las inquietudes reales que la comunidad tiene respecto de la actividad industrial. Sin esta información básica, cualquier intento que se haga para establecer vínculos puede resultar en un gasto de recursos inútil; uno no debe suponer que hay tal o cual preocupación, sino tener la certeza. Esto puede lograrse mediante encuestas en la comunidad, a partir de información sistematizada de empleados que vivan en la zona, de consultas a las autoridades, a los medios, a grupos representativos, etcétera.

Disponer de canales de comunicación en ambos sentidos

Para la empresa es relativamente sencillo el uso de los medios locales de comunicación (diarios, radio, televisión y otros) para pasar los mensajes que le interese que la comunidad reciba, pero también debe facilitar la comunicación de la comunidad hacia ella. Debe lograrse una forma sencilla de recibir las inquietudes por parte de los vecinos, tales como teléfonos públicamente conocidos donde puedan ser atendidos (preferentemente) o dejar



La refinera y su entorno

mensajes, direcciones de correo electrónico, reuniones periódicas de frecuencia establecida. Siempre se debe dar respuesta a las inquietudes, aun cuando ésta pueda no ser la deseable o esperada por el requirente.

Se debe comunicar a la comunidad toda vez que pueda haber eventos que alteren las condiciones normales de funcionamiento, tales como paradas de plantas, proyectos de envergadura, puesta en marcha de nuevas instalaciones, simulacros de emergencias o incendio. En caso de emergencias reales debería informarse tan pronto como sea posible lo ocurrido, con el grado de detalle que corresponda al incidente en cuestión.

Tener un sistema para analizar y responder reclamos

Íntimamente relacionado con lo anterior es la atención de quejas por molestias percibidas. Causas frecuentes de tales reclamos son ruido, olores, material particulado, etc. Preferentemente el reclamo debería ser recibido en forma personalizada y respondido, luego del análisis correspondiente, también en forma personal, aunque sea por otras personas. Tales reclamos deberían ser tratados como incidentes operativos, es decir investigados, comprender por qué se produjeron y qué acciones se tomarán para evitar repeticiones. Se requiere un entrenamiento adecuado para las personas que reciban las inquietudes y para las que las respondan.

Abrir las puertas a la comunidad

En la mayoría de los casos la desconfianza proviene de la falta de conocimiento, por lo cual explicar cómo son las operaciones, cuál es el grado de riesgo, cuál es el nivel de capacitación del personal, cómo se está preparado para responder a diferentes emergencias, ayudará mucho a generar o fortalecer la confianza requerida. Ésto puede lograrse mediante visitas guiadas, charlas en establecimientos educativos, conferencias a través de los medios, participación en actividades mixtas, etc. En estos encuentros cara a cara se pueden explicar qué cosas se están haciendo para resguardar el medio ambiente, responder a inquietudes, tomar nota de preocupaciones y otros temas relacionados.

Interactuar a través de actividades específicas

Existen muchos mecanismos por los que las empresas pueden tener un acercamiento sistemático a las comunidades, además de los mencionados arriba. Entre ellos podemos mencionar las prácticas rentadas para diferentes niveles educativos y especialidades, instituir el dictado de cursos que consideren de valor para la comunidad en temas que la empresa tenga reconocido liderazgo, patrocinar conferencias de especialistas, realizar simulacros de emergencias con participación de la comunidad, patrocinar escuelas, realizar donaciones para actividades multiplicadoras, generar comités para discutir y realizar actividades específicas, etc. Todas estas acciones permiten una doble vía de comunicación en tiempo real, que es fundamental para construir el clima de confianza que estamos tratando.

Lograr un alto involucramiento de los empleados

Los empleados, propios y contratistas, pueden ser un medio multiplicador de las comunicaciones y para actuar en la materia. Esto implica que deben estar adecuadamente informados de lo ocurre, de la política, de los planes y de todo aquello que pueda ser de interés en la relación comunitaria. Para ello pueden utilizarse comités, comunicaciones internas, cartas a los domicilios, carteleros y cualquiera de los métodos efectivos conocidos en la industria para comunicación al personal.

Lo mencionado son algunos de los pasos que se deberían dar para promover una relación muchas veces conflictiva, no por falta de acción empresarial, sino por desconocimiento de las comunidades de la genuina preocupación.

Resumen del capítulo

Operar de una manera segura y confiable, amigable con el medio ambiente y en armonía con la comunidad es, hoy, una necesidad, no apenas una forma deseable de conducir los negocios. Es una “licencia para operar”.

Como vimos, la temática medioambiental es técnicamente compleja y muy amplia. La legislación es bastante exigente y dinámica, los recursos requeridos, tanto económicos como humanos, son muy importantes; la comunidad agrega otro ingrediente a considerar. La sustentabilidad y la mejora continua resultan entonces



La refinera y su entorno

críticos. Tal como indicamos en el capítulo sobre seguridad (ver capítulo 8), la única manera de lograr el éxito en estos contextos complejos es apoyarse en un buen sistema de gestión. No repetiremos lo indicado allí, pero sí destacamos una vez más que la conducción sistemática del proceso, el involucramiento de todo el personal y la utilización de indicadores proactivos que permitan observar la marcha del proceso y tomar acciones a tiempo para que no nos sorprendan los resultados, son vitales en la gestión.

La preocupación genuina por la preservación ambiental, por otra parte, brinda una excelente oportunidad para fortalecer vínculos con las comunidades vecinas, que cada día comprenden más la temática y exigen, en concordancia, buenos resultados, pero también saben apreciar los esfuerzos y los frutos de una adecuada gestión.

Glosario del capítulo

Acuífero: terreno permeable dispuesto bajo la superficie, en donde se acumula y por donde circula el agua subterránea.

Aguas agrias (o ácidas): nombre genérico que se le da a las aguas provenientes de procesos donde se han introducido sustancias, típicamente SH_2 , que le otorgan tal característica de acidez.

BiOx: abreviatura (en inglés) de los procesos de oxidación biológica.

Calidad de aire: medición de la concentración de contaminantes en una determinada atmósfera y su comparación con los límites establecidos. Estos límites son, en general, distintos para la exposición de los trabajadores, que para las comunidades. Dependiendo de sus efectos puede haber más de un límite para un contaminante dado, para diferentes situaciones.

Compuestos orgánicos volátiles: usualmente denominados VOC's (por sus iniciales en inglés), son aquellos que contienen en su estructura carbono capaz de reaccionar con óxidos de nitrógeno en presencia de luz solar para formar ozono.

Contaminación: introducción de sustancias o energías que pueden ocasionar daños a la salud o bienestar humano o al medio ambiente, es decir, cualquier alteración de lo que sucede naturalmente. Puede ser transitoria (de distintos tiempos de duración) o permanente.

Contaminación antropogénica: es la debida a la actividad del hombre. Incluye industria, transporte, manufactura, agricultura, tratamiento de residuos y toda otra fuente que no sea debida a la naturaleza.

Contaminante: cualquier sustancia en el ambiente (aire, aguas, suelo) presente por encima de sus concentraciones naturales.

Contaminante primario: aquel que aparece en el medio en la misma forma en que fue emitido. Su concentración puede cambiar debido a la dilución, pero es la misma especie química que la emitida por la fuente de contaminación. Ejemplos de contaminantes primarios son NO_x , y VOC's.

Contaminante secundario: son los que están en una forma diferente de la emitida originalmente y se forman por reacción química a partir de contaminantes primarios. Ejemplos: O_3 , H_2SO_4 (ácido sulfúrico, principal causante de la lluvia ácida).

Demanda de oxígeno (DO): parámetro crítico en la operación de los sistemas BiOx, representativo del consumo para oxidación de la materia orgánica, aunque también hay componentes inorgánicos que se oxidan.

Dispersión: transporte y dilución de emisiones debido a los fenómenos atmosféricos naturales tales como viento, turbulencia, corrientes, etcétera.

Ecología: es la rama de las ciencias biológicas que se ocupa de las interacciones entre los organismos y su ambiente (sustancias químicas y factores físicos). Por extensión, hoy incluye aspectos relacionados con la sociología.

Emisiones fugitivas: también conocidas como pérdidas de equipos, son emisiones provenientes de válvulas, conectores, bridas, sellos de bombas y compresores, válvulas de seguridad y otros accesorios de las cañerías. Debido al número de componentes usualmente son la principal causa de emisión de VOCs en las refinerías.

Metales pesados: serie de metales que, sobrepasando concentraciones mínimas, pueden ser nocivos para los seres vivos. Algunos de los que pueden aparecer en el proceso de refinación incluyen: arsénico, cinc, cobre, mercurio, níquel, selenio, etcétera.

Ozono estratosférico (o de alta atmósfera): sustancia química compuesta por tres átomos de oxígeno (O_3) formado en la estra-

tósfera por disociación de átomos de oxígeno y radiación de alta intensidad a alturas variables entre 10 y 35 km de altura. Su formación es deseable pues resulta un escudo para evitar que las radiaciones nocivas lleguen a la superficie.

Ozono troposférico (o a nivel del suelo): es la misma sustancia química (O_3) que el estratosférico, siendo en este caso el principal componente del *smog*, que se forma por reacción de los VOCs con NO_x en presencia de luz solar. Su formación a nivel del suelo no es deseable por los efectos contaminantes del *smog*.

pH: medida logarítmica que cuantifica la acidez o basicidad de una solución.

Pileta o separador API: piletas de dimensiones tales que permiten, por tiempo de residencia, la separación de las aguas residuales en el agua, los hidrocarburos sobrenadantes y los barros que se depositan en el fondo.

Pluma de contaminación: definición de la zona volumétrica afectada por la contaminación que se origina en la fuente y va extendiéndose en las tres dimensiones con concentraciones decrecientes de los contaminantes debido a la dispersión.

Polución: sinónimo de contaminación.

Remediación: nombre genérico que se da a las diferentes técnicas por las cuales se intenta recuperar un ambiente contaminado, tratando de devolverle a las condiciones y características originales.

Smog: mezcla compleja de sustancias que se forman en la atmósfera a nivel del piso o próximo, como resultado de reacciones entre VOCs y NO_x en presencia de luz solar. El *smog* produce nieblas espesas, irritación de la vista y vías aéreas y trastornos respiratorios.

Sólidos suspendidos (en agua): es la masa de sustancia sólida no solubilizada en el agua, es decir, dispersa en ella, que técnicamente forma otra fase.

CAPÍTULO 10 ►

Refinación y petroquímica

Daniel A. Redondo

Aspectos técnicos, estratégicos y económicos de la refinación del petróleo



10 | Refinación y petroquímica

Introducción

La industria petroquímica produce una gran cantidad de productos, como plásticos, textiles, pinturas, pegamentos, solventes, fertilizantes, etc., que cubren necesidades de la sociedad prácticamente en todas las áreas. Las materias primas que se utilizan para llegar a estos productos son hidrocarburos provenientes del gas natural y de la refinación del petróleo.

En este capítulo describiremos la conexión entre la refinación y la petroquímica, los principales productos que se obtienen de esta relación, las razones para una mayor integración entre ambas actividades y cómo se está avanzando para alcanzar este objetivo.

Petroquímica, breve descripción comparativa

La industria petroquímica nace a fines del siglo XIX, pero se desarrolla aceleradamente después de la Segunda Guerra Mundial, cuando se expande el uso de los plásticos, las resinas, el caucho sintético y los productos textiles modernos.

Desde sus orígenes, las materias primas para los procesos petroquímicos han sido cortes de hidrocarburos producidos en la refinación del petróleo o separados durante la producción del gas natural. Los productos petroquímicos básicos, a partir de los cuales se producen derivados intermedios o finales que son usados por otras industrias o consumidores finales, son unos pocos. Entre ellos, los grupos más importantes son las olefinas y los compuestos aromáticos (BTXs como abreviación de benceno, tolueno y xilenos), que en buena parte son generados por las refinerías que operan alrededor del mundo. Para mayor información ver el “Árbol petroquímico” que se muestra como Anexo 1 al final de este capítulo.

La figura 1 muestra gráficamente la producción de estas materias primas en las unidades de craqueo catalítico fluido y de reformación catalítica de una refinería de mediana conversión.



Complejo petroquímico La Plata (Provincia de Buenos Aires)

Obviamente, en la refinación tradicional la prioridad es producir combustibles y las olefinas y BTXs son considerados como subproductos del proceso.

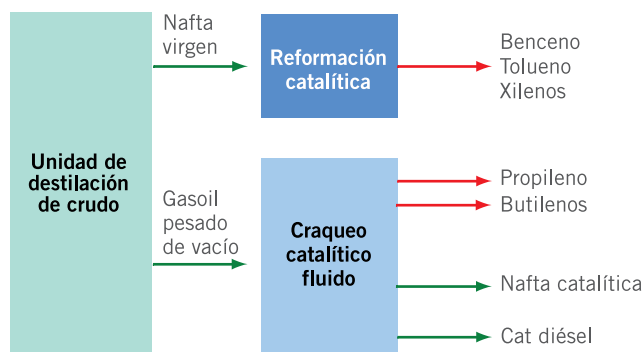


Figura 1. Producción de materias primas petroquímicas en una refinación de mediana conversión

Las olefinas más importantes son etileno y propileno, que en la actualidad se producen primordialmente por craqueo de gas natural u otros cortes de hidrocarburos que vienen de la refinación. Algunos de los productos finales que se producen a partir de olefinas, debido a su demanda, son las diversas clases de polietilenos, polipropileno, poliéster y policloruro de vinilo (PVC).

En la refinación de petróleo orientada a combustibles, la producción de etileno es muy baja y, en general, no se recupera como materia prima petroquímica.

No pasa lo mismo con las otras olefinas, ya que el propileno y los butilenos que se producen en la unidad de craqueo catalítico se recuperan y usan como materias primas petroquímicas para la producción de alcoholes, acetona y otros derivados.

Ejemplos de esta integración entre refinaciones y plantas petroquímicas en la Argentina son (ver Anexo II de este capítulo:

- YPF de La Plata y Shell de Dock Sud, que envían por oleoducto el propileno a la planta de producción de polipropileno que Petroken opera en adyacencias de esas refinaciones.
- Esso de Campana, que suministra las corrientes de propileno y butilenos a la planta de Carboclor para producir alcohol isopropílico (IPA) y sus derivados: acetona, metil ter-butil éter (MTBE), Metil etil butil cetona (MEBC), etcétera.
- YPF de Luján de Cuyo que provee propileno a Petrocuyo, ubicada en sus límites para la producción de polipropileno.

Los aromáticos son un grupo de hidrocarburos integrado por los compuestos químicos benceno, tolueno y los tres isómeros del xileno. Estos compuestos, que tienen algunas características químicas y físicas en común, son generados en la refinería como parte del proceso de reformación catalítica de la nafta. En la actualidad, alrededor del 70% de los aromáticos que en el mundo se destinan a materia prima petroquímica son producidos en refinerías de petróleo y el restante 30% proviene de craqueo de otros cortes. La figura 2 muestra en forma gráfica algunos de los derivados intermedios y productos petroquímicos finales que se producen a partir de BTXs. Ver Anexo I, “Árbol petroquímico”, para mayor detalle de materias primas y productos petroquímicos. Entre los más importantes se destacan las fibras de nylon, el poliestireno, poliéster, poliuretano y PET (polietilertefalato). Los usos de estos petroquímicos van desde la industria textil hasta la fabricación de las botellas que se usan para distribuir gaseosas. El primer paso para llegar a la producción de aromáticos es el procesamiento de nafta virgen en una unidad de reformación catalítica de naftas que, en este caso, opera a mayor severidad que cuando se utiliza para producir combustibles. La mayor severidad resulta en un mayor rendimiento de aromáticos en la corriente de reformado que sale de la planta. Posteriormente, esta corriente que contiene aproximadamente un 55 o 60% de aromáticos se envía a una unidad de extracción que separa la mezcla de benceno, tolueno y xilenos del resto de los hidrocarburos que se envían al *pool* de naftas. Los distintos productos aromáticos después se separan por destilación, en el caso

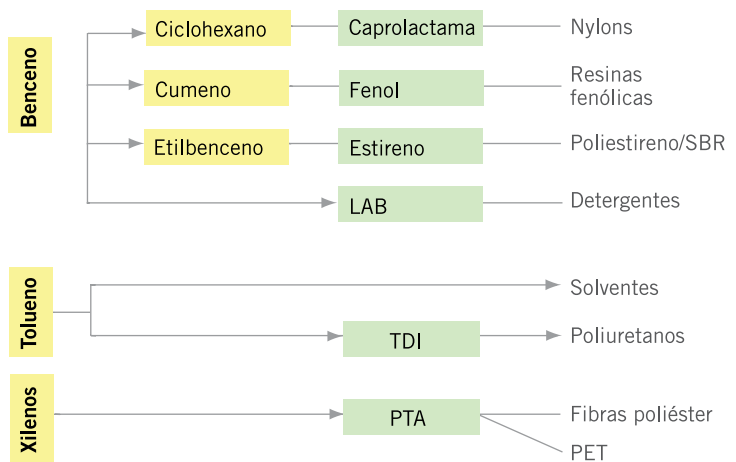


Figura 2. Derivados petroquímicos de BTXs

del benceno y el tolueno, o por otros métodos, en el caso de los distintos xilenos que tienen un punto de ebullición más cercano. Un ejemplo de esta integración entre petroquímica y refinación es el Complejo de Aromáticos que opera YPF como parte de su Refinería La Plata. En este lugar, además de las plantas de producción de BTXs, se encuentran otras plantas que utilizando algunos de los básicos elaboran productos finales como hexano (solvente para la extracción de aceites), dodecibenceno (detergentes), etc. Ver otros ejemplos en los diagramas del AnexoII.



