

Capítulo 6

Refinación

Índice	Página
Introducción	249
I. Una Idea, un Informe: una Industria	252
<ul style="list-style-type: none"> • El trabajo de Silliman • La destilación a altas temperaturas • Utilización del vapor de agua • El petróleo como fuente de iluminantes 	<p>253</p> <p>254</p> <p>254</p> <p>255</p>
II. Crudos para las Refinerías	256
<ul style="list-style-type: none"> • Tipificación de crudos • Selección de hidrocarburos • Evaluación de crudos • Complejidad de la evaluación • Terminología • El laboratorio • El aspecto económico 	<p>257</p> <p>258</p> <p>260</p> <p>261</p> <p>262</p> <p>263</p> <p>264</p>
III. La Química del Petróleo	265
<ul style="list-style-type: none"> • Ejemplos de la estructura molecular <ul style="list-style-type: none"> Serie parafínica C_nH_{2n+2} Serie olefínica C_nH_{2n} Naftenos $(C_nH_{2n})_x$ Aromáticos C_nH_{2n-6} • La comercialización del petróleo 	<p>267</p> <p>267</p> <p>268</p> <p>269</p> <p>269</p> <p>270</p>
IV. Los Procesos de Refinación (A)	270
<ul style="list-style-type: none"> • La utilización de energía • De los equipos de refinación • Tecnología • Metalurgia 	<p>271</p> <p>274</p> <p>274</p> <p>275</p>

V. Los Procesos de Refinación (B) 275

- Procesos de destilación 276
- Desasfaltación 277
- Refinación con disolvente 277
- Desceración o desparafinación con disolvente 278
- Exudación de parafina 278
- Proceso térmico continuo (“Thermoform”) con utilización de arcilla 278
- Tratamiento con ácido-arcilla 278
- Oxidación de asfalto 279
- Descomposición térmica 280
- Descomposición térmica catalítica fluida 281
- Reformación catalítica 282
- Extracción de azufre 283

VI. La Refinación y la Demanda de Productos 286

- El nuevo patrón de refinación de la Refinería de Amuay 287
- Disposición de las plantas 288
- Los procesos seleccionados 288
 - Proceso “Flexicoking” (Exxon) 288
 - Proceso “Flexicracking” (Exxon) (Desintegración Catalítica) 290
 - Proceso de Isomerización “Butamer” (Universal Oil Products) 290
 - Proceso de Alquilación “HF” (Acido Fluorhídrico, Universal Oil Products) 291
- Inversiones 291

VII. Factores Complementarios 292

- Suministro de crudos y otros hidrocarburos 292
- Almacenamiento 292
- Instrumentación 293
- Seguridad industrial 294

VIII. Evolución de la Refinación en Venezuela 294

- Cronología de la refinación en Venezuela 295

Referencias Bibliográficas 308

Introducción

En los cinco capítulos anteriores (1. ¿Qué es el Petróleo?; 2. Exploración; 3. Perforación; 4. Producción; 5. Gas Natural) se explican conceptos fundamentales sobre la constitución de los hidrocarburos, su generación y captura en las formaciones geológicas y las actividades que la industria petrolera realiza diariamente para buscar, cuantificar y producir yacimientos petrolíferos y/o gasíferos. Este sexto capítulo trata de la refinación de los hidrocarburos.

La idea original (1853) de refinar el petróleo para convertirlo en iluminante con fines comerciales fue el motivo que indujo a la creación formal de la primera empresa petrolera.

Este primer paso fue muy positivo y trascendente. De los primeros análisis rudimentarios de refinación se pudo constatar que esta nueva fuente para iluminantes respondía a las expectativas de los interesados. Mas, la destilación por rangos de alta temperatura rindió productos que se distinguían por sus características de color, fluidez, combustión y determinados porcentajes de rendimientos subsecuentes de la muestra original. Las últimas partes remanentes mostraron cualidades que eran aptas como lubricantes y grasas, y los residuos finales también prometieron oportunidad de tratamiento si se hubiese dispuesto del equipo apropiado, de la fuente de energía que generase muy altas temperaturas y de la tecnología requerida.

De entonces acá, los adelantos científicos y tecnológicos en la refinación de crudos livianos, medianos, pesados y extrapesados o mezclas de ellos son testimonio del progreso industrial de los últimos cuarenta y un años del siglo XIX, y más ampliamente del auge vertiginoso de la utilización de los hidrocarburos en los años finales del siglo XX. Sin los casi 3.000 derivados del petróleo y del gas

natural, todas las actividades que conforman el diario quehacer se verían comprometidas. Ciertamente se depende del petróleo mucho más de lo que en verdad diariamente se observa.

No son solamente las gasolinas, grasas y lubricantes que diariamente consume el transporte automotor privado y público. Es también el transporte marítimo, ferrocarrilero y aéreo. Son los derivados que van para las industrias de la construcción, la agropecuaria, la textilera, la metalmecánica, la farmacéutica, la eléctrica, la minera, la del calzado, la de alimentos, la automotriz, la aviación, los astilleros, las de fabricación de artículos del hogar, las de las comunicaciones; las oficinas, fábricas, talleres; consultorios, clínicas y hospitales; y tantos otros sitios donde son indispensables los diferentes productos extraídos del petróleo.

Todo lo antes mencionado indica el porqué es tan importante el uso racional de los derivados del petróleo, especialmente aquellos que se consumen en el transporte. Pues es necesario pensar que el petróleo es un recurso natural no renovable. Sus características y propiedades son tan singulares y la variedad de sus derivados tan extensa que difícilmente se puede contar con otra materia prima capaz de sustituirlo plenamente.

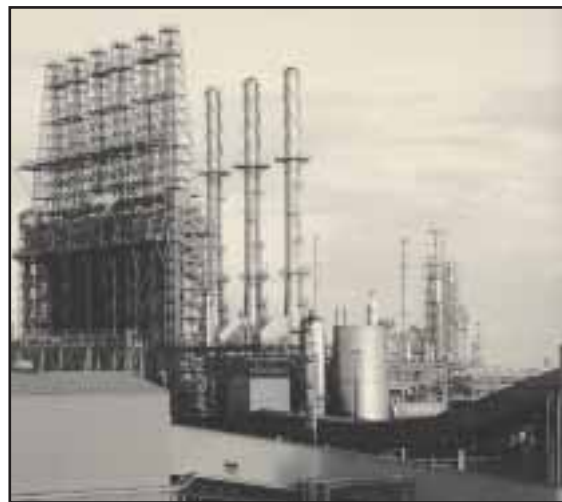


Fig. 6-1. Parte de los equipos e instalaciones específicas que conforman el Centro de Refinación Paraguaná, estado Falcón.

Cada refinería representa una instalación de diseño y complejidad específicas, que corresponde a procesos únicos. Las plantas pueden ser muy sencillas, como son las de destilación primaria, o pueden constituir un extenso tren de procesos de alta tecnología para obtener determinados productos semielaborados y/o definitivos. Cada refinería es primordialmente un centro de química e ingeniería química aplicada, cuyo funcionamiento diario se afina también en muchas otras ramas de la ingeniería y especialidades afines. Pero por sobre toda la ciencia y toda la tecnología, todas las instalaciones novedosas y todos los insumos más adecuados, ese funcionamiento eficaz descansa diariamente sobre la preparación y la experiencia del personal que maneja la refinería.

La capacidad de carga, o sea la dieta o el volumen diario de determinado(s) crudo(s) que se refina(n), y los diferentes procesos y plantas con que cuenta cada refinería son el resultado de estudios técnicos y económicos, basados en la demanda y oferta de productos, en las características y proyecciones del mercado, en la fuente de suministro de crudos al más largo tiempo posible, en las inversiones, en los costos de operaciones, en la rentabilidad y en los aspectos futuros de comercialización de nuevos productos por modificación o adición

de plantas a la refinería. Puede ser que la refinería supla el mercado local, el regional, el nacional o en parte ciertos y determinados mercados de ultramar. Por tanto, su complejidad y capacidad se ajustarán a estos requerimientos.

La refinería representa en sí un enclave tecnológico altamente autosuficiente. Por las características y exigencias de las operaciones, los servicios básicos, como son fuerza y luz eléctrica, gas, agua, vapor, aire, refrigeración y calor, deben funcionar confiablemente. Las operaciones de refinación son continuas, veinticuatro horas al día todo el año, excepto por desperfectos o accidentes imprevisibles. Sin embargo, como de tiempo en tiempo es necesario parar equipos o plantas para revisiones y mantenimiento, estas paradas se hacen de acuerdo con un plan detallado de trabajo que garantiza el mínimo entorpecimiento de las operaciones.

La magnitud y el alcance de las operaciones mundiales de refinación son extensas. La producción diaria de millones de barriles de crudos, con algunos altibajos, está precisamente orientada a cumplir con los requerimientos de las refinerías, que a la vez satisfacen diariamente la demanda de los consumidores de productos derivados de los hidrocarburos. Las cifras de la Tabla 6-1 dan idea de estas operaciones.

Tabla 6-1. Producción mundial de crudos, capacidad de refinación y producción de gas

Año	Producción de crudos (miles b/d)	Capacidad de refinación (miles b/dc)	Producción de gas (MMm³/d)
1986	56.184	73.231	5.434,9
1987	55.358	72.518	5.747,0
1988	57.928	73.153	6.026,4
1989	58.873	74.086	5.590,7
1990	60.365	72.714	5.689,8
1991	59.966	73.798	5.778,1
1992	59.978	73.686	5.766,7
1993	59.553	74.138	5.927,8
1994	60.521	74.167	5.980,9
1995	61.445	74.452	6.092,3

Fuentes: MEM-PODE, 1990,1993.

Oil and Gas Journal, December 19, 1994; December 18 y 25, 1995; March 11, 1996.

Sobre las cifras anteriores cabe una observación. La diferencia entre la producción y la capacidad instalada de refinación no es tan grande si se toma en cuenta que esta última, por razones obvias, casi nunca se utiliza ciento por ciento. Además, en los campos petroleros, en las terminales y en las propias refineras cada día hay millones de barriles de crudos almacenados, disponibles para cubrir déficits temporales en la producción o demandas inusitadas en la dieta diaria de las refineras. Por otra parte, la producción de gas equivalente a barriles de petróleo representa un buen volumen adicional de hidrocarburos líquidos.