Instalaciones petroquímicas

Sinergia entre la petroquímica y la refinación del petróleo

La localización de las plantas petroquímicas en áreas adyacentes a las refinerías de petróleo, como es obvio, obedece a la necesidad de asegurar el suministro de materias primas y reducir al mínimo los costos de transporte conectándose directamente a través de cañerías o poliductos. Esta razón, que es muy importante, no es la única que mueve a empresas petroquímicas a integrarse en complejos de mayores dimensiones.

Para el refinador, la integración vertical con una planta petroquímica le permite aumentar el valor agregado de una parte de su producción. Como se muestra gráficamente en la figura 3, los productos petroquímicos, aun los básicos, tienen precios muy superiores a los precios de los combustibles y, por lo tanto, el refinador ve este canal de venta como una manera de aumentar el valor de la mezcla de productos.

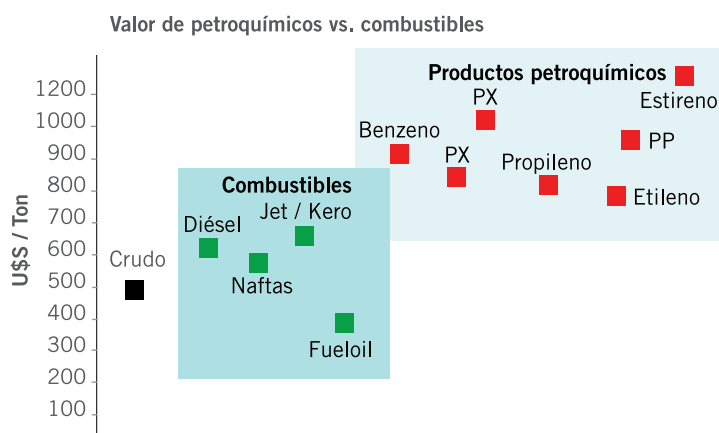


Figura 3. Precios petroquímicos vs. combustibles

Para la empresa petroquímica, la confiabilidad en el suministro de materia prima es clave para optimizar la utilización de su capacidad y la estabilidad de los procesos. Adicionalmente, al compartir un área geográfica se generan oportunidades de reducción de costos que pueden ser muy importantes en épocas de bajos márgenes o durante los ciclos de rentabilidad negativa que son típicos de la petroquímica. Por varios motivos se generan estas oportunidades de reducir costos, por ejemplo:

- se comparten facilidades para generar y distribuir servicios, como agua industrial, vapor, electricidad, etc., con la consiguiente reducción en inversión,
- se pueden operar en forma conjunta facilidades portuarias, tanques de almacenaje, plantas de despacho, etc.,
- se usan servicios o recursos humanos para cubrir necesidades similares en áreas donde a veces se hace difícil desarrollarlos o mantenerlos, como mantenimiento programado, seguridad, control ambiental, etc.,
- se pueden consolidar servicios administrativos, contables, etc. y reducir la incidencia de estos costos sobre la operación.

Situación actual y perspectivas

La natural relación entre las refinerías y la industria petroquímica se ha profundizado en los últimos años y existe una marcada tendencia hacia una mayor integración impulsada por los mejores precios de la petroquímica y las oportunidades de reducción de costos que mencionamos antes.

Una de las formas más eficientes de mejorar esta integración es aumentar la producción de materias primas petroquímicas modificando los procesos de la refinería o cambiando catalizadores en algunas de las unidades claves. Un ejemplo es la construcción de unidades de reformado tipo CCR (*Continuous Catalyst Regeneration*) en las refinerías modernas para aumentar la severidad de la operación de la unidad de reformación y, por lo tanto, la proporción de BTXs en la corriente de reformado. Otro ejemplo es introducir cambios en las unidades de craqueo catalítico fluido para aumentar el rendimiento de olefinas a través del uso de catalizadores específicos. Como se muestra en la figura 4, estos cambios en la operación de un FCCU pueden resultar en un aumento drástico del volumen de materias primas para la industria

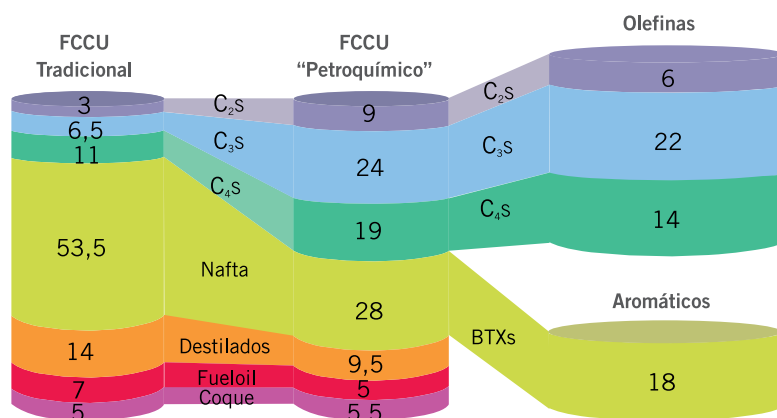


Figura 4. Comparación de rendimientos porcentuales de materias primas petroquímicas en una unidad de craqueo catalítico fluido

petroquímica, en lugar de producir combustibles de menor valor agregado.

La integración es aun mayor cuando se ejecuta un proyecto de construcción de una nueva refinería, ya que existe la posibilidad de incorporar unidades de procesos destinadas específicamente a maximizar la producción de olefinas u otros productos petroquímicos básicos. En la actualidad, algunos de los proyectos en construcción en China y Medio Oriente incorporan a la configuración de la refinería de petróleo una unidad de craqueo petroquímico para producir importantes volúmenes de etileno, que alimenta a plantas ubicadas en las cercanías que pasan a formar parte del polo productivo.

Con una demanda de productos petroquímicos creciendo a tasas muy superiores al crecimiento de los combustibles y precios atractivos, la tendencia a la integración entre ambos segmentos industriales debería crecer en el mediano y largo plazo.

Resumen del capítulo

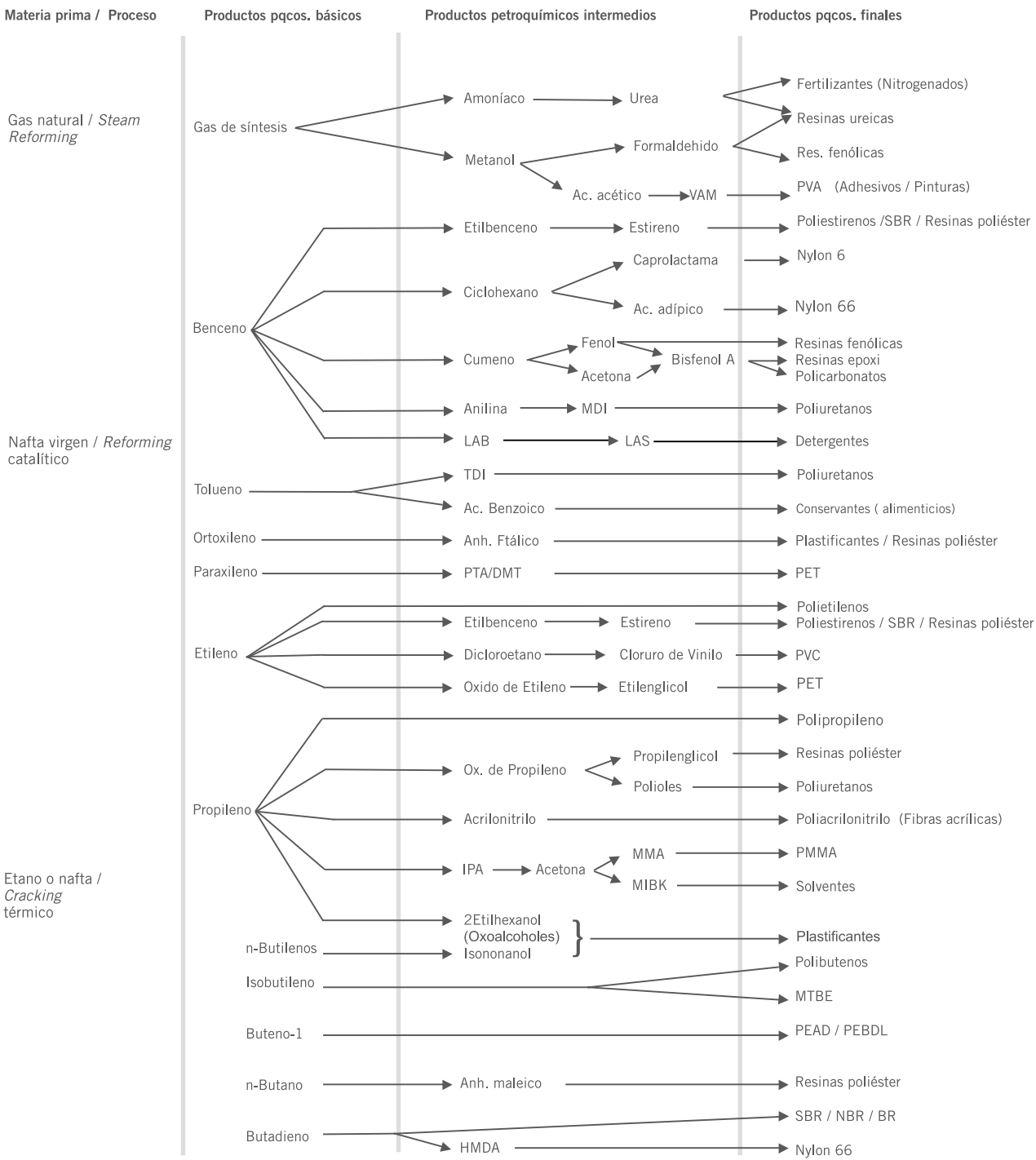
- La petroquímica usa materias primas que se producen, en parte, durante la refinación de petróleo.
- Uno de los incentivos para la integración son los mayores precios que se pueden capturar elaborando productos petroquímicos.
- Otros incentivos provienen de la reducción de costos.
- La integración se puede mejorar adaptando las operaciones de refinación para maximizar la producción de materias primas petroquímicas.



Vista nocturna de plantas petroquímicas

Anexo I

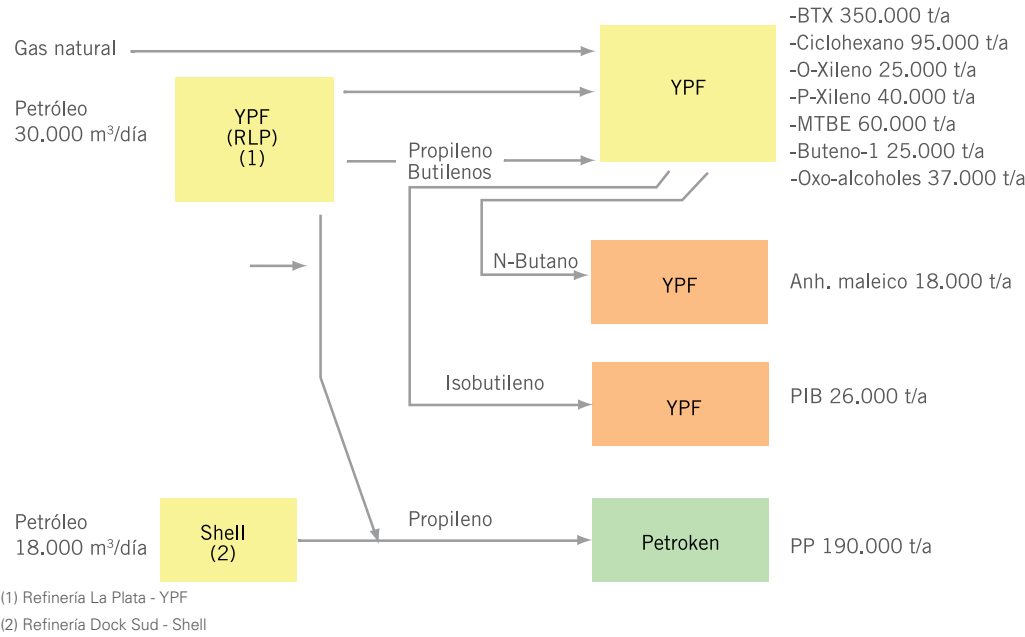
Árbol petroquímico



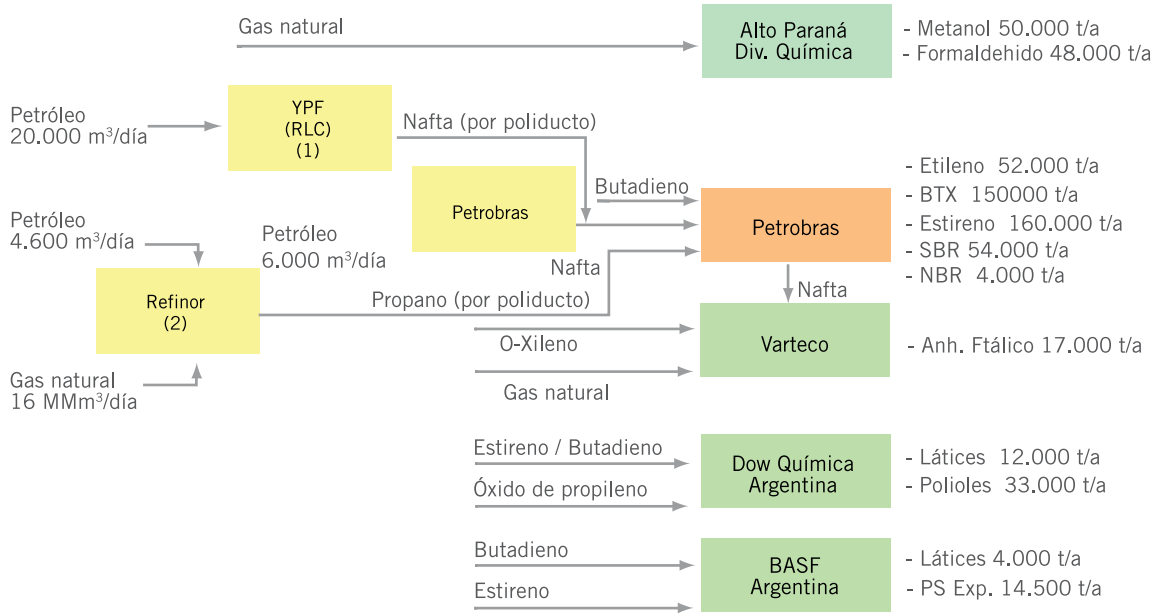
Fuente: Instituto Petroquímico Argentino (IPA)

Anexo II

Diagramas de bloques de polos petroquímicos en la Argentina

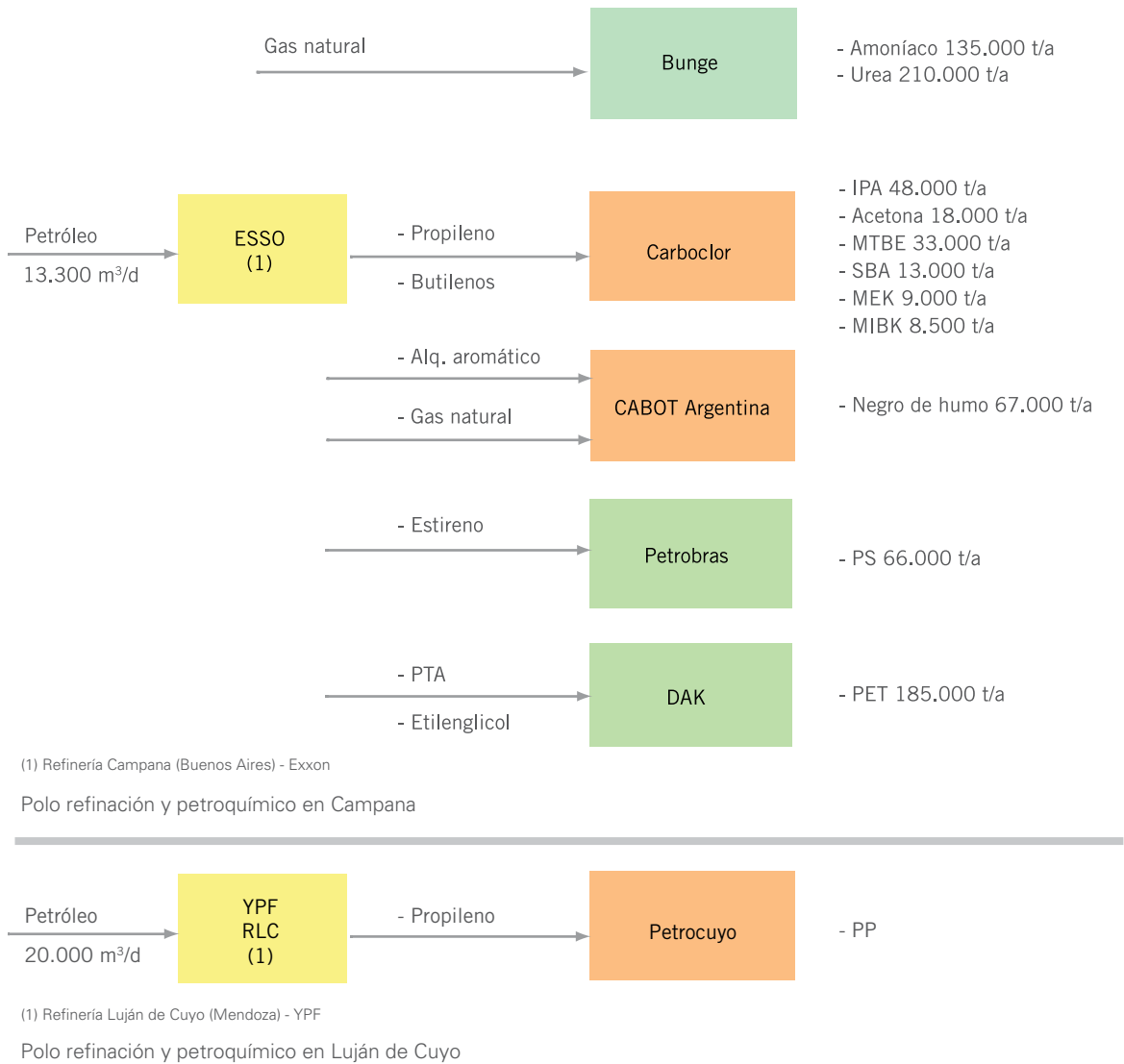


Polo refinación y petroquímico en La Plata



(1) Refinería Luján de Cuyo (Mendoza) - YPF
(2) Refinería Campo Durán (Salta) - Refinor

Industria petroquímica en el Polo San Lorenzo



Glosario del capítulo

Aromáticos (BTXs): grupo de hidrocarburos integrados por los compuestos químicos benceno, tolueno y los tres isómeros del xileno.

Olefinas: hidrocarburos con átomos de carbono insaturados, tales como el etileno, propileno, butileno, etcétera.

Productos petroquímicos básicos: hidrocarburos que son usados como materia prima para la elaboración de otros productos intermedios o finales; los más importantes son las olefinas y los compuestos aromáticos.

Microeconomía de la refinación

Daniel A. Redondo

Aspectos técnicos, estratégicos y económicos de la refinación del petróleo



11 | Microeconomía de la refinación

Introducción

La economía de la refinación de petróleo es un tema complejo, pero hay algunos conceptos básicos que permiten analizar la rentabilidad de las operaciones, definir el atractivo económico de procesar distintos petróleos crudos o comparar el procesamiento de un crudo en distintas refinerías

Este capítulo se concentra en definir estos conceptos básicos y en brindar algunos ejemplos de su utilización para optimizar las operaciones y mejorar la rentabilidad del negocio de refinar petróleo.

El valor de la mezcla de productos

Se llama “mezcla de productos” al conjunto de derivados del petróleo que se obtiene en una refinería a partir de un petróleo crudo determinado. A la combinación de porcentajes volumétricos de cada producto y sus respectivos precios se la denomina “valor de la mezcla de productos” y matemáticamente se puede expresar como:

$$\text{Valor Mezcla Prod.} = \sum (V_i \times PP_i)$$

Donde:

V_i es el porcentaje del producto “i” que se obtiene en esta refinería, a partir de este crudo,

PP_i es el precio neto que se puede obtener por la venta del producto “i” a la salida de refinería. También se lo llama *netback* o Valor Tanque Refinería.

El concepto de mezcla de productos se utiliza normalmente cuando se analizan distintas configuraciones de refinerías o para comparar la producción que se puede lograr a partir de diferentes petróleos crudos para una configuración determinada.

Por ejemplo, como dijimos en capítulos anteriores, la mezcla de productos que se obtiene procesando un crudo liviano tiene



una mayor proporción de naftas y destilados medios (JP, querosén y gasoil) que si se utiliza un crudo pesado. Lógicamente, el valor de la mezcla de productos del crudo liviano es superior al valor de la mezcla del crudo pesado porque refleja una mayor proporción de naftas y gasoil y el mayor precio que tienen estos derivados.

Asimismo, para un mismo crudo, la mezcla de productos de una refinería que tiene capacidad para convertir residuos (reductor de viscosidad, craqueo catalítico, coqueo retardado, etc.) será superior a la mezcla que se puede obtener en una refinería simple.

Una de las dificultades que se presenta al hacer cualquier análisis económico de las operaciones de refinación, es definir los precios que se pueden obtener por los productos que salen de una refinería. Como en otras industrias, los productos derivados del petróleo se comercializan a través de distintos canales de venta y son destinados a usos o consumidores diferentes y que, por lo tanto, tienen un costo distinto de transporte y, a menudo, distintas condiciones de venta.

Para poder comparar los precios de un producto para los distintos canales de distribución o clientes, la metodología que se usa es calcular los precios netos, llamados *netbacks* en inglés, para cada uno de esos precios. El *netback* de un producto es el valor que obtiene el refinador a la salida de la refinería y se calcula descontando del precio de venta el costo del flete hasta el tanque del cliente, el margen del distribuidor y, eventualmente, el costo financiero que resulta de otorgar crédito al cliente.

En forma matemática este cálculo se puede expresar como sigue:

$$Netback_i = P_{Venta_i} - Flete - C_{Fin} - Margen D$$

Donde:

P Venta_i es el precio de venta para este canal o cliente,

Flete es el costo de transporte hasta el tanque del cliente.

Si el producto se entrega a la salida de la refinería este factor es cero,

C Fin es el costo financiero que resulta de dar crédito a clientes industriales o de gran volumen. Se calcula usando la tasa de interés de mercado según la cantidad de días o semanas que se dan al cliente para pagar sus facturas,

La mezcla de productos obtenidos, depende del crudo procesado y de la complejidad de la refinería

Margen D es el margen distribuidor o comisión, si la transacción se hace a través de un tercero o si se deben cubrir otros costos para operar en ese canal de venta.

El cálculo de *netbacks* es ampliamente usado en la industria como base para la selección de la mezcla de crudos óptima que se puede procesar en la refinería, la rentabilidad marginal de un canal de venta y también para el análisis económico de proyectos de inversión.

Veamos un ejemplo concreto para poder definir mejor el problema y la metodología usada para el cálculo. Asumamos que una refinería procesa 100 KBD de petróleo y produce 40 KBD de gasoil que vende a distintos clientes y con distintos costos de flete y condiciones financieras. La tabla siguiente muestra los distintos canales de venta en la columna de la izquierda y, a la derecha, los valores que son parte del cálculo del precio neto a la salida de la refinería.

Clientes y segmentos	Precio (dólares por barril)	Lugar de entrega (kilómetros)	Costo del flete (dólares por barril)	Plazo de pago (días)	Efecto financiero (dólares por barril)	Netback (dólares por barril)
Estación de servicio	70	100	1,00	2	0	69,00
Agroservice	70	300	3,00	15	0,45	66,55
Revendedor	67	En la refinería	0	Semana + 7	0,30	66,70
Industria	65	Menos de 50	0,50	Semana + 15	0,55	63,95
Generación eléctrica	62	Oleoducto	0	Semana + 30	0,80	61,20

Tabla 1. *Netbacks* de gasoil para distintos canales de venta

En este ejemplo, cuando se vende gasoil a una estación de servicio de la marca que está ubicada a 100 kilómetros de la refinería, el precio de venta es de 70 dólares por barril, el flete para transportarlo por camión-tanque asciende a 1,00 dólar por barril. Como el cliente paga con cheque que se cobra en 48 horas, se considera el pago como contado, por lo que no existe un efecto financiero negativo en las cuentas de la refinería. Deduciendo el costo de flete del precio se llega a un *netback* de 69 US\$/Bbl.

Para el canal de revendedor que retira el producto en la refinería no existe costo de transporte pero sí un costo financiero derivado del crédito de “semana más 7 días” que se le otorga para abonar sus facturas. En el caso de los otros clientes, los precios son menores debido a que consumen mayores volúmenes y hay un costo de transporte que es menor por la localización cercana de los clientes.

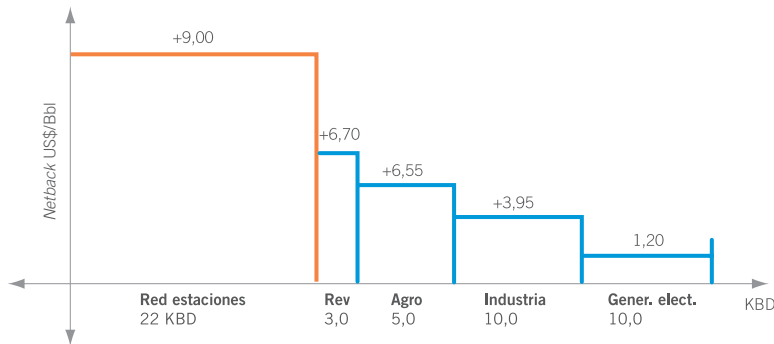


Figura 1. Diferenciales de *netbacks* de gasoil para distintos canales de venta.

¿Para qué se usan los *netbacks* así calculados? Se usan generalmente para definir la rentabilidad de los distintos canales donde se puede vender un producto, para calcular la rentabilidad de procesar crudo adicional o para priorizar las ventas en caso de que existan faltantes de producción.

En el ejemplo anterior, cuando se calcula el *netback* para todos los canales, se puede ver que el canal de venta más atractivo para el gasoil que se produce en la refinería es el de las estaciones de servicio y que el menos rentable es el de la generación eléctrica. Si uno graficara *netbacks* frente a volumen de venta, el cuadro sería el que muestra la figura 1; en el cual, por simplicidad, los *netbacks* se muestran en los valores que exceden 60 US\$/bbl (ejemplo: +6,55, equivale a un *netback* total de 66,55 US\$/bbl).

Y a partir de este gráfico se podrían sacar dos conclusiones. La primera es que hay que negociar un nuevo precio de venta con los clientes del segmento de generación eléctrica, cuya rentabilidad está muy por debajo de los clientes industriales. La segunda conclusión es que la rentabilidad del segmento de revendedores es muy buena y se podría buscar aumentar la participación en este segmento.

También se puede usar el *netback* calculado para los clientes de generación eléctrica para hacer análisis económicos marginales o calcular la rentabilidad de procesar un volumen adicional de crudo en la refinería. Otro de los cálculos que implica el uso de *netbacks* es el del margen de refinación que explicamos a continuación.

El margen de refinación y su utilización

En la industria del petróleo se dice que la rentabilidad de la refinación “es un número pequeño comprimido entre dos números

grandes”. Esto se refiere al hecho de que la rentabilidad depende tanto de los ingresos por venta de los derivados como del costo de la materia prima que se utiliza para producirlos, con el agravante de que los precios de los combustibles no siempre se mueven en la misma magnitud y al mismo tiempo que los precios del petróleo crudo. El indicador más utilizado para cuantificar la rentabilidad de esta actividad y que refleja esta problemática es el “margen de refinación”.

El margen de refinación es la diferencia entre el valor de los productos que se obtienen en una refinería y el costo del petróleo crudo utilizado para producirlos.

Así definido, el margen de refinación es un margen bruto que no tiene en cuenta los costos operativos relacionados con el procesamiento del crudo, sino que refleja solamente los precios del mercado y los rendimientos de la refinería. Es importante señalar que, tanto los precios de los productos como el costo del petróleo, deben calcularse en los tanques de la refinería; los costos logísticos asociados al transporte de crudo desde el yacimiento y la distribución de productos hasta los consumidores serán motivo de una consideración separada. Así, el margen de refinación será un indicador solamente de la capacidad que tiene una refinería para producir productos de alto valor agregado a partir de un crudo y permitirá la comparación con otras refinerías.

En términos matemáticos, el margen de refinación se define como:

$$\text{Margen de refinación} = (\text{Valor de la mezcla de productos}) - (\text{Costo del crudo})$$

$$MR = (\sum V_i \times P_i) - CC$$

donde:

MR es el margen de refinación medido en US\$/Bbl (dólares por barril),

V_i es el volumen del producto “i” producido en la refinería,

P_i es el precio neto que se puede obtener por el producto “i” en la salida de la refinería. Este valor también se denomina *netback* y es calculado para los distintos canales de comercialización de un determinado producto,

CC es el costo del petróleo crudo puesto en el tanque de la refinería y el valor incluye, además del precio pagado al proveedor, el flete para transportarlo hasta la refinería,

impuestos o tasas de importación si existieran y otros costos logísticos.

La tabla que se muestra a continuación es un ejemplo de cálculo de margen de refinación para dos crudos de distintas calidades que, en forma simple, intenta describir los cálculos que se realizan para determinar el crudo óptimo para una refinería.

Como se ve en la tabla, en la columna rendimientos, el crudo llamado Light Sweet produce, en esta refinería, una mayor proporción de naftas y destilados medios que el crudo denominado Heavy. Usando estos rendimientos y los precios netos de los productos que se detallan en la primera columna, podemos llegar a calcular el valor de la mezcla de productos para ambos crudos: 72,04 y 65,43 US\$/Bbl respectivamente. Obviamente, es de esperar que el crudo liviano tenga un mayor costo para el refinador, ya que su procesamiento resulta en una mejor mezcla de productos.

Productos	Precios ex - Refinería CAG (*)	US\$/Bbl	Rendimientos (**)		Realización	
			Light Sweet	Light Sweet	Light Sweet	Heavy
Premium Unl 93	195,5	82,11	15,0%	10,0%	\$ 12,32	\$ 8,21
Unl 87	184,5	77,49	20,0%	18,0%	\$ 15,50	\$ 13,95
Jet/Kero	189,5	79,59	10,0%	10,0%	\$ 7,96	\$ 7,96
LS Diésel	187,2	78,62	42,0%	32,0%	\$ 33,02	\$ 25,16
Fueloil, 3% S		40,60	8,0%	25,0%	\$ 3,25	\$ 10,15
Valor mezcla productos					\$ 72,04	\$ 65,43
Costo de crudo					\$ 66,69	\$ 58,70
Margen					\$ 5,35	\$ 6,73

Tabla 2. Valor de mezcla de productos y margen para distintos crudos

(*) CAG: Centavos por galón americano

Considerando los costos de cada crudo, se calcula el margen de refinación para ambos y se observa en este caso que el crudo Heavy, con un margen de 6,73 US\$/Bbl es económicamente más atractivo que el crudo Light Sweet que tiene un margen de sólo 5,35 US\$/Bbl.

La selección del petróleo crudo óptimo para procesamiento en una determinada refinería es un análisis complejo y de múltiples variables, pero el resultado final es un margen bruto similar al calculado en este ejemplo, que permite comparar la rentabilidad de los crudos disponibles y elaborar una jerarquización de los más rentables para comenzar la negociación de su compra.

(**) La suma de rendimientos volumétricos no es 100, reflejando el hecho de que una parte del petróleo crudo se consume en el propio proceso de refinación (combustible, pérdidas, etc.). También existe una ganancia volumétrica derivada de la conversión de residuos pesados en productos livianos (menos densos). En el ejemplo se considera que de 100Bbl de crudo, se obtienen 95 Bbl de productos.

Otro uso importante del margen es el monitoreo de la evolución de la rentabilidad potencial del sector refinador. Para este monitoreo, en general, se define una configuración estándar o de rendimiento promedio, que refleje la situación típica de las refinerías de la región, país o mercado sobre el que se hace el análisis. Una vez definidos los rendimientos de productos y el crudo que se utiliza, se usan los precios del mercado para calcular el margen de refinación para diversos períodos, lo que da una clara indicación de las tendencias del mercado. El gráfico que se muestra a continuación refleja el margen bruto de productos de las refinerías de los Estados Unidos para el período 1980-2009, los costos operativos y el resultante “margen neto” después de deducir los costos operativos.

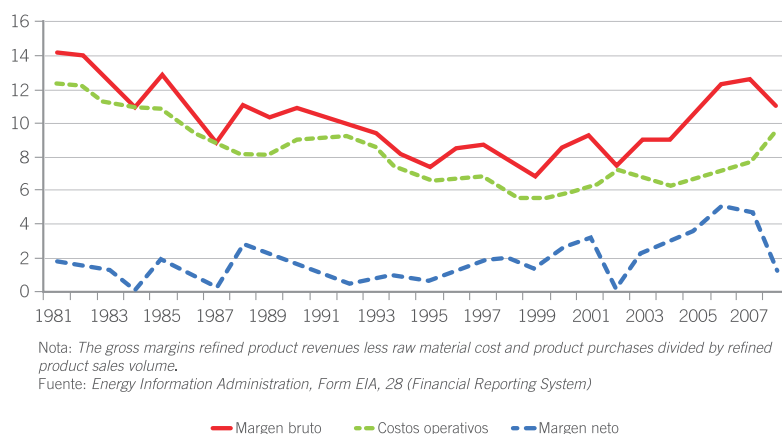


Figura 2. Evolución de márgenes y costos operativos de refinación en los Estados Unidos. (Fuente EIA.)

El monitoreo de las condiciones del mercado para el sector de refinación del petróleo también se realiza mediante parámetros similares a un margen, pero que son independientes de la configuración de la refinería y de su localización. El más conocido de estos indicadores es el *crack spread* utilizado en el mercado de futuros para reflejar el margen teórico y como base para contratos que tienen como objetivo reducir el riesgo de las operaciones de refinación. El *crack spread* se define con una fórmula donde se asume que tres volúmenes de crudo producen dos volúmenes de nafta (gasolina) y un volumen de gasoil (diésel). En forma matemática sería:

$$\text{Crack spread} = (2 \times \text{Precio Nf}) + (1 \times \text{Precio GO}) - (3 \times \text{Precio Cr})$$

Donde:

Crack spread es un indicador que refleja el comportamiento del margen bruto de refinación como resultado de los cambios en los precios del crudo y de los productos derivados,

Precio Nf es el precio de la nafta (o gasolina) en el mercado de Nueva York. Típicamente se toma el precio de Unl 97 y se expresa en US\$/Bbl (dólares por barril),

Precio GO es el precio del gasoil (o *heating oil*) en el mismo mercado,

Precio Cr es el precio del petróleo crudo. Se toma WTI como referencia.