La producción mundial total de gas en 1995 acusó 6.093,3 MMm³/d, equivalente a

38,2 millones de barriles diarios de petróleo. Si el contenido de todo ese gas fuese magro, rico o muy rico, se podría obtener un promedio de 15, de 52 o de 80 m³ de líquidos por 1.000.000 de m³ de gas, respectivamente. Esto equivale a la producción de 574.903; 1.989.824; ó 3.066.148 b/d de líquidos, respectivamente, si todo el gas fuese tratado.

Sin embargo, sólo cierto porcentaje del volumen total del gas producido es en realidad tratado y procesado. La idea de mencionar estas cifras es para mostrar la importancia de los líquidos que pueden extraerse del gas y su contribución a los volúmenes de producción y de refinación.



Fig. 6-2. Vista parcial del Centro de Refinación Paraguaná y sus complejas instalaciones.

I. Una Idea, un Informe: una Industria

La refinación de hidrocarburos antecede por muchas décadas el comienzo formal de la industria petrolera (1859) como gestión comercial. Las primeras destilaciones rudimentarias de crudos se hicieron por los años 1788 y 1798, pero los productos obtenidos no encontraron utilización práctica y los esfuerzos se esfumaron.

Por el año 1846, el geólogo canadiense Abraham Gesner inventó una lámpara para ser utilizada con combustible extraído de la lutita bituminosa. Sin embargo, este adelanto de la época tampoco cosechó la apreciación pública que entonces pudo haber merecido. Quizá se debió a las dificultades mecánicas de extraer el petróleo de la lutita, a los costos de extracción y a la imposibilidad de obtener volúmenes adecuados de combustibles. Aún hoy la extracción de crudo de la lutita es objeto de investigación y consideraciones como fuente alterna de energía.

En 1853, George H. Bissell y su socio Jonathan G. Eveleth se interesaron en una emanación de petróleo en el condado de Venango, estado de Pennsylvania, y se hicieron la siguiente pregunta: ¿Por qué no puede ser utilizado el petróleo como iluminante, siempre y cuando se disponga de una fuente abundante?

Antes de proseguir con sus inquietudes y expectativas comerciales, Bissell y Eveleth encomendaron al profesor Benjamin Silliman hijo, del Colegio de Yale, que hiciese un análisis del crudo de Venango. El 16 de abril de 1855 quedó concluido el análisis y el informe fue remitido a los interesados. Este análisis fue el fundamento para la creación de la Pennsylvania Rock Oil Company of New York, el 30 de diciembre de 1854. El 28 de agosto de 1859, el coronel Edwin Drake, encargado de las operaciones de la empresa, terminó en la finca de los Hibbard, cerca de Titusville, Pennsylvania, el pozo iniciador de la industria petrolera.

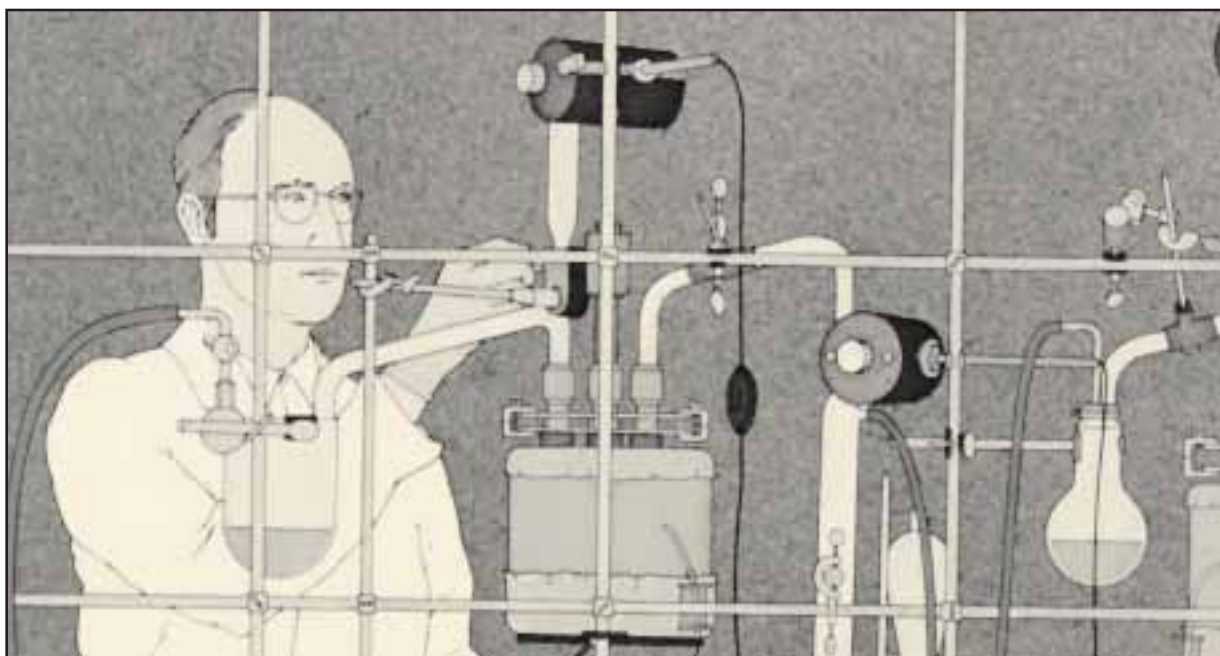


Fig. 6-3. Desde los comienzos (1853) de las gestiones por establecer el petróleo y la industria petrolera (1859) como fuente de iluminantes, el laboratorio fue y continúa siendo sitio indispensable para el progreso científico y tecnológico del petrolero.

El trabajo de Silliman

El análisis de crudo y el informe respectivo hechos por el profesor Silliman constituyen muestras sobresalientes de la tecnología química aplicada de la época y del arte de redacción, no obstante las limitaciones de los recursos disponibles entonces.

El informe describe las características generales del crudo: color, viscosidad, olor, densidad, susceptibilidad al calentamiento (ebullición y vaporización), dificultad para incendiarse, propagación de la llama y abundancia de humo, manchas de grasa que deja sobre el papel, sus cualidades como lubricante y la inalterabilidad de su consistencia por exposición al aire. Al tratar lo antes mencionado concluye que el petróleo examinado puede ocurrir en abundancia en los predios de los interesados y que podría extraerse abriendo pozos en grandes extensiones de tierra que año a año producirían sin decaer. Termina esta parte con estas preguntas: ¿Qué valor tendrá para las artes y para qué usos podrá ser empleado?



Fig. 6-4. Benjamin Silliman, hijo.

Para determinar los productos que podrían obtenerse de la muestra, ésta fue sometida a la destilación térmica mediante la regulación de rangos de temperatura en baño de María con agua y luego con aceite de linaza para promover el aumento de temperatura por encima de 100 °C (212 °F). El proceso fue tedioso y dificultoso, pero la muestra original de 304 gramos y densidad de 0,882 (28,9 °API)

Tabla 6-2. Análisis original (1855) de una muestra de petróleo de Venango, Pennsylvania, E.U.A., por B. Silliman, hijo

Fracción	Temperatura °C	Peso gramos	Densidad	Características
1	100	5	–	Agua acidulada.
2	140-150	26	0,733	Aceite incoloro, muy liviano y limpio.
3	150-160	29	0,752	Ligeramente amarillento, muy transparente, limpio.
4	160-170	38	0,766	Más amarillento y distinto al anterior.
5	170-180	17	0,766	De más color, más consistente y olor empireumático.
6	180-200	16	0,800	De mucho más color y más denso que el anterior, y los dos siguientes mucho más.
7	200-220	17	0,848	
8	220-270	12	0,850	

Total destilado 160
Total residuo 144
Total cantidad original 304

rindió ocho fracciones destiladas para un total de 160 gramos y dejó 144 gramos de residuo.

Interesantes fueron estos resultados, tanto por las apreciaciones y conclusiones logradas, que daban respuestas a las expectativas de los interesados y del investigador por la técnica empleada en la conducción de los experimentos. La densidad de los destilados obtenidos corresponde, respectivamente, en °API, a: 61,4; 56,7; 53,2; 53,2; 45,4; 35,4; 34,2. Todos fueron productos muy livianos, lo cual indica que las temperaturas finales, de 220-270 °C, no fueron suficientes para destilar el residuo (144 gramos) totalmente. Si se hace un cálculo ponderado de lo obtenido, los 155 gramos de destilados reconstituidos tendrían 51 °API.

En el informe se anotan importantes consideraciones que cubren puntos como los siguientes:

- El experimento se realizó fundamentalmente en la creencia de que el crudo contenía varios tipos de productos diferentes y con diferentes grados de ebullición.

- Con el baño de María con agua no se pudo destilar la muestra más allá de 100 °C y por ello se optó por la linaza.

- Las temperaturas de ebullición de los productos presentaron ciertas anomalías, pero la ebullición fue progresiva.

- La variedad de productos obtenidos, en concordancia con las temperaturas, indicó que eran mezclas de otros productos o que fueron producidos por la acción de la temperatura y el cambio químico ocurrido durante el proceso.

- El examen químico de todos estos aceites demostró que estaban compuestos por carbono e hidrógeno y probablemente estos mismos elementos tienen la misma relación numérica.

- Para verificar la reacción de ciertos elementos químicos sobre los derivados o de éstos sobre aquéllos, se emplearon: cobre,

ácidos sulfúrico, nítrico, hidrociorhídrico, acético y crómico; hidratos de potasa, sodio y calcio, y algunos blanqueadores.

- Una muestra del crudo fue vaporizada y produjo gas de hidrógeno casi puro; 455 gramos de crudo se convirtieron en 0,2833 m³ de gas que al quemarse como iluminante produjo una llamada intensa, con humo en el mechero corriente pero que al probarse en la lámpara de Argand emitió una llama perfecta.

La destilación a altas temperaturas

Una de las limitaciones con que tropezó la realización del análisis fue la resistencia del equipo de vidrio a mayores temperaturas. El producto o derivado número 8 se logró a 270 °C (518 °F).