Como se mencionó antes, el *crack spread* es particularmente utilizado en el mercado de futuros por parte de los refinadores que desean asegurar un margen a través de un contrato de futuros. Esto es importante, porque como la mayoría de los fabricantes, los refinadores están expuestos a un doble riesgo de precios, ya que su rentabilidad se ve influenciada por los cambios en el precio de los productos y también en el costo de la materia prima. Estos cambios no se dan siempre en la misma dirección y simultáneamente, lo que explica las bruscas oscilaciones que tiene el margen de refinación a lo largo del tiempo.

El análisis económico marginal

Otro concepto muy utilizado en la industria de refinación del petróleo es el “análisis económico marginal” o *marginal economics* como se llama en inglés. Este tipo de análisis consiste en determinar la rentabilidad que tiene, por ejemplo, procesar un volumen adicional de crudo, producir una unidad adicional de un determinado producto o agregar capacidad de procesamiento a una configuración ya definida.

El carácter de “marginal” implica la existencia de un caso base que será tomado como referencia y cuya definición influye significativamente en el resultado final del análisis.

Para dar un ejemplo, asumamos que una refinería con una capacidad de 100 KBD opera al 80% de su capacidad para abastecer la demanda local de naftas y gasoil y se le plantea la posibilidad



El crecimiento del parque automotor genera alta demanda de naftas y gasoil

de procesar un volumen adicional de crudo para exportar los productos. Para decidir la realización, o no, de esta operación se necesita conocer la rentabilidad que puede tener el procesamiento de este volumen adicional y para ello se hace un análisis marginal que, en términos simples, se puede describir de la siguiente manera.

En primer lugar, se define el caso base simulando el procesamiento de 80 KBD de crudo y calculando el volumen de productos que se pueden obtener. Se definen los precios del mercado interno y se calculan los *netbacks* a la salida de la refinería para cada producto. Se identifican los costos operativos para esta operación. En este caso se incluyen la depreciación de equipos y otros costos fijos, ya que la operación básica debe cubrirlos y supuestamente generar una ganancia que asegure un retorno sobre la inversión.

En segundo lugar, se define el caso alternativo calculando la producción para un procesamiento de 90 KBD (por ejemplo) y se identifican los precios que se pueden obtener por la producción incremental. También se identifican los costos relacionados con esta operación, en particular aquellos que son variables y que dependen del nivel de procesamiento.

En tercer lugar, se realiza la diferencia entre ambos casos calculando, a partir de la producción incremental, los ingresos que se pueden lograr por la venta de los productos en los distintos canales. Se calcula también el costo adicional de petróleo crudo, que correspondería en este caso a 10 KBD y se deducen los costos variables.

Este proceso permite el cálculo de la rentabilidad que se puede obtener por el procesamiento de 10 KBD adicionales de petróleo crudo, lo que será posteriormente utilizado como base para la toma de decisión por el grupo gerencial.

En la actualidad, cualquier análisis económico implica la utilización de modelos para simular la operación de la refinería identificando el rendimiento de los distintos productos, su calidad final y las restricciones o inconvenientes que pudieran existir para la realización de esta operación. Pero, independientemente de las herramientas que se utilicen, lo importante es resaltar que el análisis marginal es el método preferido para evaluar operaciones alternativas o inversiones incrementales en la industria.

Los costos operativos y su importancia

La estructura típica de los costos operativos de una refinería de petróleo se describe a continuación dando algunos ejemplos en términos absolutos y como porcentajes del total.

El rubro Sueldos, jornales y beneficios agrupa todos los costos relacionados con la compensación económica del personal que trabaja directamente en la refinería, profesionales, empleados, obreros, etc., y las cargas y beneficios sociales que reciben como parte de la relación laboral. No se incluye en este rubro al personal contratado para prestar servicios a la organización.

El rubro Mantenimiento representa alrededor del 20% de los costos de refinación y cubre tanto materiales como mano de obra utilizada para realizar mantenimiento preventivo y correctivo de las unidades de proceso y demás instalaciones. También se incluyen en este rubro los costos no capitalizables de las paradas de planta que se realizan periódicamente, que por su magnitud son gerenciados por separado de los costos de mantenimiento rutinarios.

El rubro Energía agrupa los costos de combustibles, propios o comprados, utilizados en el proceso de refinación. En general, en el proceso se consume un total de energía que es equivalente a un 5 o 7% del volumen de crudo que se refina y esto incluye a combustibles generados como parte de ese procesamiento (fuel gas o fueloil excedente) o energía eléctrica, gas natural o vapor que se compra a terceros.

El rubro Químicos y aditivos refleja el costo de los productos químicos que se utilizan en las unidades de proceso o para mejorar la calidad de los productos que se obtienen. En esta línea se incluye el costo de los catalizadores que se consumen en el proceso, como los de craqueo catalítico pero no de aquellos catalizadores capitalizables como los de reformado.

Depreciación es el rubro mediante el que se recuperan los costos de capital de la inversión original o de las inversiones de capital realizadas luego de la puesta en marcha de la refinería. Este es, obviamente, un rubro muy importante en refinerías modernas y de alta complejidad, llega a superar el 30% del total de costos operativos. Es, por su naturaleza, un costo fijo que no depende del nivel de procesamiento.

El rubro Administración y otros costos agrupa los servicios contratados que, en general, son actividades complementarias de

Rubro/descripción	Costo unitario US\$/b	Incidencia %
Sueldos, jornales y beneficios	0,98	15,0%
Mantenimiento	1,11	17,0%
Energía	1,63	25,0%
Químicos y aditivos	0,33	5,0%
Depreciación	1,95	30,0%
Adm. y otros costos	0,52	8,0%
	6,52	100,0%

Tabla 3. Costos operativos típicos de refinación

las tareas básicas de la refinación. Algunos ejemplos podrían ser los gastos de realizar análisis químicos en laboratorios externos, servicio de vigilancia que se realiza a través de terceros, transporte de personas o mercancías, etc. Los costos de administración corresponden a servicios que brindan otras funciones e incluyen, por ejemplo, servicios prestados por el área de recursos humanos, contabilidad, finanzas, etc., o cargos corporativos en el caso de empresas con mayor estructura. La incidencia de los costos de la oficina central o costos corporativos en la actividad de refinación depende mucho del tamaño de la organización y de la variedad y complejidad de los servicios que se reciben. En este ejemplo se muestra un 8% como total de este rubro, pero en realidad puede llegar a cifras cercanas al 20% en organizaciones que reciben todos los servicios de otras funciones y localizaciones.

Como se mencionó antes en este capítulo, la rentabilidad de la industria está sujeta a los cambios que se producen tanto en los precios de los productos como en el costo del petróleo crudo y eso hace que el margen tenga fluctuaciones importantes debido a factores que están fuera del control del refinador. Esto explica el énfasis que las empresas ponen en el control de los costos operativos y en la búsqueda de eficiencias que les permitan alcanzar una rentabilidad, aunque sea mínima, en tiempos de márgenes reducidos.

El análisis de los costos operativos también provee información crítica para los análisis económicos que se realizan como parte del ciclo de planeamiento anual y de los programas operativos de corto y mediano plazo. En particular, la mayoría de estas evaluaciones son del tipo de análisis económico marginal ya discutido y para las que se consideran sólo los costos variables de la operación. Dentro de los costos de refinación, y teniendo presente la estructura de precios que ya vimos, la mayoría se pueden clasificar como costos fijos, o sea costos que no dependen del nivel de procesamiento actual de la refinería. Por ejemplo, entre los costos fijos podemos mencionar a:

- los sueldos de la plantilla de personal que no cambian con un mayor o menor procesamiento de crudo,
- la depreciación para recuperar la inversión original,
- los costos de administración y de los servicios contratados,
- la mayor parte de los costos de mantenimiento y del rubro Otros costos.

Los costos variables típicos están en el rubro Energía y Químicos y aditivos, donde el procesamiento de un volumen de crudo adicional implica un mayor consumo energético y también de catalizadores, productos químicos o aditivos. En general, los costos variables de la refinación representan menos del 30% del total, lo que resulta en fuertes incentivos para maximizar el procesamiento de crudo como una forma de mejorar la rentabilidad de la refinería.

De acuerdo a un informe reciente de la EIA (Energy Information Administration, la agencia del gobierno de los Estados Unidos para la energía), las refinerías de ese país operan al 88% de su capacidad nominal de procesamiento. En nuestro país, el porcentaje de utilización de capacidad de las distintas refinerías está en valores similares, confirma la característica de la industria de operar al máximo nivel posible.

Planeamiento y optimización económica

Muchos de los conceptos descriptos en este capítulo se aplican en una de las actividades más interesantes de la refinación del petróleo, que es el planeamiento de las operaciones y más específicamente el desarrollo del plan de corrida (que también se denomina “programa operativo” o *running plan*, en inglés).

El plan de corrida es una herramienta de planeamiento de corto y mediano plazo que se desarrolla con un horizonte de 3 a 6 meses y cuyos objetivos más importantes son los siguientes:

- calcular el nivel de procesamiento de crudo que es necesario para abastecer la demanda del mercado en el corto y mediano plazo,
- definir faltantes y sobrantes de productos que deben negociarse en el mercado,
- fijar las bases para el cálculo de un flujo de fondos que permita el manejo financiero de la empresa,
- proveer información a la alta gerencia sobre el impacto que pueden tener las operaciones, las paradas de planta para mantenimiento, los programas de ventas, etcétera.

En la elaboración del plan de corrida participan distintas funciones que aportan información crítica, pero el desarrollo está a cargo del área de planeamiento de la refinería, que además de

tener la capacidad para simular las operaciones debe tener una adecuada comunicación con los otros sectores de la empresa.

Algunas de las funciones que intervienen y la información que es necesaria se describe a continuación.

- El área de suministros normalmente provee un panorama del mercado de crudo y, en particular, aquellos que están disponibles para procesamiento en el período considerado.
- La función de *marketing* (mercadotecnia) da una estimación de la demanda del mercado para cada uno de los productos y alerta sobre posibles planes de venta que pueden impactar la demanda.
- Es necesario contar con buena información de precios para todos los productos y discriminada por canal de venta.
- La refinería debe definir la disponibilidad de las unidades de proceso y, eventualmente, determinar las fechas de las paradas para mantenimiento que planea realizar.

El desarrollo del plan de corrida implica el uso de distintas herramientas o sistemas de información. Existen modelos de procesos que permiten estimar, en función de la calidad del crudo o la alimentación a la planta, los rendimientos, restricciones o calidad de los productos que se pueden obtener por su procesamiento. También se usan sistemas de planificación para definir secuencias de abastecimiento y temas relacionados con la logística de los crudos o los derivados. Para la optimización económica se emplean herramientas que se basan en la programación lineal, con funciones objetivas definidas por el usuario y, en general, relacionadas con la maximización de resultados económicos.

El plan de corrida no debe confundirse con el ciclo de planeamiento anual, que se focaliza en temas estratégicos, de naturaleza corporativa y en la definición de planes de inversión plurianuales. El plan sirve como base de la programación operativa y es ajustado permanentemente en función de eventos operativos no previstos, cambios en la demanda o en el abastecimiento de crudos, márgenes, etc. El monitoreo de las desviaciones que se dan en la realidad con relación al plan elaborado se realiza en forma disciplinada para permitir ajustes a los modelos matemáticos y también para ganar experiencia en el equipo de profesionales que son responsables por el desarrollo del plan. Obviamente, no hay

un plan perfecto, pero el proceso de desarrollo y la disciplina de mantener actualizado un programa operativo permiten alcanzar grados de eficiencia y rentabilidad que no se conseguirían sin este nivel de análisis y planeamiento.

Resumen del capítulo

- La mezcla de productos es diferente para distintos crudos o configuraciones de refinerías.
- El cálculo de *netbacks* permite comparar el atractivo económico de los distintos canales de venta para un producto obtenido en la refinación.
- El margen de refinación, que es la diferencia entre el valor de los productos y el costo del petróleo crudo usado para producirlo, es indicador clave de la rentabilidad del sector refinador.
- Los costos variables, que representan aproximadamente sólo el 30% del costo total, impulsan a las refinerías a maximizar el nivel de procesamiento.
- El plan de corrida es la metodología que permite optimizar económicamente las operaciones y coordinar la actividad entre las distintas funciones de la empresa.

Glosario del capítulo

Catalizador: sustancia que se agrega a un sistema de reacción para facilitar el proceso y hacerlo más selectivo.

Craqueo catalítico fluido: proceso por el cual, en presencia de un catalizador, se convierten cortes pesados en productos de mayor valor, como naftas y diésel.

Margen bruto: El margen bruto de los productos se define como el ingreso por ventas de los productos, menos el costo de la materia prima y compra de productos, dividido por el volumen de productos refinados.

Reformación catalítica: proceso que permite convertir fracciones de nafta pesada de bajo octanaje, en nafta de mayor octanaje, apta para ser incorporada a la mezcla de las mismas.

Economía de la refinación

Daniel A. Redondo

Aspectos técnicos, estratégicos y económicos de la refinación del petróleo



12 | Economía de la refinación

Introducción

El negocio de la refinación de petróleo, desde sus inicios, tiene algunas características que lo diferencian de otros sectores industriales. Entre ellos, se destacan el uso intensivo de capital, un alto componente tecnológico, la necesidad de operar en forma segura en un ambiente de alto riesgo y una rentabilidad que depende esencialmente de factores externos.

¿Cuáles son las características más importantes del sector? ¿Cuáles son los factores que hacen eficiente a una refinería? ¿Cómo se definen y analizan las inversiones? ¿Cuáles son las tendencias?

En este capítulo describimos los aspectos económicos y estratégicos de la refinación, las características del sector, las metodologías usadas para realizar los análisis económicos y cómo se adoptan las decisiones. Hacia el final, hacemos un breve análisis de la situación actual y de las perspectivas para el mediano plazo.

La capacidad de refinación en el mundo actual

La capacidad mundial de refinación de petróleo asciende en la actualidad a 87,2 MB/día⁽¹⁾, valor que está levemente por encima de la demanda global de derivados y que duplica los niveles que existían 50 años atrás. Esta capacidad de procesamiento es aportada por unas 660 refinerías, que se localizan en los principales mercados consumidores, tienen en promedio una capacidad de destilación de aproximadamente 140 KBD y, además, incluyen unidades de conversión como craqueo catalítico o coqueo retardado en su configuración.

Como se ve en la figura 1, en los últimos diez años la capacidad total de refinación ha crecido siguiendo el nivel de la demanda, pero al mismo tiempo se ha producido el cierre de unas cien refinerías, principalmente debido a su baja capacidad de proce-

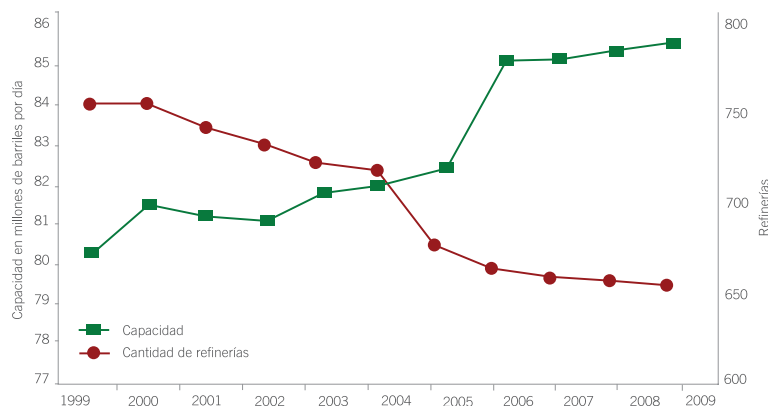


Figura 1. Evolución de la capacidad global de refinación y cantidad de refinadoras al 1 de enero de 2010. (Fuente EIA.)

samiento o porque no han podido adaptarse a un ambiente de negocios con mayores requerimientos ambientales y de márgenes reducidos.

La mayor parte de los cierres se han dado en Europa, principalmente en los países de la ex Unión de Repúblicas Socialistas Soviéticas que, después de la caída del muro de Berlín, se vieron obligadas a competir por el mercado con refinadoras más modernas y cumplir con las normas ambientales de la Unión Europea. También han dejado de operar en Norteamérica y en el resto del mundo refinadoras cuya capacidad estaban en el rango de 10 a 30 KBD y que, por la ausencia de conversión, no resultan provechosas desde el punto de vista económico en la actualidad.

La mayor parte de la nueva capacidad de refinación se ubica en Asia, principalmente China e India, donde se han ampliado y modernizado refinadoras existentes pero, además, se ha construido nueva infraestructura para abastecer la demanda de sus respectivos mercados.

Esta breve introducción nos ha servido para discutir, en términos generales, conceptos que se aplican individualmente a cada una de las refinadoras y que hacen a la economía de la operación.

La localización como factor determinante del futuro

Desde el inicio de la actividad, poco después del descubrimiento de petróleo en Titusville, Pensilvania en 1859, las refinadoras se han ubicado en las cercanías de las grandes ciudades y teniendo

como objetivo básico el abastecimiento del mercado local. La localización de una refinería tiene un impacto importante sobre su economía, principalmente debido a los costos logísticos asociados al transporte de crudo y de los derivados que se producirán a partir de la puesta en marcha.

En su mayoría, las refinerías se ubican más cerca del mercado que del yacimiento de producción porque el costo de transporte del petróleo crudo es menor que los costos de transportar todos los productos hacia el mercado lejano. Según el reporte 2010 de *Oil & Gas Journal*, aproximadamente el 70% de las refinerías del mundo se ubican cerca de ciudades metropolitanas que están situadas sobre costa marítima o con acceso al mar a través de vías fluviales. Este tipo de localización permite el transporte marítimo del petróleo crudo, que es relativamente más barato y el abastecimiento de los productos a un mercado que está a distancias cortas y al que se puede llegar en forma muy económica. Un ejemplo de esta situación se puede ver en la Argentina, donde en un radio de menos de 100 kilómetros de la ciudad de Buenos Aires se ubican tres refinerías que representan el 70% de la capacidad de refinación del país⁽²⁾. La mayor parte de la producción de estas refinerías abastece las necesidades de combustibles del área metropolitana y sólo una pequeña parte se destina a mercados más lejanos ubicados en el interior de la provincia de Buenos Aires o en otras provincias cercanas.

El tamaño del mercado local que se pretende abastecer determina la capacidad que tendrá la refinería y es también un factor importante en la determinación de la localización ideal. En el pasado, algunas refinerías se han ubicado en las zonas de producción de petróleo para aprovechar la ventaja logística de tener crudo muy cerca, pero el reducido tamaño del mercado local ha terminado limitando su capacidad y resultado en un costo unitario alto que las pone en una posición competitiva desfavorable contra otras refinerías de mayor tamaño.

En la actualidad, existen muy pocas refinerías que se dedican al negocio de producir para mercados de exportación y las que continúan operando son aquellas que tienen una capacidad de producción muy alta (por arriba de 400 KBD) y con una configuración de mediana o alta conversión. Un ejemplo, son las refinerías ubicadas en Saint Croix, Aruba y Curacao, en el Caribe, que

fuieron construidas a mediados de 1960 por Hess, Esso y Shell respectivamente, para producir combustibles destinados al mercado americano usando crudo venezolano. La operación de estas refinerías depende de las condiciones del mercado y se basa en compensar su desventaja logística con el menor costo unitario, producto de la escala y de menores impuestos a la actividad.

No obstante todo lo comentado en relación a que la localización óptima está cerca de los mercados, recientemente se han instalado algunas nuevas refinerías en países de Medio Oriente que son grandes productores de petróleo. En este caso, la producción está destinada al mercado externo, la capacidad instalada tiene una escala muy superior al promedio mundial y la localización se debe a una decisión política de crecer verticalmente desde el *upstream* (la extracción) hacia la refinación y la petroquímica.



La Plata: refinería de elevada capacidad de conversión

La capacidad de procesamiento y su impacto en el costo unitario

La capacidad de procesamiento de una refinería es también uno de los factores determinantes de la competitividad y, por lo tanto, de su rentabilidad operativa. Como mencionamos antes en este capítulo, la capacidad promedio actual es de alrededor de 130 KBD, pero este valor continúa creciendo, reflejando el cierre de las refinerías de menor tamaño que tienen un mayor costo unitario de operación y no pueden competir con refinerías de 400 a 500 KBD de capacidad. La ventaja competitiva de las grandes refinerías se origina en el menor costo unitario que tiene su operación y esto se debe, básicamente, a que los costos fijos no crecen linealmente con la capacidad, sino que son relativamente menores.

Por ejemplo, la inversión necesaria para construir una refinería de 200 KBD de capacidad es, aproximadamente, un 60% superior al monto necesario para construir una de 100 KBD. Esto implica que al incluir el rubro depreciación, dentro de los costos operativos, la refinería de mayor capacidad tendrá un costo unitario menor y, por lo tanto, una mejor rentabilidad operando en el mismo mercado y con los mismos márgenes. Otros rubros que son parte de los costos fijos de la refinación tampoco evolucionan linealmente con la capacidad de procesamiento y contribuyen, también, a una ventaja competitiva por parte de las refinerías de mayor escala.

La búsqueda de la eficiencia y la consecuente reducción del costo unitario de operación han llevado a las empresas refinadoras a ampliar la capacidad de las plantas existentes y a construir refinerías cada vez más grandes. Para dar una idea de la situación actual, la tabla que se muestra a continuación (tabla 1) contiene el listado de las 10 refinerías más grandes del mundo, detallando la compañía que la opera, su localización y la capacidad de procesamiento de crudo.

Empresa refinadora	Localización	Capacidad KBD
Reliance Jamnagar Complex (Reliance)	Jamnagar, India	1240
Paraguana Refining Complex (PDVSA)	Amuay/Cardon, Venezuela	940
SK Energy	Ulsan, Corea del Sur	840
Yeosu Refinery (GS Caltex)	Yeosu, Corea del Sur	700
Jurong Island Refinery (Exxon Mobil)	Singapur	605
Baytown Refinery (Exxon Mobil)	Texas, EE.UU.	572
Ras Tanura (Saudi Aramco)	Arabia Saudita	525
S-Oil Ulsan Refinery (S-Oil)	Corea del Sur	520
Baton Rouge Refinery (Exxon Mobil)	Louisiana, EE.UU.	503
Hovensa LLC St Croix	Islas Virgenes, EE.UU.	495

Tabla 1. Las diez refinerías más grandes del mundo al 1 de enero de 2010. (Refining Survey editado por *Oil & Gas Journal*.)

Las dos primeras posiciones de la tabla corresponden a complejos refinadores, donde dos refinerías adyacentes, de capacidades similares, se han consolidado para compartir servicios e infraestructura logística (muelles, tanques de almacenaje, plantas de despacho, etc.), pero el resto son refinerías individuales cuya capacidad ha ido aumentando a través de los años con inversiones graduales, llegaron a valores que exceden los 500 KBD de capacidad. Para dar una idea de lo que representa esta capacidad de refinación, se puede mencionar que una sola de estas refinerías podría abastecer la demanda total de combustibles de la Argentina.

Las nuevas refinerías de petróleo que se están construyendo en los países de Medio Oriente (Arabia Saudita, Kuwait, Omán, etc.), en China e India tienen capacidades de procesamiento de 300 a 400 KBD, que en la actualidad parece ser el nivel que hace rentable una operación, aun en un ambiente de negocios de márgenes deprimidos.

La mayor refinería argentina es YPF La Plata, con una capacidad de procesamiento de 189 KBD.

Configuración/complejidad de una refinería moderna

Uno de los criterios más importantes que se utiliza en la comparación de refinerías de petróleo es la complejidad, que está determinada por la configuración de las unidades de proceso que la componen.

Una refinería de petróleo está conformada por distintas unidades que se entrelazan en una determinada secuencia para procesar los distintos cortes de hidrocarburos que provienen de la destilación del petróleo crudo.

Las refinerías que tienen una configuración básica (*hydroskimming* en inglés) consisten en las siguientes unidades:

- una unidad de destilación atmosférica que procesa el petróleo crudo y lo fracciona en distintos cortes en función de su punto de ebullición,
- una unidad de reformación catalítica de naftas, que permite aumentar el octanaje del corte de nafta virgen de tal manera que se puedan producir naftas terminadas que se venden en el mercado,
- eventualmente, algunas unidades de hidrogenación para reducir el contenido de azufre de los cortes de destilados medios que salen de la torre de destilación atmosférica.

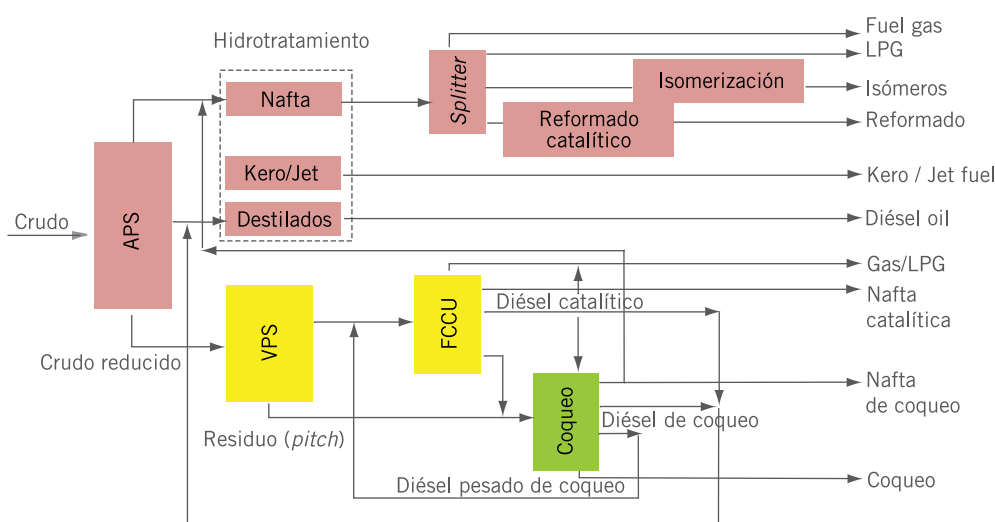


Figura 2. Diagrama de bloques para distintas configuraciones de refinería

En la figura 2 se muestra un diagrama de bloques de una refinería moderna y de alta complejidad, las unidades que corresponden a la refinería básica o *hydroskimming* son las que se muestran en color rojo claro.

Este tipo de refinería, por la ausencia de unidades de conversión, tiene bajos rendimientos de motonaftas y gasoil, que son los productos más demandados y al mismo tiempo produce una cantidad importante de residuos a partir del crudo reducido que sale por el fondo de la torre atmosférica. Obviamente, al tener bajos rendimientos de productos de alto valor, su rentabilidad es muy baja, lo que compromete su viabilidad en un mercado competitivo. En general, este tipo de refinerías ha dejado de operar o ha evolucionado a otra configuración más competitiva a través de la incorporación de unidades de conversión.

Como discutimos en el capítulo 6, la forma de adaptar la capacidad de producción de una refinería a la demanda del mercado es incorporar unidades de conversión que aumenten el porcentaje de naftas y gasoil que se puede producir a partir de un crudo determinado. En este sentido, el cambio más importante se puede lograr incorporando a una refinería básica una unidad de craqueo catalítico fluido, que permitirá convertir casi el 50% de los residuos en naftas y destilados de buen valor comercial. En la figura 2 se muestran las unidades que se agregan en color amarillo. La configuración a la que se llega con estas nuevas unidades se denomina “de conversión media” y en la actualidad es probablemente la más común en el parque refinador mundial.

Para convertir totalmente el “fondo del barril” la configuración de la refinería debe incorporar alguna unidad de conversión profunda, como puede ser un *delayed coker*, *Flexicoker* o *Resid Cracker*. En la figura 2 se muestra en verde claro la incorporación de un *delayed coker* para llegar a la configuración que se denomina “conversión total”. Una refinería de este tipo puede convertir el petróleo crudo procesado en productos de alto valor, predominantemente motonaftas y destilados, que tienen alta demanda y mejores precios en el mercado.

La tabla 2 muestra los rendimientos que se pueden tener procesando un crudo relativamente pesado, como el Arabian Heavy, en refinerías con las distintas configuraciones que describimos anteriormente.

	Básica	Conv. media (FCCU)	Conv. total (D. Coker)
LPG/Nafta	20	35	45
Jet/Kero	12	12	16
Gasoil	19	24	34
Residuos	49	29	5

Tabla 2. Rendimientos de Arabian Heavy para distintas configuraciones de refinerías. Los valores se muestran como porcentajes y para los distintos tipos de productos

El ejemplo muestra claramente el impacto positivo que tiene una mayor complejidad sobre los rendimientos de productos limpios que, para el caso de conversión total, alcanzan el 95%. Por supuesto, los costos operativos de una refinería con conversión total son mayores que los costos de la refinería básica, pero la diferencia es compensada en exceso por el mayor valor de la mezcla de productos, lo que justifica la inversión realizada en unidades de conversión.

En el caso de la Argentina, las refinerías de YPF en La Plata y Luján de Cuyo, la refinería de Shell en Dock Sud y la refinería de Esso en Campana tienen una configuración de conversión total. La refinería Bahía Blanca, que opera actualmente Petrobras, tiene una configuración de conversión media y el resto de las refinerías del país operan con una configuración más simple al no poseer unidades de conversión.

Las distintas configuraciones que existen y el hecho de que las unidades de conversión pueden tener distintas capacidades hacen muy difícil la comparación entre refinerías, particularmente cuando se habla de complejidad. Una de las metodologías más usadas para realizar esta comparación fue desarrollada por Wilbur L. Nelson en 1960 y se basa en el cálculo de la capacidad equivalente de destilación (EDC, *Equivalent Distillation Capacity*, en inglés) para cada refinería. Para esto se utilizan los factores de complejidad definidos por Nelson para las distintas unidades de procesos que la componen.

Nelson asignó un factor de 1.0 a la unidad de destilación atmosférica y comparando los costos relativos a esta unidad, definió factores de complejidad para cada uno de los procesos que pueden existir en una refinería compleja. La tabla 3 muestra los factores Nelson de complejidad para algunas unidades.

La capacidad de destilación equivalente, también conocida como índice Nelson de complejidad, de una refinería es la sumatoria de la capacidad en relación a la capacidad de destilación multiplicada por los factores de las distintas unidades que la componen. Matemáticamente la fórmula sería:

$$INC = \sum \{ (Cap_i / Cap_d) \times FN_i \}$$

Donde:

- INC es el índice Nelson de complejidad de la refinería,
- Cap_i es la capacidad de cada una de las unidades medidas en barriles por día,

Unidad de proceso	Índice Nelson de complejidad
Destilación atmosférica	1,0
Destilación al vacío	2,0
Hidrofinación	3,0
Reformación catalítica	5,0
Craqueo catalítico	6,0
Alquilación/polimerización	10,0
Visbreaker	3,0
Coqueo retardado	6,0

Tabla 3. Factores de Nelson para distintos procesos de refinación

Cap_d es la capacidad de destilación de la refinería en barriles por día,

FN es el factor Nelson para ese tipo de unidad de proceso.

Esta metodología permite comparar la complejidad de las distintas refinerías y estimar la inversión necesaria para su construcción a partir de valores de costos reales de una unidad de destilación primaria. Las estimaciones de costos que se realizan de esta manera reflejan solamente la inversión en unidades de proceso y, para tener una mejor idea de la inversión total, deberían agregarse los montos correspondientes a facilidades logísticas, tanques de almacenaje, generación eléctrica, red de servicios, etc. De todas maneras, los costos de inversión calculados por esta metodología deben ser usados solamente para análisis económicos preliminares, ya que tienen un alto grado de indefinición y, por lo tanto, un margen de error muy grande (del orden de 30 a 50%).

Excelencia operativa y comparación entre refinerías

Hasta ahora hemos discutido en este capítulo las características físicas más importantes que puede tener una refinería y cómo esos factores impactan a la rentabilidad de la operación. La rentabilidad de la operación es probablemente el indicador de eficiencia más importante que tiene cualquier negocio, pero no es el único que debe considerarse cuando se trata de medir la competitividad de una refinería contra otras empresas que están en la misma actividad.

En general, las empresas que están en el negocio de refinación monitorean un conjunto de indicadores de *performance* que les permiten medir su desempeño en distintas áreas de la operación. Algunas áreas para las que se definen indicadores de *performance* son:

- rendimientos de productos limpios,
- usos de la energía,
- pérdidas de producto,
- desviaciones de calidad,
- capacidad disponible,
- utilización de capacidad.

Estos indicadores permiten monitorear el rendimiento a lo largo del tiempo y la toma de decisiones operativas destinadas a obtener una mejora en la eficiencia de la operación. Obviamente,

luego de una etapa inicial de mejoramiento de la operación, la pregunta que surge es ¿cuál es la eficiencia máxima alcanzable? y ¿cómo se puede alcanzar ese nivel? A lo largo del tiempo, las refinerías han intentado definir la excelencia operativa mediante diversas metodologías, algunas basadas simplemente en cálculos teóricos y otras realizando comparaciones con alguna otra operación que era considerada la mejor de su clase.

Las comparaciones entre refinerías se dio especialmente a partir de la década de 1970 en las grandes empresas refinadoras que operaban una gran cantidad de refinerías y que, por lo tanto, tenían la posibilidad de coleccionar información detallada sobre distintas áreas de operación y de distintas instalaciones. A partir de la década de 1980, esta práctica se ha generalizado y existen algunas empresas que se han especializado en coleccionar y distribuir información entre los distintos refinadores, con el objetivo de ayudarlos a definir planes para mejorar la eficiencia de su operación. La más conocida de estas empresas es HSB Solomon Associates LLC, con sede en Dallas, Estados Unidos, que ofrece el servicio de *benchmarking* a distintos sectores industriales, incluyendo la refinación de petróleo. La clave del trabajo de esta empresa está en la recolección de una importante cantidad de información sobre la operación de cada refinería. Esta información se recolecta en un formato predefinido y con la misma metodología para las distintas refinerías que participan de la encuesta, lo que permite, después de un análisis, definir el nivel de excelencia que se puede alcanzar e informarles a los clientes su posición relativa con relación a dicho nivel de excelencia.

Una vez definido el máximo nivel alcanzable y la posición actual, equipos técnicos especializados se dedican a identificar las brechas que existen entre las dos situaciones, la causa de estas diferencias y cuáles son las acciones o inversiones que permitirían alcanzar el nivel máximo en un tiempo determinado. El paso siguiente es la implementación de estos planes y el seguimiento. Este proceso se repite periódicamente, y se convierte en un proceso de mejoramiento continuo de la operación.

En la actualidad, la mayor parte de las refinerías del mundo participan de la encuesta que realiza Solomon anualmente y esta metodología es considerada una de las herramientas más importantes para mejorar la eficiencia operativa en la industria de la refinación del petróleo.

La magnitud y naturaleza de las inversiones

El negocio de la refinación de petróleo implica el uso intensivo de capital para la construcción de instalaciones específicas, que no pueden ser utilizadas para producir otros productos y que son modificadas o expandidas a lo largo de una vida útil que está en el orden de 20 a 40 años. La magnitud de las inversiones que se realizan en el sector varía ampliamente dependiendo del tipo de proyecto, su capacidad y localización. Para dar una idea de las diferencias que existen y los montos involucrados basta ver algunos ejemplos anunciados recientemente a nivel global y local.