El profesor Silliman seleccionó equipo hecho de metal para la destilación y utilizó un alambique de cobre de unos 23 litros de capacidad. En resumen la muestra de crudo de 560 onzas (15,9 kilogramos) rindió los resultados indicados en la Tabla 6-3.

Es interesante notar las experiencias obtenidas de este segundo análisis, como fueron: el cambio del equipo; la destilación de un 93 % de esta muestra en comparación con 52,6 % de la primera, gracias a las más altas temperaturas; el tratamiento de unos productos con agua hirviendo y finalmente la presencia de cristales de parafina en el producto número 5.

Si se considera que para la fecha se estaba en las gestiones de indagación de posibilidades de crear una industria y que el éxito dependería de la transformación de la materia prima, sin duda, la conducción y resultados de estos análisis, mirándolos retrospectivamente, tienen un gran valor científico, técnico, empresarial e histórico.

Utilización del vapor de agua

Haciendo uso de la tecnología y de las aplicaciones ensayadas para esa época, el

Tabla 6-3. Análisis de crudo de Venango a más altas temperaturas, por B. Silliman, hijo

Producto	Temperatura °C	Peso kilos	Densidad	Características
1	280	3,685	0,792	Aceite liviano, color ligero. Acídico. Acido removido por ebullición con agua fresca.
2	300	3,486	0,865	Aceite amarillento, más viscoso.
3	357	4,819	-	Aceite marrón oscuro. Fuerte olor empireumático. En reposo se acumuló sedimento negrusco que al lavarlo con agua hirviendo le removió casi totalmente su olor desagradable y el fluido se tornó a un color más ligero y perfectamente brillante.
4	371	0,482	-	De color más ligero y más fluido que el producto anterior.
5	399	2,381	-	Más denso y más oscuro que el crudo original. Al enfriarse, se llena de una masa densa de cristales perlíticos. Estos cristales son parafina.

profesor Silliman optó por someter muestras del crudo a tratamientos con vapor para ver si con calor húmedo y a altas temperaturas la destilación rendía mejores resultados.

Desafortunadamente, no pudo lograr vapor a temperatura mayor de 143 °F y aunque obtuvo destilación abundante hasta esa temperatura, fue imposible separar los productos de más altas temperaturas de ebullición.

El petróleo como fuente de iluminantes

Los análisis y experimentos realizados sirvieron para contestar las preguntas que se formularon los promotores para crear la Pennsylvania Rock Oil Company of New York. Esto es, si el petróleo podría ser utilizado como iluminante.

Efectivamente, varios de los productos obtenidos del crudo de Venango fueron utilizados en los diferentes tipos de lámparas disponibles. Estas lámparas quemaban aceites de procedencia vegetal o animal.

Los experimentos y datos registrados dieron información sobre el comportamiento de los derivados del petróleo en lo referente a:

tipo de llama, intensidad de la luz (medida con un fotómetro especialmente diseñado en esa época), producción de hollín o carbón, comportamiento de la mecha de las lámparas, duración de determinado volumen de cada iluminante, comparación de costos entre los iluminantes de la época. Por ejemplo, 1.000 pies cúbicos de gas (28,3 m³) tenían los siguientes precios: New Haven \$4; Nueva York \$3,50; Filadelfia y Boston \$2. El aceite de ballena se vendía a \$2,50 el galón (3,78 litros), el de colza a \$2, trementina a \$0,68 y otros aceites vegetales a \$0,50.

Desde el aspecto comercial de los iluminantes, ésta era la situación del mercado al cual aspiraban concurrir los patrocinadores de la primera empresa petrolera estadounidense en formación.

No escapó tampoco al profesor Silliman la posibilidad que ofrecía la materia prima que había analizado como fuente para la obtención de lubricantes. Mencionó en su informe que había enviado muestras a Boston para que se hiciesen ensayos en un aparato especial. Consideró que algunos de los aceites ob-



Fig. 6-5. La idea de crear y desarrollar (1859) la industria petrolera se fundamentó en que sería fuente segura sustitutiva de los iluminantes de la época.

tenidos mostraron las características importantes de los lubricantes porque no se engomaban ni se tornaban ácidos o rancios a la intemperie y resistían competentemente las temperaturas gélidas.

De 1860 en adelante, la refinación, como una rama integral de la industria petrolera en ascenso, comenzó a competir en el mercado de los iluminantes y a desarrollar, a través de la química y de la ingeniería química aplicadas, tecnología para aumentar el número de derivados y el rendimiento de los diferentes tipos o clases de petróleo.

II. Crudos para las Refinerías

“Teóricamente, es posible producir cualquier tipo de producto refinado de cualquier tipo de crudo pero no es común lograrlo económicamente”.

W.L. Nelson

Constatada la utilidad del petróleo como fuente de iluminantes, y en la medida en que se incrementaba el auge de descubrir yacimientos, la industria petrolera empezó a perfi-

larse y a desarrollarse con vehemencia. La fiebre del petróleo se apoderó de los promotores estadounidenses y para 1860 la producción alcanzó 1.395 b/d.

Hasta entonces, las fuentes preponderantes de energía eran el sol, el viento, la marea, las corrientes de agua, la fuerza muscular humana y animal, la madera y el estiércol. El aceite de ballena era supremo como iluminante y el carbón se utilizaba para alimentar las máquinas de vapor que servían al transporte ferroviario y marítimo, y que luego, en la generación de electricidad, tuvo su auge y apogeo durante el período 1850-1914. Después de la Primera Guerra Mundial (1914-1918), el petróleo se convirtió en la fuente esencial de energía.

La creciente importancia mundial del petróleo extendió su búsqueda a todas partes del mundo y, poco a poco, empezaron a darse significativos descubrimientos con el consiguiente aumento de producción. En Venezuela se inició la actividad petrolera en 1878, con la fundación de la Compañía Nacional Minera Petrolia del Táchira, cuyas concesiones de 100 hectáreas estaban ubicadas cerca de Rubio, a 15 kilómetros al oeste de San Cristóbal, estado Táchira. En 1882 la Petrolia erigió en La Alquitrana una modesta y pequeña refinería (alambique) de 2.270 litros/día de capacidad para obtener querosén. Este significativo pero muy modesto esfuerzo local se mantuvo hasta 1934, pero no prosperó.

En la primera y segunda décadas del siglo XX la atención de los petroleros extranjeros, principalmente estadounidenses y anglo-holandeses, se volcó sobre Venezuela. Las primeras pesquisas culminaron en 1914 con el descubrimiento del gran campo de Mene Grande por el primer pozo exploratorio y descubridor Zumaque-1. Este descubrimiento fue tan significativo que para 1917 la empresa anglo-holandesa Caribbean Petroleum Company había construido una refinería de 2.000 b/d de



Fig. 6-6. Reproducción artística de la refinería de La Alquitrana, 1882, cerca de San Cristóbal, de la empresa venezolana Petrolia del Táchira, creada en 1878.

capacidad y una terminal en San Lorenzo para hacer las primeras exportaciones de crudos y productos venezolanos.

La importancia y expansión petrolera mundial y la participación de Venezuela la destacan las siguientes cifras:

Tipificación de crudos

Generalmente, en el lenguaje petrolero corriente, los petróleos crudos se clasifican como livianos, medianos, pesados o extrapesados. Dicha clasificación está estrechamente vinculada a la gravedad específica o ín-

Tabla 6-4. Producción de petróleo crudo

Año	Producción mundial b/d	Venezuela		
		Producción b/d	°API	Producción acumulada miles de barriles
1860	1.395	-		-
1880	82.241	-		-
1890	408.594	-		-
1920	1.887.353	1.261		1.208
1940	5.889.920	502.270		2.065.044
1960	21.753.300	2.846.107		13.865.536
1970	45.454.000	3.708.000		26.302.037
1975	52.549.000	2.976.251		31.947.218
1980	59.705.000	2.167.759		36.047.662
1985	53.211.000	1.681.045	24,2	39.439.692
1990	60.365.000	2.136.936	25,9	42.930.737
1991	59.966.000	2.388.390	25,2	43.802.499
1992	59.978.000	2.390.196	25,2	44.677.311
1993	59.553.000	2.475.040	24,8	45.580.701
1994	60.493.000	2.726.989	24,3	46.536.052
1995	61.855.800	2.799.000	24,6	47.557.687

Fuentes: MEM-PODE, 1995.

Oil and Gas Journal, December 30, 1996, p. 40.

dice de grados API de cada crudo. La clasificación da idea de la viscosidad o fluidez de cada crudo. Más allá de esto, no aporta conocimientos específicos sobre las características y composición de los crudos. Sin embargo, la gravedad °API se utiliza universalmente para la catalogación y establecimiento de diferenciales de precios, tomando también en consideración otros factores como el contenido de azufre y/o metales, sal, corrosividad o rendimiento específico de determinado producto dado por un crudo en particular.

Otra modalidad que utiliza el refinador de petróleos para tipificar los crudos es la "base" de la composición de cada crudo. Sin embargo, aunque esta clasificación no es muy adecuada, tiene aceptación de uso general. Por tanto, el crudo puede ser catalogado como de base aromática, nafténica o parafínica, según los resultados del análisis químico por rangos de temperatura de destilación y los correspondientes porcentajes de cada base.

La base está atada al punto de ebullición de determinadas fracciones y a otras

propiedades físicas que infieren en el rendimiento de gasolina o fracciones de bajo punto de ebullición (250-275 °C a presión atmosférica) -parafínicas- o las de alta ebullición -lubricantes- (390-415 °C a presión atmosférica) que se catalogan nafténicas. Cuando algún crudo contiene una cantidad apreciable de hidrocarburos aromáticos (benceno, tolueno, xileno) se clasifican como de base aromática. Crudos de este tipo son muy escasos.

Como los crudos y los productos tienen muchas características distintivas, físicas y químicas, la tipificación no es sencilla. Sin embargo, la fórmula:

$$K = \frac{\sqrt[3]{T_B}}{S}$$

En la que:

K = Factor de caracterización.