- A principios de 2010, Arabia Saudita confirmó su intención de construir una nueva refinería en Yanbu, sobre el Mar Rojo para producir naftas y destilados de bajo azufre para el mercado internacional. La capacidad nominal de la nueva refinería será de 400 KBD y la inversión necesaria se estima entre 5.000 y 8.000 millones de dólares.
- En el año 2009, YPF anunció la construcción de una nueva unidad de reformación catalítica de naftas para aumentar la producción de naftas de alto octanaje en su refinería de La Plata. La nueva unidad, con un proceso CCR, implica una inversión del orden de 350 millones de dólares.
- En el período 2005-2010, las empresas refinadoras de la Argentina han invertido aproximadamente 300 millones de dólares⁽³⁾ en proyectos para mejorar la calidad de los combustibles y cumplir con nuevas regulaciones de protección del medio ambiente.
- Según el informe 2010 sobre el sector de refinación preparado por el Instituto Francés del Petróleo (IFP) las inversiones de capital durante los últimos años han promediado los 20.000 millones de dólares, con un pico en 2007 cuando había expectativas favorables de aumento de demanda y márgenes.

La evaluación estratégica y económica de construir una nueva refinería es un proceso que se da en contadas ocasiones y, en general, involucra distintos sectores gubernamentales y empresariales que cubren áreas tan diversas como el diseño de procesos, tecnología, suministro de equipos, financiación de largo plazo, etc. Normalmente la ejecución de un proyecto mayor pasa por diversas etapas de planeamiento, diseño, obtención de permisos, contratación, etc., y su ejecución se realiza a lo largo de varios años.

Como contrapartida, las inversiones que se realizan en refinerías existentes son parte de procesos anuales de planeamiento y para su evaluación se utilizan criterios que son típicos de la industria.

Los proyectos de capital del sector, se pueden clasificar en diversas categorías en función del objetivo que tienen.

- Los proyectos mandatorios están destinados al cumplimiento de leyes o regulaciones ambientales, de seguridad personal o de las instalaciones necesarias para cumplir con normas laborales. Estos proyectos no se analizan desde un punto de vista económico, sino que se realizan como un requisito para continuar la operación. En algunas empresas se refieren a ellos, coloquialmente, como parte de la “licencia para operar”.
- Los proyectos de eficiencia tienen por objetivo reducir costos operativos y mejorar la rentabilidad de las operaciones actuando en un área del negocio que está bajo control de la empresa. Como ejemplo, se puede mencionar a los proyectos orientados a reducir el consumo energético, el uso de aditivos o productos químicos o de mejoras en la organización.
- Los proyectos de capacidad buscan expandir la capacidad de procesamiento de crudo o de algunas de las unidades de conversión para mejorar la mezcla de productos y capturar un mayor margen de refinación. En general, las inversiones se orientan más a expandir la capacidad de unidades existentes mediante la eliminación de cuellos de botella que a construir nuevas plantas de procesos.

Para la mayoría de los proyectos de refinación, la tecnología que se utiliza está totalmente probada, por lo que este aspecto no implica un riesgo cuando se realiza la evaluación económica. Los riesgos económicos que se consideran como parte del análisis de los proyectos están más relacionados con la evolución de la demanda y la incertidumbre sobre los precios de crudo y productos que, en última instancia, definen el margen de refinación que estará vigente durante la operación del proyecto.

Como en otras actividades industriales, las decisiones de inversión del sector están limitadas por el financiamiento, ya que, por su magnitud, el desarrollo y ejecución de los proyectos insume un flujo de capital continuo a lo largo de varios años. Normalmente, la evaluación de los proyectos y la elaboración de un plan de



Inversiones en expansión de unidades e instalación de nuevos equipos, una exigencia continua en las refinerías



Instalación de nuevos equipos en refinería Luján de Cujo

inversiones con un horizonte de entre 3 y 5 años es responsabilidad del sector de planeamiento de la refinería.

Hay una serie de métodos que se utilizan para cuantificar la rentabilidad de un proyecto y sus riesgos. El más conocido consiste en calcular el flujo neto de fondos y la tasa interna de retorno que resulta. Estos dos indicadores, que surgen del mismo cálculo, tienen una utilización diferente en las empresas. El flujo neto de fondos permite ver, para cada propuesta, los requerimientos de capital que la empresa deberá afrontar durante la ejecución del proyecto y la recuperación de fondos esperada luego de la puesta en marcha. La tasa interna de retorno es un indicador usado principalmente para elaborar una jerarquización (*ranking*) entre los distintos proyectos que existen en la empresa y que compiten por los fondos disponibles. En general, las empresas definen una tasa de corte mínima que deben superar los proyectos a fin de ser considerados como parte del plan de inversiones. Esta tasa de corte depende del costo de los créditos para inversión disponibles en el mercado, la percepción del riesgo económico, financiero, político, etc., que tenga la empresa respecto a sus inversiones. Cada empresa define así la tasa de corte para la rentabilidad de sus proyectos. El cumplimiento de estas expectativas de retorno dependerá de que se cumplan también las estimaciones respecto a la demanda del mercado, al margen a alcanzar y a las otras variables asumidas para el cálculo económico.

Finalmente, es importante resaltar que la diversidad de mercados, configuraciones y modos de operación, hace muy difícil la aplicación de criterios uniformes en la evaluación de proyectos de distintas refinerías y organizaciones. Las decisiones de inversión corresponden a la alta gerencia y tienen siempre un alto contenido de estrategia que incorpora el análisis económico, factores culturales y preferencias propias de la sociedad donde las empresas operan.

Situación actual y tendencias

Luego de un período de demanda creciente y márgenes relativamente atractivos, la crisis global que se produjo a partir de 2008 ha llevado a la industria de la refinación a un leve excedente de capacidad, menores ganancias y reducción de la inversión o

postergación de proyectos de nuevas refinerías que se planeaban concretar hace un par de años atrás.

Este impacto ha sido diferente dependiendo de la región, lo que refleja los distintos comportamientos de la economía en los distintos países. En los Estados Unidos, la crisis resultó en una caída de la demanda de productos, particularmente naftas, que obligó a reducir importaciones desde Europa. En Asia, tanto China como India continuaron creciendo aunque a menores tasas, por lo que la situación entre abastecimiento y demanda se mantuvo relativamente estable. En Europa, la reducción en la demanda de naftas y productos residuales fue compensada por un aumento de la demanda de destilados, que ha obligado al parque refinador a mantener los niveles de procesamiento y colocar los excedentes de naftas en un mercado internacional deprimido.

En los primeros meses de 2010 se ha visto un cambio en la tendencia de la demanda y un reporte reciente de la Agencia Internacional de Energía (EIA, Energy Information Administration) pronostica crecimiento de la demanda global equivalente a 1,5 MB/D para este año y 2011. La mayor parte de este crecimiento se concentraría en Asia y Medio Oriente. (Ver figura 3).

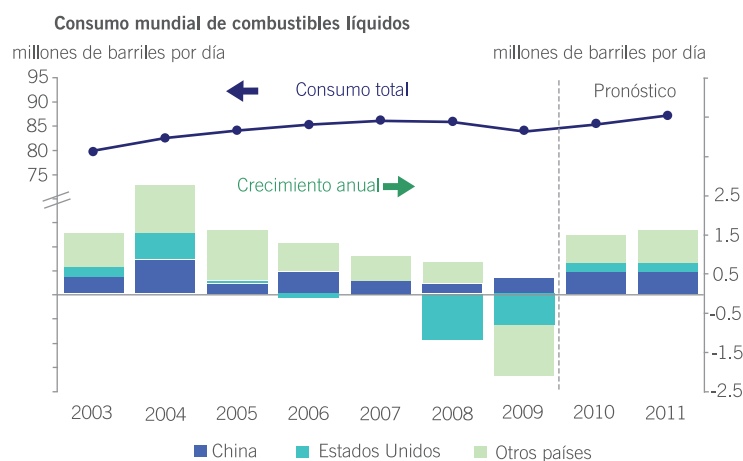


Figura 3. Variación demanda combustibles líquidos

De todas maneras, la crisis tuvo un impacto negativo en muchas de las variables clave del sector y afectó en forma similar a todas las regiones. Las principales consecuencias fueron las siguientes:

- la utilización de la capacidad disponible, que hasta el 2007 estaba alrededor del 87%, cayó a valores entre 84 y 85% en los últimos dos años,
- el margen de refinación cayó a niveles muy por debajo de los valores vigentes en el mercado hasta mediados del 2008. En Europa la caída fue del 66% y en Asia llegó el margen a valores negativos,
- los menores volúmenes y márgenes se reflejaron en menores ganancias, o pérdidas, en los balances de las compañías refinadoras. Un reporte del IFP⁽⁴⁾ estima una caída del 44% en las ganancias de las 10 empresas refinadoras más importantes del mundo.

Esta situación complicada para el sector ha obligado a postergar algunos proyectos de inversión para construir nuevas refinerías o agregar capacidad de destilación. Algunos proyectos en desarrollo en Oriente Medio se han postergado hasta el 2014 (Jubail y Yambu en Arabia Saudita) y se han anticipado ventas o cierres de refinerías ineficientes en Europa y los Estados Unidos. La proyección es que el 75% de la nueva capacidad de destilación que se construirá en los próximos 5 años estará ubicada en Asia, donde la demanda de productos continúa justificando esa expansión de la actividad.

Otros aspectos de la demanda de interés para los refinadores son:

- el continuo crecimiento de la demanda de diésel y en particular del diésel con bajo contenido de azufre, lo que continuará impulsando la adaptación de las refinerías para producir mayores volúmenes de este producto,
- los cambios en las especificaciones internacionales de los combustibles para uso en la navegación marítima con importantes reducciones, progresivas hasta 2030, de los niveles permitidos de azufre y metales. Esto podría resultar en una menor demanda de fueloil y obligaría a instalar capacidad de conversión adicional,
- la incorporación mandatoria de combustibles renovables, como etanol y biodiésel, como parte de los productos que se colocan en diversos mercados. Estas nuevas regulaciones están obligando a las empresas refinadoras a comprar crecientes volúmenes de biocombustibles e incorporarlos a su producción normal.

A nivel global, se espera que las refinerías continúen invirtiendo en capacidad de conversión, particularmente para aumentar la producción de destilados medios y en proyectos que les permitan cumplir con nuevos requerimientos ambientales y de calidad de productos.

El aumento, aunque progresivo, de la demanda global de productos, combinado con una menor inversión en nueva capacidad de refinación, debería llevar a una mayor utilización de capacidad y, por lo tanto, una recuperación de los márgenes. No obstante, la mayoría de los analistas no ven posible esta recuperación en el corto plazo y el panorama presenta muchos desafíos para el sector.

Panorama de la refinación en la Argentina

El panorama también luce desafiante para el sector refinador de la Argentina y, para tener una mejor visión del escenario futuro, es conveniente analizar el comportamiento de las variables más importantes comenzando por la evolución de la demanda de combustibles.

La demanda de gasoil y de naftas, luego de una caída producida por la crisis económica de los años 2001 y 2002 se ha recuperado a niveles previos y en los últimos años tiende a crecer a tasas por encima del promedio de la década. También ha crecido la demanda de fueloil, particularmente durante los meses de invierno cuando el gas natural se destina al consumo residencial y las usinas térmicas consumen combustibles residuales para generar electricidad.

Mirando hacia el futuro, y asumiendo un crecimiento económico moderado (aumento del PBI del 3% anual), se puede pronosticar un crecimiento de la demanda de productos del petróleo de alrededor de 3,5% hasta el año 2020.

Al mismo tiempo, en función de las tendencias globales, es esperable que el mercado argentino se mueva hacia mejores calidades en los combustibles con una progresiva reducción de contaminantes, como el azufre y la incorporación de biocombustibles tanto en naftas como en gasoil.

Para abastecer esta mayor demanda, el país debería procesar alrededor de 800 KBD de crudo de una calidad similar a la actual⁽⁵⁾ lo que implica llegar a un nivel de procesamiento muy superior a la actual capacidad de refinación.

Como se ve en la figura 4, la capacidad del parque refinador argentino se mantiene estable en alrededor de 630 KBD desde

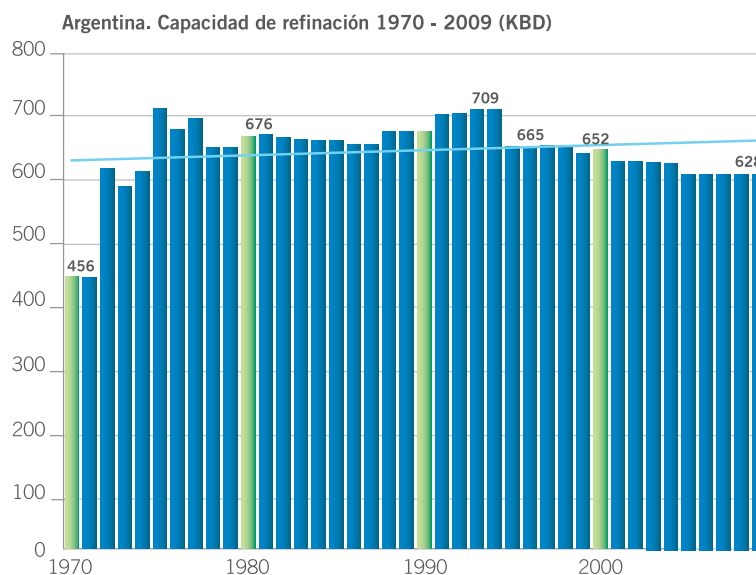


Figura 4. Evolución de la capacidad de refinación en la Argentina en base a datos de la Secretaría de Energía

mediados de los años 1970 y ha operado a niveles de utilización superiores al 90%, como se muestra en la figura 5. La conclusión obvia de este análisis es que se debería agregar una capacidad de 150 a 200 KBD para lograr producir la demanda de gasoil que necesitará el mercado interno en la próxima década.

Esta capacidad de procesamiento es equivalente a agregar una refinería de petróleo similar a las existentes, con alta capacidad de conversión para alcanzar un buen rendimiento de destilados medios y unidades de tratamiento que permitan reducir los niveles de azufre y otros contaminantes en los productos. La inversión necesaria para una refinería de este tipo puede estimarse en el rango de 3.000 a 4.000 millones de dólares, dependiendo de la localización y la configuración que se defina.

Una alternativa a la construcción de una nueva refinería sería la progresiva expansión de las instalaciones existentes incorporando capacidad y procesos que permitan maximizar la producción de destilados medios.

En definitiva los desafíos que tiene el sector refinador para la próxima década consisten en abastecer el mercado, operar en forma segura y amigable con el medio ambiente y crecer a través de inversiones e incorporación tecnológica. Desafíos que el sector ha tenido desde sus orígenes.

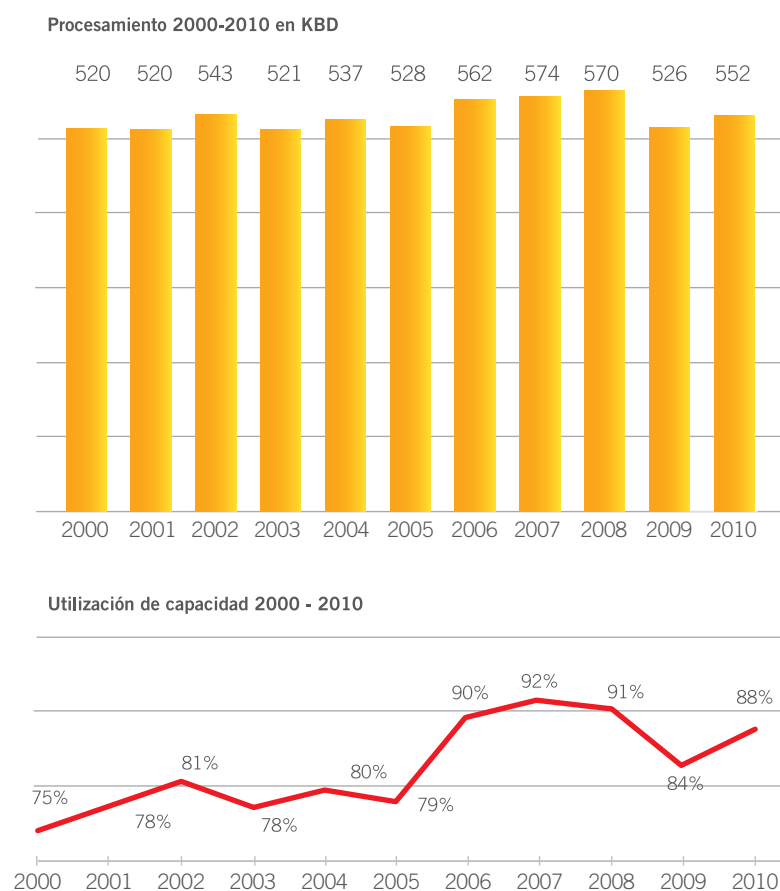


Figura 5. Evolución del procesamiento de crudo en la Argentina. (Fuente: IAPG.)

Resumen del capítulo

- La localización, la capacidad de procesamiento y la complejidad son factores clave que definen la rentabilidad de una refinería.
- El negocio de la refinación de petróleo implica el uso intensivo de capital para la construcción de instalaciones específicas y que son modificadas o expandidas a lo largo de una vida útil, que está en el orden de 20 a 40 años.
- La comparación de indicadores de *performance* entre distintas refinerías es una práctica común y permite alcanzar un mayor nivel de excelencia operativa.
- El flujo neto de fondos y la tasa interna de retorno son las herramientas más utilizadas para la evaluación económica de los proyectos del sector.