T_B = Punto promedio de ebullición molal (temperatura absoluta).

S = Gravedad específica (a 60 °F ó 15,5 °C).

se ha convertido en una expresión de aplicación universal por su sencillez y relación con otras propiedades, de tal manera que casi todos los datos obtenidos por análisis en el laboratorio servirían para calcular el factor de caracterización de los productos. La Tabla 6-5 da factores de caracterización de algunos crudos venezolanos.

Selección de hidrocarburos

Todo refinador conoce al dedillo el crudo o mezcla de crudos de la dieta de su refinería y el patrón de refinación de las plantas para obtener determinados productos. Su experiencia y conocimientos le permiten dilucidar sobre el efecto que ciertos tipos de hidro-

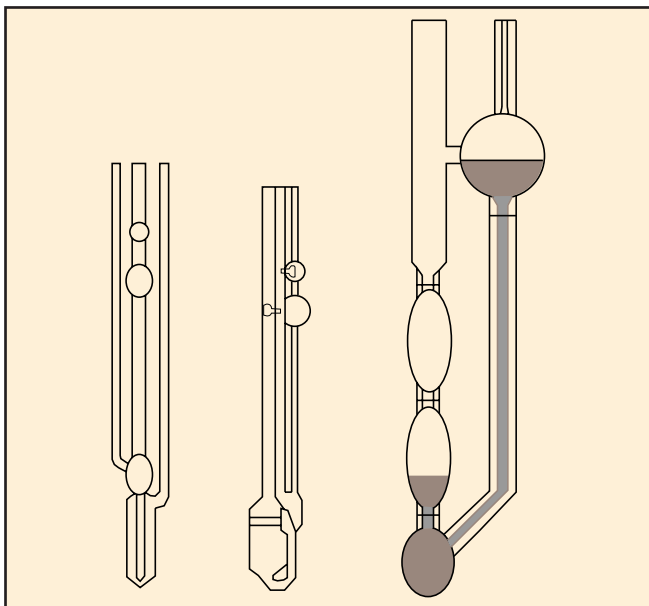


Fig. 6-7. En las operaciones de la industria se utilizan viscosímetros específicos, de fabricación y calibración adecuadas, para medir la fluidez de los líquidos.

Tabla 6-5. Ejemplos de factores de caracterización de crudos venezolanos

	Boscán	Bachaquero	Jusepín	Guara	La Rosa
°API	9,5	14,0	32,4	37,7	25,3
Temperatura					
250 °F	12,20	11,75	11,90	11,90	11,93
450 °F	11,60	11,40	11,65	11,60	11,63
550 °F	11,40	11,15	11,70	11,70	11,57
750 °F	11,40	11,30	11,85	11,82	11,70
Promedio	11,65	11,40	11,80	11,75	11,70

Fuente: Venezuelan Crude Oils, Nelson, They, Medina et al., MMH (hoy MEM), 1952.

carburos pueden tener sobre las propiedades (Excelente, Regular a Buena, Pobre) de los productos deseados. La Tabla 6-6 (según Stormont, 1963) da idea sobre la complejidad y alternativas de selección de los hidrocarburos para tales fines.

Para el refinador, la selección de crudos es muy importante, ya que el crudo o los crudos requeridos tienen que satisfacer una variedad de preguntas, tales como:

- ¿Cuáles son los productos que se desea producir?
 - Gases licuados y gasolina natural.
 - Gasolinas para motores y combustibles para propulsión a chorro o cohetes. Sol-

ventes. Combustibles para tractores. Querosén. Combustibles para calefacción. Combustible Diesel. Otros combustibles. Lubricantes para motores y máquinas. Grasas para diversos equipos y usos. Solventes de variadas especificaciones. Coque. Asfalto. Negrohumo. Azufre. Productos medicinales. Insecticidas. Yerbicidas. Productos químicos o productos muy especiales. Insumos para la petroquímica.

- ¿Qué tipo de crudos se requieren?
 - Además de identificarlos normalmente como condensados, livianos, medianos, pesados o extrapesados, los crudos tienen que ser evaluados física y químicamente en sus propiedades para clasificarlos como: parafini-

Tabla 6-6. Los petróleos crudos y el tipo de productos que rinden

Productos	Parafínicos normales	Isoparafínicos	Nafténicos	Aromáticos	Mezclas
Solventes					
Alto tenor	P	P	R-B	E	E
Bajo tenor	E	E	P	P	P
Gasolina					
Octanaje	P	R-B	R-B	E	R-B
Querosén					
Combustibilidad	E	E	R-B	P	P
Combustible jet					
Punto de humo	E	E	R-B	P	P
Punto de congelación	P	R-B	E	E	R-B
Combustible Diesel					
Número cetano	E	E	R-B	P	P
Punto de fluidez	P	R-B	E	E	R-B
Aceite lubricante					
Viscosidad	P	E	E	B	R-B
Índice de viscosidad	P	E	R-B	P	R-B
Grasa					
Punto de licuación	E	P	P	P	P
Susceptibilidad como insumo para desintegración térmica	P	R-B	E	R-B	R-B
Susceptibilidad como insumo para reformación	R-B	R-B	E	P	R-B



Fig. 6-8. A la izquierda, una muestra de crudo y a la derecha, los derivados querosén, aceite Diesel, gasolina de aviación, aceite lubricante, gasóleo desulfurado y gasóleo sin desulfurar.

cos, isoparafínicos, nafténicos, aromáticos o mezclas dosificadas para producir la cantidad y calidad de derivados propuestos. Hay que identificar la fuente segura y confiable de suministro, los volúmenes requeridos diariamente, precio, transporte y otros costos.

- Evaluación de crudos requeridos.

- Análisis de laboratorio. Resultados

de pruebas en planta piloto para verificar los aspectos deseados de la comercialización de productos.

- Evaluación de la refinería.

- Construcción de una nueva refinería o adecuación de plantas existentes y/o adición de nuevas plantas y procesos. Intercambio de productos semielaborados o finales entre refinerías propias o de otras empresas.

- Aspectos económicos.

- Inversiones para una nueva refinería o para adecuación de plantas existentes o adición de nuevas plantas. Costos de operaciones. Alternativas. Rentabilidad.

Evaluación de crudos

La evaluación de crudos consiste en determinar por análisis de laboratorio la calidad y características de los productos que pueden extraerse de determinado crudo o de una mezcla de crudos compatibles. Además, a cada producto extraído se le identifica por un grupo de factores clave adicionales que sirven para

que el refinador o interesado puedan apreciar y considerar las ventajas o desventajas de refinar ese crudo.

Cada crudo tiene propiedades y características únicas. Cada mercado tiene necesidad de determinados productos. El mercado es dinámico y al correr del tiempo la demanda de productos muestra tendencias y cambios debido a factores como aumento de población, diversificación de los medios de transporte, progreso industrial manufacturero, diversificación de las actividades agrícolas y pecuarias y todas las otras actividades productoras de bienes y servicios del país. Todo esto hace que los refinadores de crudos se mantengan atentos y bien informados sobre la disponibilidad de crudos para satisfacer la demanda futura. Para ello, solicitan de las empresas productoras de crudos: evaluación de fecha reciente, muestras de crudos para hacer sus propias evaluaciones, disponibilidad de suministros, información sobre terminal de embarque, precios y condiciones de contratos de compra-venta.

Para cubrir el tema detalladamente, un ejemplo de evaluación de crudos servirá para apreciar el contenido y los detalles de la información, tal como aparece en los catálogos de crudos de las empresas petroleras o en las publicaciones especializadas.



Fig. 6-9. Los análisis de crudos y de sus derivados garantizan la calidad y los resultados de las operaciones.

Tabla 6-7. Análisis de crudo Lagunillas pesado

País	Venezuela
Empresa	PDVSA Petróleo y Gas
Terminal	Amuay o La Salina
Tipo	Asfáltico, no parafínico
Gravedad	17,8 °API
Azufre, % peso	2,18
Viscosidad, SUS a 100 °F	1.025
Precio	-
Fecha	-

Nafta liviana

Desbutanizada	
Rendimiento, % vol.	2,8
Punto final, °F	225
Gravedad, °API	66,7
Azufre, % peso	0,016

Nafta pesada

Rendimiento, % vol.	7,4
Punto de ebullición inicial (P.E.I.) °F	225
Punto de ebullición final (P.E.F.) °F	430
Gravedad, °API	43,7
Azufre, % peso	0,10
Factor K	11,45
Aromáticos, % vol.	16,2

Combustible Diesel

Rendimiento, % vol.	31,1
P.E.I., °F	350
P.E.F., °F	750
Azufre, % peso	1,11
Número cetano	37
Índice Diesel	40
Viscosidad, SUS a 100 °F	43

Gasóleo pesado (amplio rango)

P.E.I., °F	650
P.E.F., °F	850
Azufre, % peso	1,84
Gravedad, ° API	21,0

Gasóleo pesado (1.040 °F)

Residual	
Rendimiento, % vol.	35,3
Gravedad, °API	4,8
Azufre, % vol.	3,25
Viscosidad, SUS a 275 °F	1.810

Asfalto (penetración 85-100)

Rendimiento	46,9
Gravedad, °API	7,4
Penetración a 77 °F	95
Viscosidad, seg. Furol a 275 °F	194

Nota: para apreciar varios análisis de crudos venezolanos, ver el Capítulo 1 "¿Qué es el Petróleo?".