- La crisis económica iniciada en el 2008 ha tenido un importante impacto negativo en el negocio de la refinación del petróleo.
- El panorama global para los próximos 5 años se presenta desafiante, producto de una menor demanda, márgenes deprimidos y nuevas regulaciones ambientales.
- El sector refinador de la Argentina necesita importantes inversiones en nueva capacidad de procesamiento para mantener el suministro del mercado local.

Referencias

- (1) Datos al 1 de enero de 2010 según el reporte “*Refining Survey 2010*” preparado por la revista *Oil & Gas Journal*.
- (2) El comentario se refiere a las siguientes refinerías: YPF La Plata (189 KBD), Shell Dock Sud (110 KBD) y Esso Campana (87 KBD) con valores del mismo reporte.
- (3) Estimación del autor en función de los anuncios realizados en el período por YPF, Shell, Esso y Petrobras.
- (4) Comentarios basados, en parte, en el artículo “Panorama 2010, *Refining adjusting to changing environment*” publicado por IFP (Instituto Francés del Petróleo) en noviembre de 2009.
- (5) Como se asume que el combustible que define el nivel de procesamiento continuará siendo el gasoil, en caso de que haya una menor producción de crudo liviano y la mezcla de crudos disponibles se haga más pesada, el nivel de procesamiento debería ser superior para posibilitar la misma producción de gasoil.

Glosario del capítulo

Delayed Coker: unidad de coqueo retardado, que por un proceso térmico prolongado convierte fondos pesados en productos livianos de mayor demanda.

Flexicoker/Resid cracker: se refiere a unidades con distintas tecnologías de conversión profunda de los fondos en combustibles líquidos y gaseosos.

KBD: (del inglés *Kilo Barril per Day*): miles de barriles por día.

Glosario

Tabla de conversión de unidades

Nomenclaturas usuales



Glosario

Breve glosario de términos de uso frecuente en la industria del petróleo.

A

Absorción: 1. penetración o desaparición aparente de moléculas o de iones de una o más sustancias en el interior de un sólido o líquido. 2. Torre de absorción: torre o columna construida de tal manera que provee el contacto entre el gas ascendente y el absorbente en descenso.

Accidente: evento imprevisto de corta duración, no buscado, que genera resultados no deseables. Suele asociarse a eventos con resultados de cierta magnitud o bien que involucran personas cuando en apariencia resultarían inevitables.

Actividad (de un catalizador): propiedad que mide en un sistema de reacción cuánto se transforma de reactivos a productos.

Acuífero: terreno permeable dispuesto bajo la superficie, en donde se acumula, y por donde circula, el agua subterránea.

Adsorción: fenómeno de superficie exhibido por un sólido (adsorbente) que le permite mantener o concentrar gases, líquidos o sustancias disueltas (adsortivas) sobre su superficie; esta propiedad es debida a la adhesión.

Aflorar: asomar a la superficie del terreno un filón, una capa o una masa mineral cualquiera.

Aguas agrias (o ácidas): nombre genérico que se le da a las aguas provenientes de procesos donde se ha introducido sustancias, típicamente SH_2 , que le otorgan tal característica de acidez.

Alcali: cada uno de los óxidos, hidróxidos o carbonatos de los metales alcalinos (litio, sodio, potasio, cesio y rubidio). Son irritantes o cáusticos para la piel, viran el tornasol al azul, son solubles en agua y tienen las propiedades de las bases, es decir, reaccionan con los ácidos para dar sales.

Almacenaje: resguardo de petróleo y sus derivados por parte de las refinerías. Todas ellas cuentan con instalaciones de tanques destinadas a tal fin.

Alquilación (alkilación): proceso por el cual las corrientes de isobutanos y butilenos se convierten en naftas de mayor octanaje.

Aminas: sustancias químicas en donde se sustituyen los átomos del hidrógeno del amoníaco por grupos atómicos positivos o radicales alcohólicos.

Análisis seguro de tareas (AST o ATS): redacción simplificada y por pasos de cómo llevar a cabo una tarea desde el punto de vista de la seguridad, indicando los riesgos potenciales y las medidas (preventivas y mitigantes) para minimizar riesgos.

Anticlinal: repliegue del subsuelo que almacena hidrocarburos en la curvatura del terreno.

API gravity: densidad de grados API. Consiste en una unidad de densidad adoptada por el Instituto Americano del Petróleo (API) desde años atrás. Según la escala API, cuanto más alto es el índice, menor es la densidad del crudo. Esta unidad está relacionada con la densidad relativa del hidrocarburo al agua, ambos a 15,55 °C (60° F), por la siguiente fórmula:

$$\text{Grados API} = \frac{141,5}{\text{Densidad relativa a } 60^\circ \text{ F}} - 131,5$$

Aromáticos (BTXs): grupo de hidrocarburos integrados por los compuestos químicos benceno, tolueno y los tres isómeros del xileno.

Asfalto: betún negro, sólido, quebradizo que se derrite al fuego y arde con dificultad. Suele emplearse, mezclado con arena, en pavimentos y entra en la composición de algunos barnices y en otros productos.

B

Barril: medida estadounidense de volumen, equivalente a 42 galones o 159 litros.

BBS: forma simplificada de nombrar los sistemas de prevención de incidentes basados en el comportamiento, derivado de sus iniciales en inglés (*Behavioral Based Systems*).

Biomasa: materia orgánica, árboles, plantas y residuos vegetales que pueden ser utilizados como fuente de energía.

BiOx: abreviatura (en inglés) de los procesos de oxidación biológica.

Blending: operación de mezclado de diferentes corrientes de productos que elabora una refinería.

Brent blend: mezcla Brent, petróleo del campo Brent y otros yacimientos ubicados en la cuenca Shetland del Este en el Mar del Norte, Gran Bretaña. El precio de la mezcla Brent (aprox. 38° API) es el principal referente para el comercio

o intercambio de otros crudos del Mar del Norte, como así también ventas de riesgo, tales como las ventas a término o de determinados volúmenes que se encuentran almacenados o embarcados (*spot market*).

Bright-stock: fracción pesada de hidrocarburos usada en la formulación de lubricantes.

BS & W: abreviatura de *Basic Sediment and Water* que se antepone al indicar el porcentaje de materiales extraños y de agua que se producen con el petróleo y que deben ser separados antes de su entrega en el punto de venta.

BTU: abreviatura de *British Thermal Unit*, unidad que corresponde a la cantidad de calor necesaria para incrementar la temperatura de 1 libra de agua en 1 grado Fahrenheit, de 60° a 61 °F en condiciones atmosféricas normales.

Buque petrolero: navío de transporte de crudo y derivados. Prácticamente todos los petroleros nuevos responden al diseño de doble casco.

Butano: hidrocarburo saturado que contiene cuatro átomos de carbono en su molécula. Es un gas presente en pequeñas cantidades en la mayoría de los gases naturales. Se licúa fácilmente mediante la aplicación de bajas presiones o por enfriamiento. Se usa como combustible, refrigerante, y en la fabricación de caucho sintético.

C

Calidad de aire: medición de la concentración de contaminantes en una determinada atmósfera y su comparación con los límites establecidos. Estos límites son, en general, distintos para la exposición de los trabajadores que para las comunidades. Dependiendo de sus efectos puede haber más de un límite para un contaminante dado para diferentes situaciones.

Casi-incidente: evento que no causó ningún tipo de pérdida, pero que en circunstancias ligeramente distintas (con existencia de otros factores o causas contribuyentes) hubiera derivado en un incidente.

Catálisis: transformación química motivada por cuerpos que, al finalizar la reacción, aparecen inalterados.

Catalizador: sustancia que se agrega a un sistema de reacción para facilitar el proceso y hacerlo más selectivo.

Causa básica (de un incidente): factor o factores sin los cuales el incidente no se hubiera desarrollado y que son los que realmente deben corregirse para evitar que se repitan.

Causas contribuyentes (de un incidente): causas asociadas al incidente que modifican las probabilidades de que éste se desarrolle o bien sus consecuencias.

Causas directas (de un incidente): factores asociados al evento que aparecen como causa inmediata al hacer la investigación, normalmente derivadas de las causas básicas.

Coking: coqueo, proceso por el cual se convierten residuos pesados del petróleo en productos livianos e intermedios, mediante su sometimiento a la acción del calor. También se denomina “coquificación”, a la acumulación no deseada de depósitos de carbón en los recipientes de la refinería.

Commodity: materia prima o producto cuyo precio es utilizado como índice de valor comercial. El petróleo es el *commodity* de mayor comercio en los mercados del mundo.

Compuestos orgánicos volátiles: usualmente denominados VOC's (por sus iniciales en inglés), son aquellos que contienen en su estructura carbono capaz de reaccionar con óxidos de nitrógeno en presencia de luz solar para formar ozono.

Condensación: acción y efecto de condensar o condensarse.

Condensador: 1. que condensa. 2. aparato para condensar vapores o gases mediante la reducción de su temperatura.

Condensados: hidrocarburos líquidos producidos a partir de las corrientes del gas natural, separados de éste por enfriamiento u otros medios.

Contaminación: introducción de sustancias o energías que pueden ocasionar daños a la salud o bienestar humano o al medio ambiente, es decir, cualquier alteración de lo que sucede naturalmente. Puede ser transitoria (de distintos tiempos de duración), o permanente.

Contaminación antropogénica: es la debida a la actividad del hombre. Incluye industria, transporte, manufactura, agricultura, tratamiento de residuos y toda otra fuente que no sea debida a la naturaleza.

Contaminante: cualquier sustancia en el ambiente (aire, aguas, suelo) presente por encima de sus concentraciones naturales.

Contaminante primario: aquel que aparece en el medio en la

misma forma en que fue emitido. Su concentración puede cambiar debido a dilución, pero es la misma especie química que la emitida por la fuente de contaminación. Ejemplos de contaminantes primarios: NO_x , VOCs

Contaminante secundario: son los que están en una forma diferente de la emitida originalmente y se forman por reacción química, a partir de contaminantes primarios. Ejemplos: O_3 , H_2SO_4 (ácido sulfúrico, principal causante de la lluvia ácida).

Conversión: procesos químicos que transforman ciertas fracciones del petróleo (usualmente de elevado peso molecular) en otras de mayor valor comercial.

Coque: combustible sólido, producido como residuo de la refinación del petróleo.

Coqueo: proceso de conversión en el cual uno de los productos es coque, también llamado carbón residual de petróleo (CRP).

Corrosión: acción química, física o electroquímica compleja que destruye un metal.

Corte: fracción particular del hidrocarburo.

Cortes vírgenes: fracciones obtenidas por destilación primaria del petróleo crudo (atmosférica o de vacío).

Craqueo (*cracking*): proceso químico en el cual las moléculas se cortan y se obtienen productos de menor peso molecular.

Craqueo catalítico: proceso por el cual, en presencia de un catalizador, se convierten cortes pesados en productos de mayor valor, como naftas y diésel.

Craqueo térmico: proceso de craqueo en el cual las reacciones químicas son promovidas sólo por temperatura.

Criogénica: rama de la física que trata acerca de la generación y efectos de las temperaturas extremadamente bajas.

Criogénico: proceso que se cumple a muy baja temperatura.

Cristalización: separación, de acuerdo con el tamaño y tipo de moléculas, tal como en los procesos de desparafinado, combinados con filtrado o centrifugado.

D

Deflectores: placas u obstrucciones construidas dentro de un tanque u otro recipiente que cambia la dirección del flujo de los fluidos o los gases.

Delayed coker: unidad de coqueo retardado, que por un proceso térmico prolongado convierte fondos pesados en productos livianos de mayor demanda.

Demanda de oxígeno (DO): parámetro crítico en la operación de los sistemas BiOx, representativo del consumo de oxígeno para oxidación de la materia orgánica; si bien hay componentes inorgánicos que también se oxidan.

Densidad: propiedad de la materia según su masa por unidad de volumen. Se expresa en libras por galón (lb/gal), kilogramos por metro cúbico (kg/m^3), etcétera.

Desactivación (de un catalizador): pérdida de actividad y selectividad debida a la deposición de sustancias carbonosas o de otro tipo, o cambios en la estructura de un catalizador como consecuencia del uso.

Desaromatizados: hidrocarburos parafínicos en los que se ha eliminado los hidrocarburos aromáticos.

Despojadores: columnas de fraccionamiento con un número de platos para rectificar una fracción determinada.

Destilación fraccionada: proceso que consiste en la separación de los componentes del petróleo crudo según el punto de ebullición de éstos. El petróleo es sometido a un calentamiento previo y procesado en una torre o columna de destilación que permite la evaporación y separación, en estado líquido, de los distintos cortes de hidrocarburos.

Dispersión: transporte y dilución de emisiones debido a los fenómenos atmosféricos naturales, tales como viento, turbulencia, corrientes, etcétera.

Downstream: expresión que cubre los últimos tramos de una actividad industrial. Para el caso del petróleo y del gas incluye los segmentos de refinación, distribución y comercialización.

Dubái (Fateh)/Dubái, miembro de los E.A.U.: define un crudo de aproximadamente 36° API, proveniente de los Emiratos Árabes Unidos cuyo precio reemplazó virtualmente al Arabian Light (1980) como valor referente para el comercio o intercambio de crudos del Golfo Pérsico.

E

Ecología: es la rama de las ciencias biológicas que se ocupa de las interacciones entre los organismos y su ambiente (sustan-

cias químicas y factores físicos). Por extensión, hoy incluye aspectos relacionados con la sociología.

Emisiones fugitivas: también conocidas como pérdidas en equipos, son emisiones provenientes de válvulas, conectores, bridas, sellos de bombas y compresores, válvulas de seguridad y otros accesorios de las cañerías. Debido al número de componentes usualmente son la principal causa de emisión de VOC's en las refinerías.

Estabilidad (de un catalizador): propiedad que mide cuánto se mantienen, en el tiempo, la actividad y la selectividad.

Etano: hidrocarburo saturado que contiene dos átomos de carbono en su molécula, se encuentra en estado gaseoso y es más pesado que el metano. Se licua por enfriamiento. Es combustible. Constituye una materia prima importante para la industria petroquímica.

Etanol: alcohol etílico.

Extracción por solventes: separación por solubilidad selectiva de los distintos compuestos de una mezcla en un determinado solvente; por ejemplo la eliminación de compuestos aromáticos, aprovechando las diferencias en el grado de miscibilidad con un tercer componente.

F

Factores humanos: aspectos de la ingeniería que tienen en cuenta la interrelación entre las personas y las máquinas o el proceso, con el objetivo de evitar incidentes debidos a falta de resguardos, posiciones inadecuadas de la persona o los equipos, sobrecarga o falta de información para tomar decisiones.

Falla: interrupción y dislocación de los estratos geológicos que constituyen la corteza terrestre. Cuando a raíz de esta ruptura se enfrenta una capa porosa con una impermeable, se interrumpe la eventual migración de petróleo o de gas, y se produce una acumulación, cuya magnitud puede llegar a constituir un yacimiento.

Fatalidad: muerte de una persona como consecuencia de lesiones o enfermedades relacionadas con el trabajo.

FFC: *fluid catalytic cracking* (craqueo catalítico en lecho fluido). También suele usarse la sigla en inglés FCCU, *fluid catalytic cracker unit*.

Flexicoker/ Resid cracker: se refiere a unidades con distintas tecnologías de conversión profunda de los fondos en combustibles líquidos y gaseosos.

Fondo de barril: fracción de fondo, componentes más pesados del petróleo, aquellos que permanecen en el fondo luego de haber sido removidos los más livianos por destilación.

Fracción: Mezcla de hidrocarburos con puntos de ebullición cercanos que se condensan juntos durante la destilación fraccionada.

Fraccionador: torre de destilación que separa diferentes cortes de hidrocarburos a partir de una alimentación dada, usualmente de amplia gama de pesos moleculares.

Fraccionamiento: proceso mediante el cual, aplicando temperatura a una corriente de petróleo en un equipo de destilación, se separan los distintos productos que la componen, según el punto de ebullición de cada uno.

Frecuencia: índice que relaciona el número de eventos con la exposición al riesgo, por ejemplo número de accidentes por millón de horas trabajadas.

G

Gas asociado/en solución: gas natural que se produce con el petróleo y que estaba disuelto con el petróleo en el yacimiento.

Gas de refinería: es el gas emanado de las refinerías como excedente de sus procesos, compuesto en general por hidrógeno, metano, etileno y otros gases, como nitrógeno o anhídrido carbónico.

Gas licuado de petróleo (GLP): hidrocarburos que, a presión y temperatura ambiente, se encuentran en estado gaseoso y que se licuan por aplicación de pequeñas presiones. Básicamente conformados por butanos y propanos, se expenden en garrafas y cilindros para diversos usos. Sustituto ideal del gas natural en zonas aún no atendidas por gasoductos, es el combustible que ha reemplazado al querosén en usos domésticos.

Gas manufacturado: gas combustible generado por reacciones químicas, por ejemplo, del carbón, de la nafta, del coque u otros derivados del crudo.

Gas natural: mezcla de hidrocarburos gaseosos, altamente combustible, compuesta básicamente por metano y, en menor

proporción, etano, propano, butanos, pentanos y exanos, más otros elementos no hidrocarburos contaminantes como nitrógeno, anhídrido carbónico y gas sulfhídrico. Gran proveedor de materia prima para la industria petroquímica. Se encuentra en yacimientos subterráneos y se produce conjuntamente o separado del petróleo.

Gas natural comprimido (GNC): gas natural comprimido a alta presión (200 atmósferas) que se usa como combustible para vehículos con motores de combustión interna en reemplazo de la nafta.