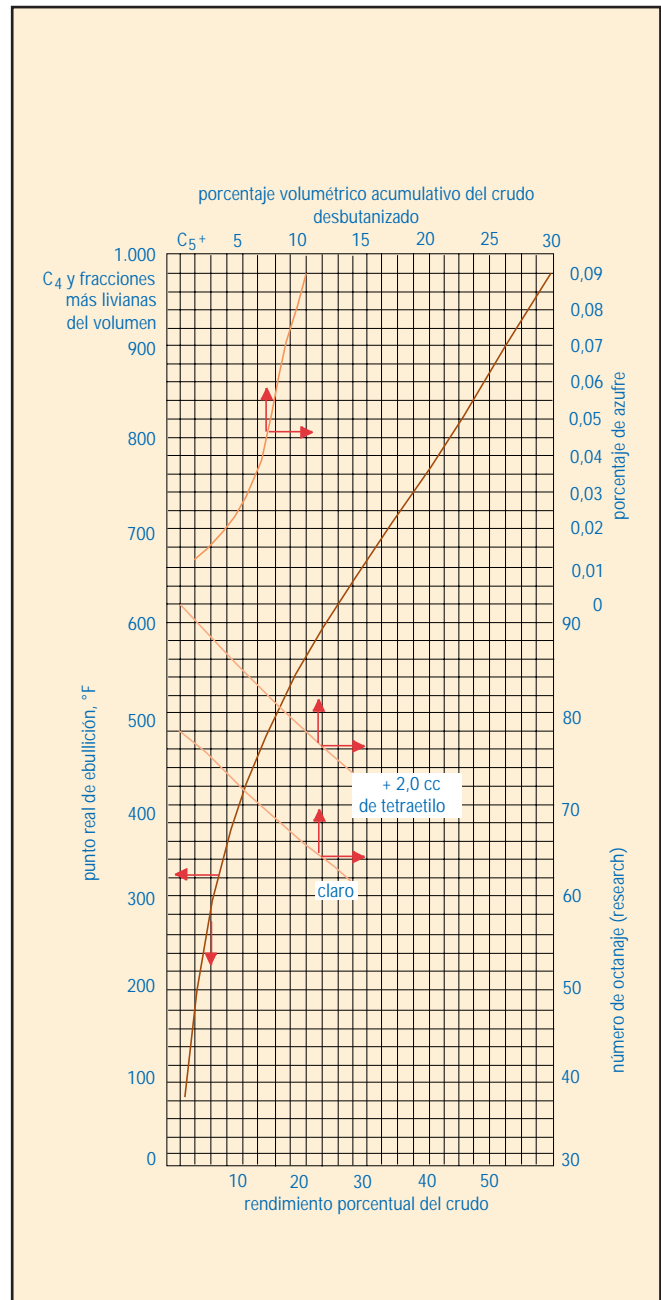


Fig. 6-10. Gráficos de relaciones entre las características de un análisis de crudo desbutanizado.

Complejidad de la evaluación

• ¿Cuán compleja y extensa debe ser la evaluación?

Depende del interés del refinador por conocer algunas o todas las propiedades y características físicas y químicas del crudo que responda a sus requerimientos. La evaluación

tiene un costo y requiere tiempo. Algunos refineros optan por hacer las evaluaciones en sus propios laboratorios o refinerías y para ello solicitan muestras suficientes de crudos de los productores de petróleo.

Por ejemplo, sobre el crudo propiamente dicho, los interesados podrían satisfacer sus expectativas conociendo solamente algunos de los siguientes factores:

- Gravedad °API.
- Viscosidad cinemática a varias temperaturas.
- Temperatura de fluidez, °F o °C.
- Presión Reid de vapor (a cierta temperatura).
- Contenido de agua y sedimentos, % vol.
- Contenido de sal, lbr/1.000 brls.
- Contenido de azufre, % del peso.
- Contenido de cera, % del peso.
- Residuo Conradson de carbón, % del peso.
- Asfaltenos, % del peso.
- Factor de caracterización, K.
- Contenido de metales (vanadio/níquel), ppm.
- Porcentaje volumétrico de C₄ (butano) y fracciones más livianas.
- Contenido de H₂S, ppm.
- Contenido de asfalto, % del peso.

De igual manera, los derivados o productos obtenidos del petróleo tienen cada uno propiedades y características físicas y químicas que les distinguen, y sirven para que los refinadores clasifiquen los crudos según los requerimientos de sus refinerías

Todos los análisis de las propiedades y características de los derivados son importantes. Algunos análisis son comunes a todos los derivados y otros específicos son particularmente importantes porque dan fe de la calidad regular, buena o excelente que posee el derivado para satisfacer determinadas especificaciones. Para dar idea de la importancia de cierto factor para determinados derivados, a manera de ejemplo, se mencionan en paréntesis algunos derivados:

- Rango de temperatura, °F o °C, al que se obtiene el derivado (todos).

- Rendimiento volumétrico, porcentaje (todos).
- Gravedad °API (todos).
- Presión Reid de vapor, lppc o kg/cm² (combustibles).
- Azufre, % del peso (todos).
- Octanaje, sin y con aditivo (para gasolinas).
- Parafinas, % vol. (para gasolinas, naftas).
- Naftenos, % vol. (para gasolinas, naftas).
- Aromáticos, % vol. (para gasolinas, naftas, querosén).
- Viscosidad, Saybolt o cinemática, a determinada temperatura (todos).
- Punto de congelación, °F o °C (combustibles).
- Punto de anilina, °F o °C (querosén, nafta, gasóleo).
- Punto de humo, mm (querosén, destilados).
- Índice Diesel (querosén, gasóleo, diesel).
- Número de luminiscencia (querosén)
- Punto de fluidez, °F o °C (todos).
- Residuo Conradson de carbón, % del peso (residuales).
- Contenido de metales, ppm (gasóleo, residuales).
- Índice de cetano (querosén, gasóleo, diesel).
- Nitrógeno, ppm (gasóleos).
- Factor de caracterización (todos).
- Átomos de carbono, % del peso (especial para algunos).
- Punto medio (50% de ebullición, °F, según ASTM, todos).
- Mercaptanos, ppm (gasolina, naftas, querosén).
- Constante de gravedad de anilina (combustible para jets).
- Número de bromo, % peso (combustible para jets).
- Goma, a °F o °C mg/100 litros (gasolinas, combustibles para jets).
- Relación hidrógeno-carbono (especial para algunos).
- Tiempo de quema (combustión), horas (querosén, combustibles).

Terminología

Casi todos los factores mencionados anteriormente, correspondientes a la evaluación o análisis de crudos se explican por sí mismos. No obstante, aparecen algunos que merecen ser

definidos más ampliamente para mayor apreciación de su importancia y aplicación.

- **A.S.T.M.**

American Society of Testing Materials (Sociedad Americana para Pruebas de Materiales). Conjunto de normas y procedimientos para tales fines.

- **Goma, mg/100 litros**

Apreciación de la cantidad de goma en las gasolinas, resultado del tipo de crudo utilizado. La goma afecta las características de combustión. Puede removerse por tratamiento químico o inhibidores.

- **Índice de cetano**

$C_{16}H_{34}$. Indicador de ignición del querosén, Diesel o gasóleos. Equivalente al porcentaje por volumen de una mezcla de cetano, 1-metilo naftalina ($C_{10}H_7CH_3$), para producir el mismo retardo de la ignición que el acusado por el combustible objeto de la prueba.

- **Índice Diesel**

Indicador de la buena calidad de ignición del combustible. Se calcula utilizando los siguientes factores del combustible:

$$I.D. = \frac{^{\circ}\text{API} \times \text{Punto de anilina } (^{\circ}\text{F})}{100}$$

- **Mercaptanos**

Compuestos que contienen azufre, de olor desagradable. Están presentes en los derivados de alto contenido de azufre.

- **Número de bromo**

Indica la cantidad de olefinas en los derivados. La cantidad de bromo (miligramos) que reacciona por gramo de muestras es el número indicador.

- **Octanaje**

Con o sin aditivo. Calidad antidetonante (pistoneo) de las gasolinas. Mientras más alto sea el número menos posibilidad de detonar tendrá el combustible. Se define por el porcentaje volumétrico de iso-octano (C_8H_{18}) que

debe mezclarse con heptano normal (C_7H_{16}) para que produzca la misma intensidad de detonación del combustible sometido a prueba en la máquina especial de contraste.

- **Punto de anilina**

La temperatura más baja a la cual la anilina y un solvente (como la gasolina) se mezclan completamente y sirve para indicar el tipo de hidrocarburos presentes en el solvente. El contenido de hidrocarburos aromáticos es mayor cuando la temperatura es más baja.

- **Punto de humo**

Altura, en milímetros, de la llama que puede lograrse al quemar querosén en una lámpara tipo estándar sin producir humo.

- **Residuo Conradson de carbón**

Apreciación del contenido de carbón de aceites lubricantes derivados de los crudos de bases diferentes.

- **Tiempo de quema**

Tiempo determinado durante el cual debe consumirse un volumen específico de los derivados del petróleo que se usan como iluminantes en el hogar y quehaceres industriales.

El laboratorio

El laboratorio de la refinería tiene la función de evaluar las características y propiedades de los crudos y otros hidrocarburos con que se alimenta la refinería y también el control de calidad de los derivados o productos que diariamente se producen.

Estas dos tareas son importantísimas y se realizan siguiendo normas y procedimientos de análisis y evaluaciones universalmente aprobadas y aceptadas por la industria petrolera y entes de control.

Además, en el laboratorio pueden analizarse la pureza y calidad de muchas sustancias y productos químicos requeridos de proveedores para las diversas operaciones y procesos de la refinería, como también muchos aspectos químicos de los elementos que

constituyen los insumos de servicio para las plantas (agua, vapor, aire, gases) y de los efluentes y desechos, que deben ser inocuos para proteger el ambiente.

En casos especiales, cuando se cuenta con los recursos requeridos, el laboratorio puede también colaborar en investigaciones básicas y/o tecnología aplicada al mejoramiento o creación de productos, al funcionamiento y mantenimiento de las plantas y al diseño de nuevos procesos.

Muchas de las mejoras de los productos, ajustes y reformas en los procesos, rediseño de instalaciones, innovaciones en la conducción de las operaciones y otras contribuciones eficaces en materia de refinación se han originado en las mismas refinerías, gracias al intercambio de conocimientos y experiencias entre el personal de operaciones y de servicios de apoyo, y a contribuciones externas desde los centros propios y/o privados de investigación y tecnología.

El aspecto económico

Todas las operaciones petroleras están relacionadas entre sí por el aspecto económico: inversiones, costos, gastos, rendimiento, productividad, rentabilidad. La diferencia positiva entre egresos e ingresos es el termómetro indicador de la gestión administrativa.

La gama de productos que salen de la refinería (rendimiento) tienen cierto precio unitario en el mercado, que representa el ingreso bruto por producto (Ibp). Además, toda refinería tiene que pagar costos de transporte (Ct) y costos de refinación (Cr), por tanto hay un rendimiento bruto comercial (Rbc).

$$Rbc = Ibp - Ct - Cr$$

Por otra parte, la refinería compra el determinado volumen de crudo(s) que requie-

re diariamente (Ccr), así que la ganancia bruta (Gb) de la refinería es:

$$Gb = Rbc - Ccr$$

Como podrá apreciarse, los precios de venta de los productos, los costos de transporte y refinación, y el costo de los crudos que alimentan a la refinería, son todos renglones que influyen sobre la ganancia bruta de las operaciones.

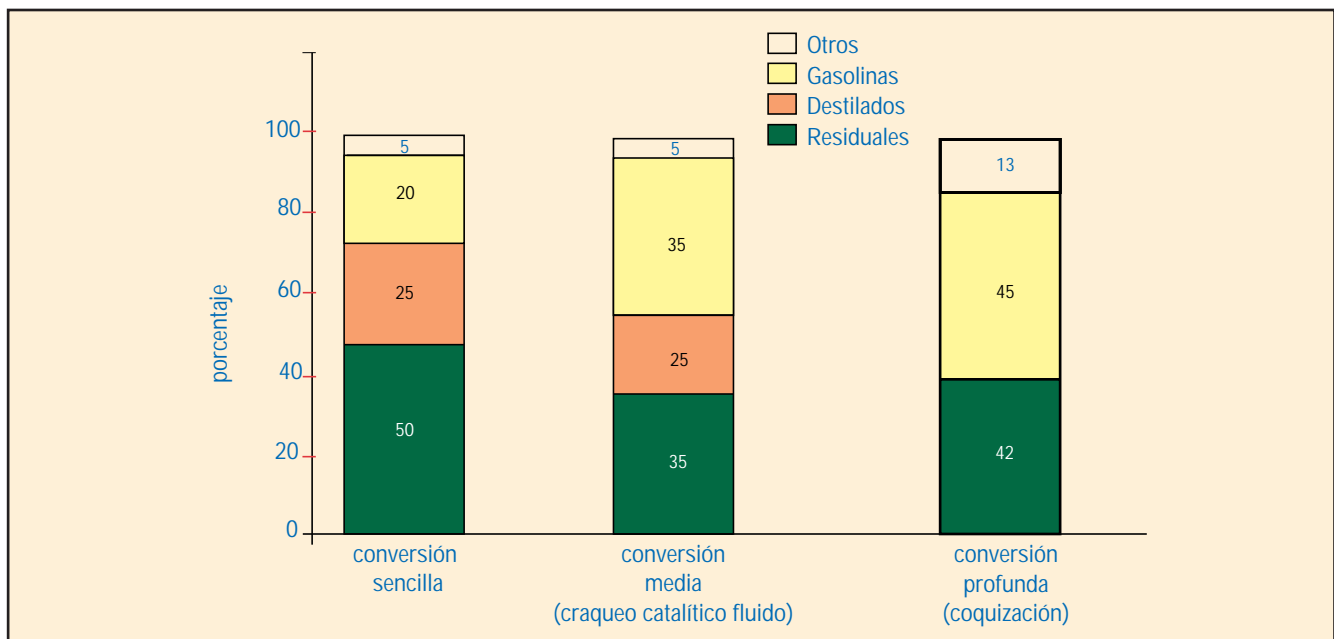
Los precios de los crudos, sujetos como están a cambios influidos por la oferta y la demanda, y a otras acciones incontrolables por el refinador, hacen que la refinación pueda ser afectada sensiblemente. De allí que otras obligaciones ineludibles, como impuestos e intereses, puedan mermar la ganancia neta. Y si los resultados contables no son suficientemente positivos, no habrá cómo satisfacer las expectativas de retribución de los accionistas y la capacidad futura de las operaciones.

Las siguientes dos tablas, suministradas por Paulino Andréu, gerente del Programa de Refinación del Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico del CIED, recogen detalles comparativos importantes acerca del funcionamiento y aspectos económicos de tres refinerías. La refinería sencilla utiliza procesos básicos de destilación; la designada media, se desempeña con procesos de craqueo catalítico fluido, y la de conversión profunda es mucho más compleja por la extensión e interrelación de sus plantas de fraccionamiento; de despojo de fracciones livianas; de procesos de descomposición profunda como coquificación retardada; de fraccionamiento de productos craqueados, estabilización o fraccionamiento de productos de procesos anteriores; alquiler de olefinas; plantas de absorción y, finalmente, mezclas de productos semielaborados para obtener productos finales, principalmente destilados y gasolinas.

Tabla 6-8. Comparación de tres refinерías de diferente complejidad de operaciones

Conceptos	Margen de refinación, \$/Brl		
	Sencilla	Media	Profunda
Ingreso por productos	19,02	21,48	22,72
Costo del crudo	(17,82)	(17,82)	(17,82)
Margen bruto	1,20	3,66	4,90
Costos variables	(0,19)	(0,39)	(0,56)
Costos fijos	(0,73)	(1,39)	(2,02)
Margen neto	0,28	1,88	2,32
Capacidad, MBD	100	100	100
Ingresos, \$MM/año	10,20	68,60	84,70
Inversión requerida, \$MM	300-400	500-700	900-1200
Amortización, años	34	9	12

Tabla 6-9. Rendimientos típicos de los tres tipos de refinерías de la Tabla 6-8



III. La Química del Petróleo

En la información anterior de este y los otros capítulos se han identificado los hidrocarburos de diferentes maneras, tomando en consideración sus variadas propiedades físicas y características como gas, líquidos, semi-sólidos y sólidos. Pero en las operaciones de refinación lo fundamental es la química del petróleo o de los hidrocarburos.

La química del petróleo es sencilla pero también es complicada. Sencilla porque

los miles de productos derivados son compuestos de dos elementos básicos, hidrógeno y carbono (hidrocarburos). Complicada porque cada hidrocarburo tiene características y propiedades físicas y químicas únicas y diferentes, y porque, además, la presencia de otros elementos exige tratamientos y procesos especiales para lograr finalmente productos de calidad garantizada.

Los átomos de carbono y de hidrógeno se atan para formar cadenas sencillas, como el caso de la serie parafínica, pero en otras

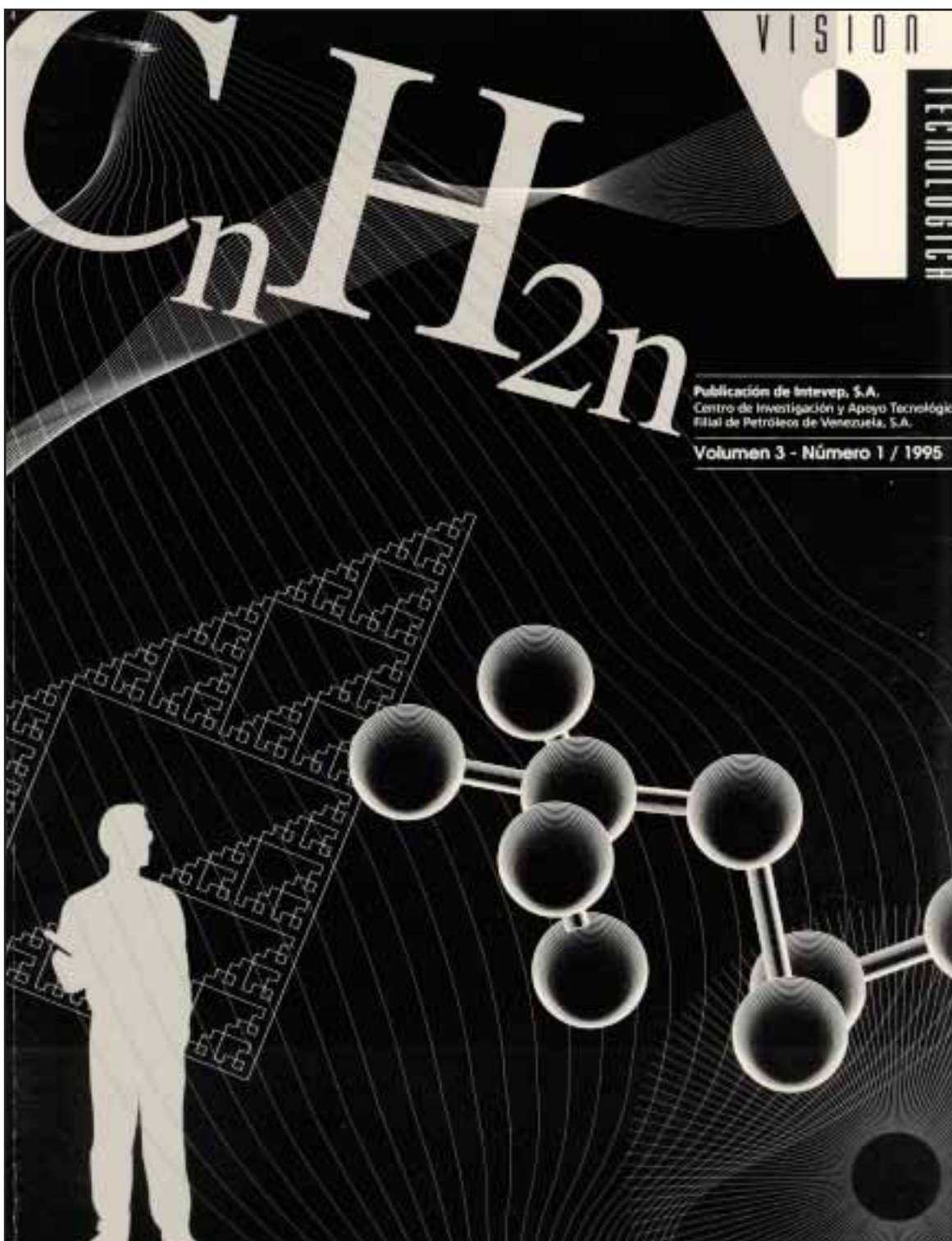


Fig. 6-11. La importancia de la investigación sobre la química de los hidrocarburos la destaca la portada de la revista *Visión Tecnológica*, reproducida con permiso de Intevep.

series forman ramificaciones, configuraciones de doble unión, anillos o ligaduras que con-

forman la nomenclatura y sistematización de la química orgánica.