Gas natural licuado (GNL): se trata de gas natural (metano) licuado mediante la reducción de su temperatura a -160 °C (proceso criogénico), lo que reduce su volumen en aproximadamente seiscientas veces, facilitando así su almacenamiento y transporte.

Gasolina: fracción líquida liviana de hidrocarburos, incolora, muy volátil y fácilmente inflamable.

H

Hidrocarburo: cada uno de los compuestos químicos que resultan de la combinación del carbono con el hidrógeno.

Hidro craqueo: craqueo catalítico en presencia de hidrógeno que rinde productos de muy buena calidad comparando con los otros procesos de craqueo.

I

Incidente: evento imprevisto de corta duración, no buscado, que genera resultados no deseables, puede afectar a las personas, el medio ambiente, las instalaciones, la calidad de productos, aspectos económicos o financieros, la imagen y la relación con la comunidad, entre otras cuestiones ligadas a la empresa y su actividad.

Incidentes con pérdida de tiempo: también llamados incidentes inhabilitadores, son lesiones o enfermedades relacionadas con el trabajo que no permitirían a la persona afectada regresar a sus tareas al día siguiente.

Indicador proactivo: índice que mide cómo se desarrolla alguna parte del proceso de gestión y permite tomar acción temprana para corregir los desvíos.

Indicador reactivo: índice que mide el resultado de un período en una gestión.

Isomerización catalítica: proceso que permite la isomerización de pentanos, hexanos normales y sus mezclas.

K

KBD: (del inglés *Kilo Barrel per Day*): miles de barriles por día.

L

Líquidos de gas natural (LGN): componentes hidrocarburos líquidos separados del gas natural que se comercializan por separado, tales como mezclas de etano, propano, butano, isobutano, pentanos, etcétera.

M

Margen bruto: El margen bruto de los productos refinados se define como el ingreso por ventas de los productos, menos el costo de la materia prima y compra de productos; dividido por el volumen de productos refinados.

Mercado: es el conjunto de transacciones o negociaciones que se realizan entre vendedores y compradores. Esta noción no se limita a la venta concreta de algún producto o servicio, sino que incorpora a las instituciones que facilitan el comercio, el marco legal bajo el que se negocia y los procedimientos que se utilizan en las transacciones.

Metales pesados: serie de metales que, sobrepasando concentraciones mínimas, pueden ser nocivos para los seres vivos. Algunos de los que pueden aparecer en el proceso de refinación incluyen: arsénico, cinc, cobre, mercurio, níquel, selenio, etcétera.

Metano: es el hidrocarburo saturado más simple y el principal componente del gas natural.

Miscibilidad: grado de solubilidad de diferentes líquidos entre sí.

O

Observaciones de seguridad: proceso sistemático y proactivo en el cual personas entrenadas observan, en campo, el desarrollo de las tareas desde el punto de vista de seguridad para detectar desviaciones entre los estándares y la forma en que realmente son llevadas a cabo.

Olefinas: hidrocarburos con átomos de carbono insaturados, tales como el etileno, propileno, butileno, etcétera.

Oleoducto: conjunto de instalaciones diseñadas para el transporte por tubería del petróleo crudo.

OOIP (*Original Oil in Place*): definición inglesa de petróleo in situ.

OPEP/OPEC: organización de Países Exportadores de Petróleo (Organization of Petroleum Exporting Countries). Reúne parte de los principales países exportadores de petróleo con el objeto de coordinar las políticas relativas a éste establecidas por sus miembros. Se fundó en Bagdad el 14 de setiembre de 1960. Estuvo originalmente integrada por Venezuela, Arabia Saudita, Irán, Iraq y Kuwait; luego se incorporaron Qatar (1961), Indonesia (1962), Libia (1962), Argelia (1969), Nigeria (1971), y los Emiratos Árabes Unidos (1974). Fueron miembros: Ecuador (1973-1972) y Gabón (1975-1995).

Ozono estratosférico (o de alta atmósfera): sustancia química compuesta por tres átomos de Oxígeno (O_3) formado en la estratósfera por disociación de átomos de oxígeno y radiación de alta intensidad a alturas variables entre 10 y 35 km de altura. Su formación es deseable pues resulta un escudo para evitar que las radiaciones nocivas lleguen a la superficie.

Ozono troposférico (o a nivel del suelo): es la misma sustancia química (O_3) que el estratosférico, siendo en este caso el principal componente del *smog* que se forma por reacción de los VOCs con NO_x en presencia de luz solar. Su formación a nivel del suelo no es deseable por los efectos contaminantes del *smog*.

P

Parafina: mezcla de hidrocarburos, sólida a temperatura ambiente.

P.B.I: (Producto Bruto Interno). Es el valor monetario total de la producción corriente de bienes y servicios de un país durante un período de tiempo, normalmente un año.

Pérdida: denominación genérica de las lesiones o costos económicos debido a incidentes.

Peso molecular: suma de los pesos atómicos de todos los átomos que forman una molécula de un elemento o compuesto químico.

Petróleo: del bajo latín *petroleum*, y éste del latín *petra*, “piedra”, y *oleum*, “aceite”. Líquido que se encuentra en los estratos

superiores de la Tierra y consiste en una compleja mezcla de hidrocarburos con otras sustancias. A partir de éste y en distintas proporciones pueden obtenerse gasolinas, naftas y varios otros subproductos a través de distintos procesos de separación y refinación.

Petróleo crudo (o crudo): se llama así al petróleo en su estado natural (aún contiene gas), sin refinar.

Petroquímicos: productos químicos derivados del petróleo.

pH: medida logarítmica que cuantifica la acidez o basicidad de una solución. Si es menor de 7, la solución es ácida, si es mayor de 7, la solución es alcalina.

Pileta o separador API: piletas de dimensiones tales que permiten, por tiempo de residencia, la separación de las aguas residuales en: agua, hidrocarburos sobrenadantes y los barros que se depositan en el fondo.

Pirámide de seguridad: también llamado témpano de los accidentes, es la representación gráfica semicuantitativa y conceptual de la relación entre la gravedad de los incidentes, casi-incidentes y causas, y la frecuencia estadística de ocurrencia.

Pitch: nombre que se le da al producto de fondo de la destilación al vacío, también llamado asfalto o residuo de vacío.

Pluma de contaminación: Definición de la zona volumétrica afectada por la contaminación que se origina en la fuente y va extendiéndose en las tres dimensiones con concentraciones decrecientes de los contaminantes debido a la dispersión.

Poliducto: tubería que permite el transporte de productos diferentes, utilizando la misma instalación en operación *batch* (discontinua).

Polimerización: reacción química en la que dos o más moléculas de la misma clase se ligan entre sí por sus extremos para formar otro compuesto que tiene los mismos elementos en la misma proporción que la sustancia original, pero con un peso molecular más elevado y con diferentes propiedades físicas.

Polución: sinónimo de contaminación.

Pour Point: o punto de escurrimiento, es la temperatura más baja a la cual se observa fluir la muestra cuando es enfriada bajo condiciones especiales.

Primeros auxilios: tratamientos menores y posterior observación del accidentado que no requiere cuidados médicos o prescripción de medicamentos.

Priorizar: establecer una preferencia al clasificar.

Productos petroquímicos básicos: hidrocarburos que son usados como materia prima para la elaboración de otros productos intermedios o finales; los más importantes son las olefinas y los compuestos aromáticos.

Propano: hidrocarburo saturado que contiene tres átomos de carbono en su molécula; es uno de los componentes del gas natural, en proporción menor.

Punto de ebullición: temperatura a la cual la presión de vapor de un líquido iguala la presión externa, produciéndose la ebullición (generación de vapor).

Punto de rocío: temperatura a la cual un vapor comienza a condensarse.

Q

Quench: corriente que se inyecta en un sistema de reacción para mantener control sobre la temperatura del proceso.

Querosén: Producto resultante de la refinación del petróleo crudo, cuyo punto de ebullición se encuentra entre el de la nafta y el del gasoil. Representó por mucho tiempo el principal destilado del crudo y se utilizó como combustible en lámparas para iluminación. Su empleo se extendió luego a estufas, cocinas, heladeras y, en la actualidad, el mayor consumo de sus variedades es como combustible para aviones con motores a reacción (jet fuel).

R

Reactor: nombre que se le da al equipamiento dentro del cual se producen las reacciones.

Refinería de petróleo: instalación industrial que permite transformar el petróleo en derivados comercializables.

Reformación (*Reforming*): proceso que, mediante el uso de calor y de un catalizador, permite el reordenamiento de las moléculas de hidrocarburos. De esta forma se convierte las gasolinas y naftas de bajo octanaje en productos de mayor número de octanos.

Regeneración (del catalizador): proceso mediante el cual se restaura total o parcialmente la actividad y selectividad; puede ser continuo (como el FCCU) o discontinuo (como la reformación).

Regenerador: reactor donde se regenera el catalizador.

Remediación: nombre genérico que se da a las diferentes técnicas por las cuales se intenta recuperar un ambiente contaminado tratando de devolverle a las condiciones y características originales.

Reservas: volumen estimado de producción futura de hidrocarburos de petróleo y gas bajo ciertas condiciones que incluyen suposiciones económicas, factibilidad de proyectos y datos geológicos.

Reservas comprobadas: aquellas cantidades de hidrocarburos, petróleo y gas que se estima que pueden ser recuperadas de acumulaciones conocidas con razonable certeza (al menos el 90%) en forma económica y con las técnicas existentes.

Reservas posibles: aquellas con una posibilidad de recuperación de al menos el 10% e inferior al 50%.

Reservas probables: aquellas donde exista una razonable probabilidad de recuperación (al menos 50%).

S

Saudi or Arabian Light Crude Oil (Crudo Liviano de Arabia Saudita): durante la década de 1970, el precio de este crudo de 33° API (ver *API gravity*) sirvió como valor referente en las transacciones de crudo de Oriente Medio y del Mundo. Hoy, si bien continúa siendo un valor de referencia para la OPEP, perdió parte de su primacía.

Scheduling: inclusión en una lista, catálogo o inventario.

Severidad: también llamada gravedad, es la consecuencia derivada de un incidente, tanto personal como de proceso. Puede afectar a las personas, al medio ambiente, a las instalaciones, la calidad de productos, los aspectos económicos o financieros, la imagen, la relación con la comunidad, y otras cuestiones de la empresa y su actividad.

Slurry: producto de fondo del fraccionador del FCCU.

Smog: mezcla compleja de sustancias que se forman en la atmósfera a nivel del piso o próximo al mismo, como resultado de reacciones entre VOC's y NO_x en presencia de luz solar. El *smog* produce nieblas espesas, irritación de la vista y vías aéreas y trastornos respiratorios.

Sólidos suspendidos (en agua): es la masa de sustancia sólida no solubilizada en el agua, es decir, dispersa en ella, que técnicamente forma otra fase.

T

Tail gas: básicamente es una mezcla de SH_2 y SO_2 .

TAME: Ter Amil Metil Eter.

Tarea restringida: incidente relacionado con el trabajo que afectó a una persona, cuya gravedad no impide que regrese a trabajar al día siguiente, pero que no permite que la misma pueda desarrollar la totalidad de sus tareas.

Topping refinery: es el esquema más simple de una refinería (que sólo destila el crudo, como único proceso). Sus rendimientos dependen del crudo de carga, ya que tal esquema de refinación no cuenta con unidades que permitan mejorar las propiedades de los cortes fraccionados.

Tratamiento médico: lesiones o enfermedades menores relacionadas con el trabajo que no impiden el normal desarrollo de las tareas del trabajador, pero requieren un tratamiento superior al de los primeros auxilios.

Trépano: instrumento que se emplea para perforar un pozo vertical o inclinado desde la superficie del terreno.

U

Upstream: expresión que abarca el segmento de la industria que se ocupa de la extracción de un recurso, hasta su puesta a disposición de un proceso industrial. Para el caso del petróleo y el gas, la definición cubre los trabajos de exploración, perforación y explotación, hasta su entrega a la refinería, plantas de proceso o fraccionamiento en puerto de carga o punto convenido para tal fin.

V

Valor octánico: número de octano, indica la calidad antidetonante de las naftas. En la medida en que el número crece indica una mejor cualidad antidetonante.

Viscosidad: medida de la resistencia a fluir de un líquido.

W

W.T.I.: *West Texas Intermediate Crude Oil*. Crudo cuyo precio es el principal referente para el comercio o intercambio de otros petróleos en los Estados Unidos de América y países del cono sur, como la Argentina.

Y

Yacimiento: sitio donde se halla naturalmente una roca, un mineral o un fósil.

Conversión de unidades

Para pasar de	a	multiplicar por
Barriles (bbl)	Galones (gal)	42
Barriles (bbl)	Litros (l)	159
Barriles (bbl)	Metros cúbicos (m³)	0,159
Centímetros (cm)	Pulgadas (in)	0,394
Centímetros cuadrados (cm²)	Pulgadas cuadradas (in²)	0,155
Pulgadas cúbicas (in³)	Centímetros cúbicos (cm³)	16,39
Galones (gal)	Litros (l)	3,785
Gramos/centímetro cúbico (g/cm³)	Libras/galón (lb/gal)	8,347
Hectáreas (ha)	Acres	2,47104
Kilogramos (kg)	Libras (lb)	2,205
Libras (lb)	Onzas (oz)	16
Libras/pulgada² (psi)	Bar	0,0689
Libras/pulgada² (psi)	Kilo Pascal (kPa)	6,89
Libras/pulgada² (psi)	Kilogramos/centímetro²	0,0703
Libras/galón	Gramos/centímetro³	0,1198
Libras/galón	Kilogramos/metro³	119,83
Metros (m)	Pies (ft)	3,281
Metros cuadrados (m²)	Pies cuadrados (ft²)	10,76387
Metros cúbicos (m³)	Pies cúbicos (ft³)	35,31
Milla terrestre (mi)	Kilómetros (Km)	1,6093472
Onzas (oz)	Gramos (g)	28,350
Peso específico (g/cm³)	Libras/galón (lb/gal)	8,345
Pies (ft)	Metros (m)	0,3048
Pies cuadrados (ft²)	Metros cuadrados (m²)	0,0929034
Pies cúbicos (ft³)	Metros cúbicos (m³)	0,02832
Pulgadas (in)	Centímetros (cm)	2,54
Pulgadas cuadradas (in²)	Centímetros cuadrados (cm²)	6,45
Tonelada métrica	Libras (lb)	2205

Nomenclaturas usuales

Unidad	Abreviaturas	Valor	Designación
Billón (Argentina)	MMMM	10 ¹²	(Tera)
Trillón (EE. UU.)	MMMM	10 ¹²	(Tera)
Mil millones (Argentina)	MMM	10 ⁹	(Giga)
Billón (EE. UU.)	MMM	10 ⁹	(Giga)
Millón	MM	10 ⁶	(Mega)
Mil	M	10 ³	(Kilo)

Reseña de los autores



Autores del libro



Osvaldo N. Alday

Ingeniero Químico graduado en la Universidad Nacional de La Plata (1969); Ingeniero Laboral - UTN (1987); Master International Business - Universidad de Belgrano / Ecole National des Ponts et Chaussées (2000); Especialista en Ingeniería Ambiental - UTN (2002). Su área de especialización es la Gestión Integral y Capacitación en Seguridad, Higiene Industrial, y Medio Ambiente

Desarrolló su carrera laboral en Exxon (1980-2009) como Auditor y Asesor Corporativo de Sistemas de Gestión para Integridad Operativa; Gerente de Seguridad, Medio Ambiente y RRII; Gerente Técnico; de Comercialización de Crudo y Comercio Exterior y de Operaciones Complejo Off-sites. Entre 1970 y 1980 trabajó en la industria petroquímica en Brasil y en Argentina.

Actual Profesor en el Posgrado de Ingeniería Laboral en la UTN y en el Instituto Superior de Formación Técnica de Campana. Fue profesor en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA). Ha publicado y presentado trabajos técnicos en seminarios y congresos sobre temas de su especialidad.



Eduardo R. Botta

Ingeniero Químico graduado en la Universidad Nacional de La Plata (1971). Desarrolló su carrera laboral en YPF, siempre en el área de Refinación (1971-2008) donde cubrió diferentes posiciones desde sus comienzos en Refinería La Plata hasta su retiro en la Dirección de Refino y Logística.

Amplió su formación a través de numerosos programas de capacitación, tanto en el país como en el extranjero. Asimismo, participó activamente en la evaluación de nuevos negocios en el exterior, luego de la privatización de YPF

Es un especialista en modelización operativa de refinerías mediante la Programación Lineal

Fue presidente de la Comisión de Refinación del IAPG entre los años 2001 y 2008. Ha tenido una continuada y destaca participación en las numerosas actividades técnicas organizadas por el IAPG en los temas de su especialidad.

Daniel A. Redondo

Ingeniero Químico graduado en la Universidad Nacional del Sur (1975) y con diversos estudios de postgrado en temas de estrategia y Management.

Desarrollo su carrera laboral en Exxon (1975-2003) donde ocupó posiciones de creciente responsabilidad en Refinación, Planeamiento y Economía, Trading y otras áreas vinculadas, hasta llegar a la posición de Gerente Regional de una línea de negocios para Latinoamérica y el Caribe. Es Director Asociado de IOC (International Oil Consultants) y su especialización es en el área de la Economía Petrolera y en particular en temas relacionados con el Planeamiento Energético y el Downstream.

Desde el año 2006 es profesor de la materia Industrialización y Economía Petrolera en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA) y de cursos de posgrado sobre estos temas.



Este libro se terminó de imprimir en marzo, 2011