Ejemplos de la estructura molecular

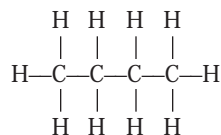
Serie parafínica

Hidrocarburos saturados normales. C_nH_{2n+2}

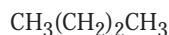
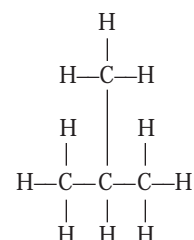
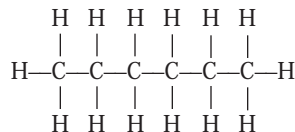
Tabla 6-10. Ejemplos de la estructura molecular				
Nombre común	Fórmula química	Fórmula estructural	Estado	Punto de ebullición, °C
METANO	CH ₄	<pre> H H-C-H H </pre>	gas	- 161,5
ETANO	C ₂ H ₆	<pre> H H H-C-C-H H H </pre>	gas	- 88,3
PROPANO	C ₃ H ₈	<pre> H H H H-C-C-C-H H H H </pre>	gas	- 44,5
BUTANO	C ₄ H ₁₀	<pre> H H H H H-C-C-C-C-H H H H H </pre>	gas	- 0,6
PENTANO	C ₅ H ₁₂	<pre> H H H H H H-C-C-C-C-C-H H H H H H </pre>	líquido	36,2
HEXANO	C ₆ H ₁₄	<pre> H H H H H H H-C-C-C-C-C-C-H H H H H H H </pre>	líquido	69,0
HEPTANO	C ₇ H ₁₆	<pre> H H H H H H H H-C-C-C-C-C-C-C-H H H H H H H H </pre>	líquido	98,4
OCTANO	C ₈ H ₁₈	<pre> H H H H H H H H H-C-C-C-C-C-C-C-C-H H H H H H H H H </pre>	líquido	125,8
NONANO	C ₉ H ₂₀	<pre> H H H H H H H H H H-C-C-C-C-C-C-C-C-C-H H H H H H H H H H </pre>	líquido	150,7
DECANO	C ₁₀ H ₂₂	<pre> H H H H H H H H H H H-C-C-C-C-C-C-C-C-C-C-H H H H H H H H H H H </pre>	líquido	174,0
etc. etc. hasta PENTA TRICONTANO	C ₃₅ H ₇₂	<pre> H H H H H H H H H H H-C-C-C-C-C-C-C-C-C-C-H H H H H H H H H H H </pre>	sólido	*331 ¹⁵

* Todas las temperaturas de ebullición corresponden a presión atmosférica (760 mm de mercurio), pero ésta corresponde a 15 mm de mercurio.

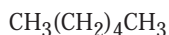
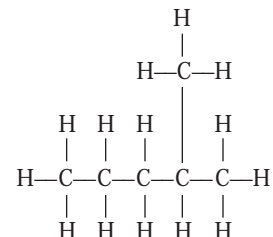
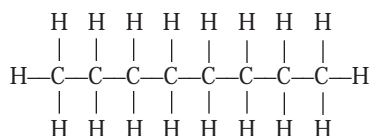
Dentro de esta serie, los isómeros, (que significa igual) poseen distintas propiedades físicas, aunque tienen la misma fórmula química general y el mismo peso molecular (de allí "ISO",

BUTANO C_4H_{10} **Ejemplos**

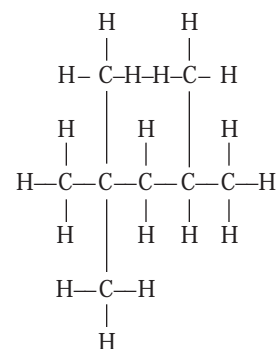
gas

ISO-BUTANO C_4H_{10} HEXANO C_6H_{14} 

líquido

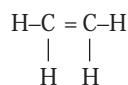
ISO-HEXANO C_6H_{14} OCTANO C_8H_{18} 

líquido

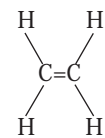
ISO-OCTANO C_8H_{18} *Serie olefínica C_nH_{2n}*

Estos tipos de hidrocarburos tienen relativamente poca saturación. Se asemejan a los parafínicos pero tienen dos átomos de carbono ligados por una unión doble. Se presentan en los tres estados. Ejemplo:

La fórmula estructural se puede representar así:



ETILENO



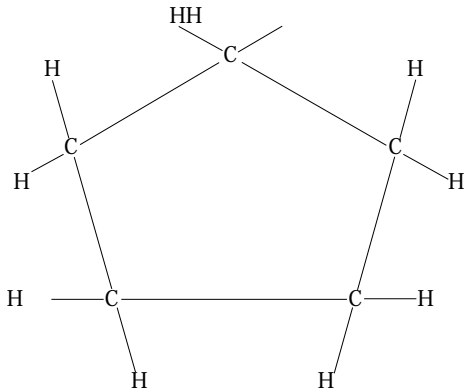
ETILENO

GasEtileno C_2H_4 **Líquido**Amileno C_5H_{10} **Sólido**Ceroleno $C_{27}H_{54}$ Propileno C_3H_6 Hexileno C_6H_{12} Moleno $C_{30}H_{60}$ Butileno C_4H_8 Eicosileno $C_{20}H_{40}$

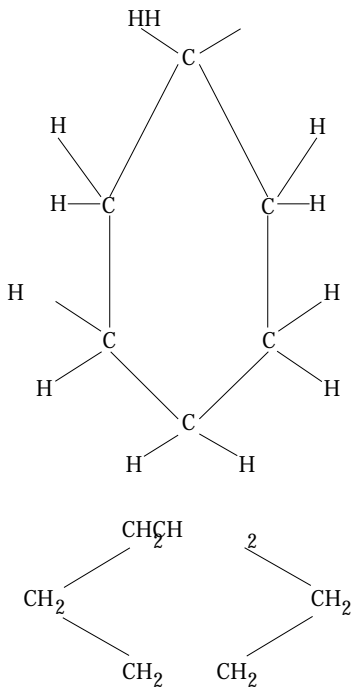
Naftenos

Los naftenos son derivados de ciclopentano y ciclohexano, llamados también cicloparafinas, cuyas fórmulas estructurales se representan de las maneras siguientes:

CICLOPENTANO C_5H_{10}



CICLOHEXANO C_6H_{12}



Debe notarse la ausencia de dos átomos de hidrógeno entre la fórmula general C_nH_{2n+2} (serie parafínica) y la fórmula C_nH_{2n} correspondiente a los derivados.

Ejemplos de algunos naftenos o cicloparafínicos:

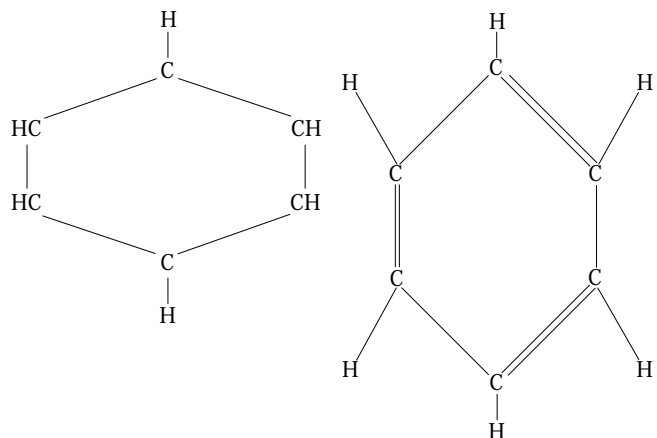
Nombre	Fórmula	Punto de ebullición °C
Ciclopropano	$[CH_2]_3$	-34
Ciclobutano	$[CH_2]_4$	-15
Ciclopentano	$[CH_2]_5$	-49
Ciclohexano	$[CH_2]_6$	81
Cicloheptano	$[CH_2]_7$	119

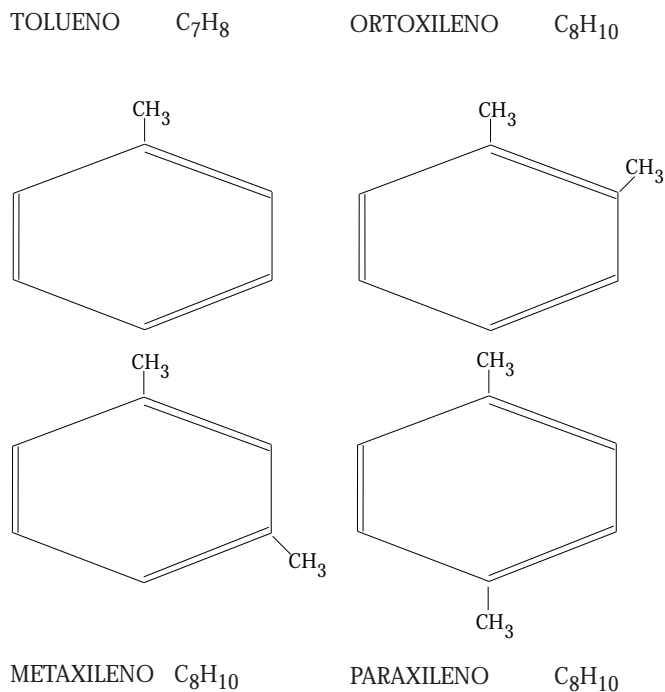
Aromáticos C_nH_{2n-6}

Los aromáticos se encuentran en pequeñas cantidades en casi todos los crudos. El benceno, el tolueno y el xileno (BTX) se pueden extraer en las refinerías para utilizarlos como insumos de procesos petroquímicos o como solventes.

Nombre	Fórmula	Punto de ebullición °C
Benceno	C_6H_6	80
Tolueno	C_7H_8	111
Ortoxileno	C_8H_{10}	144
Metaxileno	C_8H_{10}	139
Paraxileno	C_8H_{10}	138

BENCENO C_6H_6





La comercialización del petróleo

La constante aplicación de conocimientos y adelantos químicos en las refinerías han hecho posible que la comercialización del petróleo continúe progresando firmemente. Mayor rendimiento y mejores productos de cada tipo de crudo son cada día posibles por la desintegración, recombinación y enriquecimiento de los átomos de carbono e hidrógeno mediante la utilización de nuevos conceptos, mejores catalizadores, empleo de aditivos, nuevos procesos, avanzados diseños de plantas y novedosas normas de control de las operaciones.

Ejemplo de la comercialización -que significa dar a una materia prima o productos características y condiciones para la venta- son los crudos pesados. Hasta hace pocos años estos crudos eran difíciles de vender por su alta viscosidad, contenido de sal, azufre, metales y a veces la presencia de sulfuro de hidrógeno. Hoy es posible tratarlos, acondicionarlos y procesarlos ventajosamente y se ha mejorado extraordinariamente el rendimiento por barril y la calidad de los productos.

No obstante los adelantos logrados, todavía hay mucho por descubrir e inventar para continuar enriqueciendo la ciencia y la tecnología de la refinación de los hidrocarburos.

Como se verá más adelante en la cronología de la refinación en Venezuela, la industria venezolana de los hidrocarburos ha desplegado consistentemente una dinámica visión estratégica y comercial en la expansión de la capacidad y en el empleo de las características modernas de procesamiento en sus plantas en Venezuela y en el exterior.

IV. Los Procesos de Refinación (A)

Los procesos de refinación son muy variados y se diferencian unos de otros por los conceptos científicos y tecnológicos que los fundamentan para conformar una cadena de sucesos que facilitan:

- La destilación de crudos y separación de productos.
- La destilación, la modificación y la reconstitución molecular de los hidrocarburos.
- La estabilidad, la purificación y mejor calidad de los derivados obtenidos.



Fig. 6-12. Tanqueros cargando distintos productos en los muelles del Centro de Refinación Paraguaná, estado Falcón.



Fig. 6-13. Por la noche, la iluminación de las instalaciones de la refinería produce la silueta de una urbe con rascacielos.

Todo esto se logra mediante la utilización de plantas y equipos auxiliares, que satisfacen diseños y especificaciones de funcionamiento confiables, y por la introducción de sustancias apropiadas y/o catalizadores que sustentan reacciones químicas y/o físicas deseadas durante cada paso del proceso.

La utilización de energía

Un aspecto común a todas las operaciones de refinación es que requieren energía. Esta energía se utiliza y consume de varias maneras, por procesos endotérmicos o exotérmicos:

- Para el calentamiento y la conversión del agua en vapor, o para su enfriamiento.
- Para el calentamiento de los hidrocarburos hasta sus correspondientes temperaturas de ebullición (factor de caracterización), o para enfriamiento de los mismos.

- Para el funcionamiento de intercambiadores o permutadores de calor, que facilitan el enfriamiento o calentamiento de fluidos en contracorriente.

- Para el enfriamiento o refrigeración de líquidos.

- Para el funcionamiento de equipo rotativo (turbinas, bombas, compresores, ventiladores, etc.).

La energía primaria puede obtenerse del gas natural, de los gases, productos y residuos derivados de las mismas operaciones de la refinería; de la electricidad generada en sitio o de otras fuentes. Así como la refinería produce energía, representada por una extensa gama de productos específicos, también necesita energía para realizar las operaciones mecánicas, eléctricas y químicas requeridas en los procesos.

La generación y el consumo eficiente de energía en la refinería es renglón económico importante de las operaciones. Por tanto, a fechas determinadas, se evalúan datos y costos para cotejar si los índices de generación, utilización y consumo de energía concuerdan con la buena práctica y recomendaciones técnicas que abarcan estos aspectos de las operaciones.

Por ejemplo, el agua se utiliza en la refinería para enfriar (m^3 de agua por m^3 de carga de ciertas plantas); para generar vapor (m^3 de agua por m^3 de crudo o de hidrocarburos de carga); y agua adicional para todas las otras necesidades afines de los procesos y consumo de todas las instalaciones y dependencias de la refinería.

El volumen diario de agua requerida depende de la complejidad de la refinería, o sea el número y tipo de plantas y procesos en operación, más un porcentaje adicional para cubrir usos misceláneos y pérdidas.

Así que, si una refinería, cuya capacidad de carga es de $20.000 \text{ m}^3/\text{d}$ (125.800 b/d), y requiere para generar vapor $0,25 \text{ m}^3$ de agua/ m^3 de carga, el volumen diario será de 5.000 m^3 de agua ($58 \text{ litros/segundo/día}$).

Si el agua costara Bs. 95 por m^3 , por este solo concepto el monto sería de Bs. 475.000 diarios, o Bs. 23,75 por m^3 de carga.



Fig. 6-14. El manejo y el uso del agua son actividades esenciales en la refinería.

Más, se necesita una cierta cantidad de calor (energía) para convertir el agua en vapor. La fuente que transfiere calor al agua puede ser el gas natural, los gases o combustibles producidos en la misma refinería, o la electricidad.

La temperatura y presión, y la calidad del vapor, dependen de los procesos y de otros requerimientos adicionales. El vapor necesario puede tener desde presión atmosférica y $100 \text{ }^\circ\text{C}$ hasta 40 kg/cm^2 y $300 \text{ }^\circ\text{C}$ o más.

Volviendo al caso anterior del agua requerida, 5.000 m^3 , si se desea calentar esa masa (M) de agua al punto de ebullición ($100 \text{ }^\circ\text{C}$), se necesitará una cierta cantidad de energía (Q). La caloría (Cp) se define como la cantidad de calor requerida para aumentar la temperatura de un kilogramo de agua un grado centígrado. Si el agua que entra a la caldera tiene una temperatura de $35 \text{ }^\circ\text{C}$, y debe ser calentada a $100 \text{ }^\circ\text{C}$, entonces ΔT es $65 \text{ }^\circ\text{C}$. De allí:

$$Q = M \times C_p \times \Delta T$$

$$Q = 5.000.000 \text{ kg/d} \times 1 \text{ cal/kg/}^\circ\text{C} \times 65 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$Q = 325 \text{ millones de calorías al día}$$

Como el sistema de generación de vapor, por razones mecánicas de combustión y otras, no tendrá ciento por ciento de eficiencia, debe tomarse en cuenta este aspecto. Si se considera que su eficiencia es de 80% , la cantidad requerida de calorías será mayor. Por tanto:

$$Q = \frac{325 \times 10^6}{0,80} = 406,25 \times 10^6 \text{ calorías/día}$$

Si se opta por utilizar como combustible el gas natural, y su poder calorífico es de $10.000 \text{ kilocalorías/metro cúbico}$, el volumen de gas requerido será:

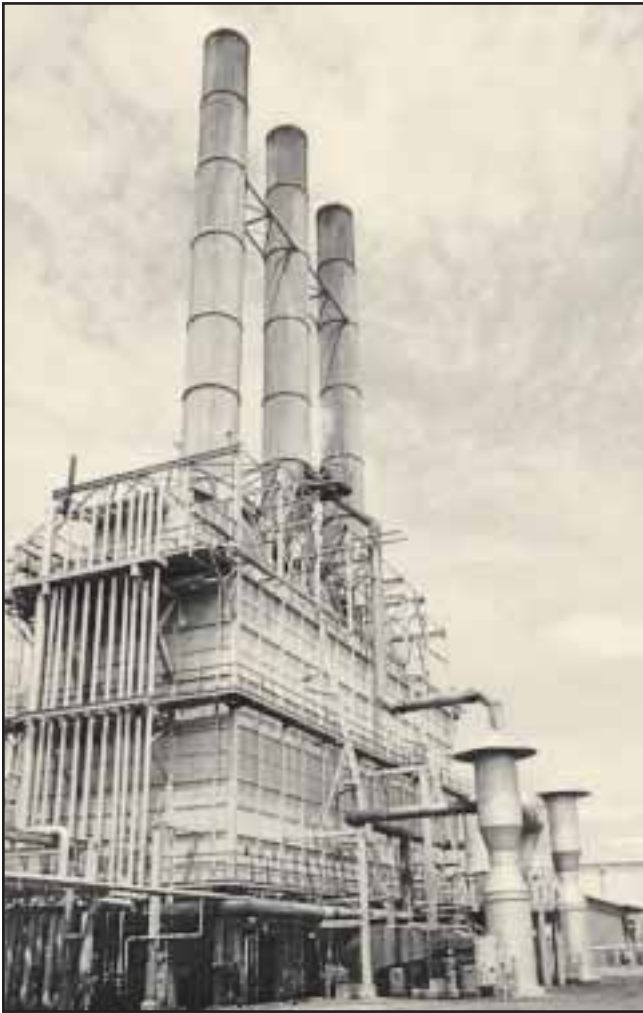


Fig. 6-15. En la refinera es básico el calentamiento del crudo para someterlo después a procesos subsiguientes.

$$V = \frac{406,25 \times 10^6 \text{ calorías/d}}{100.000 \text{ kilocalorías/m}^3} = 40.625 \text{ m}^3/\text{d}$$

El valor del gas consumido se estima en Bs. 24 por metro cúbico. Así que, el costo del combustible es:

$$\text{Combustible} = 24 \times 40.625 = 975.000 \text{ Bs./día}$$

Lo que equivale al siguiente costo de combustible por metro cúbico de agua convertido a vapor:

$$C_v = \frac{975.000}{5.000} = 195 \text{ Bs./m}^3$$

Las apreciaciones que anteceden son ejemplos sencillos y corrientes de uno de los aspectos de la utilización y costo de energía. Estos, sumados a tantos otros, representan al final lo que cuesta mantener la refinera funcionando y, por ende, calcular el costo de manufactura de cada producto.

Otros ejemplos de la utilización de la energía son los que corresponden al calentamiento y ebullición de los hidrocarburos (procesos endotérmicos) o los que se efectúan mediante generación de energía (procesos exotérmicos).

En el caso de la desintegración del etano, por el proceso de deshidrogenación, para producir etileno y liberar hidrógeno, se requiere utilizar energía a razón de unas 1.067 kilocalorías/kilogramo de carga:

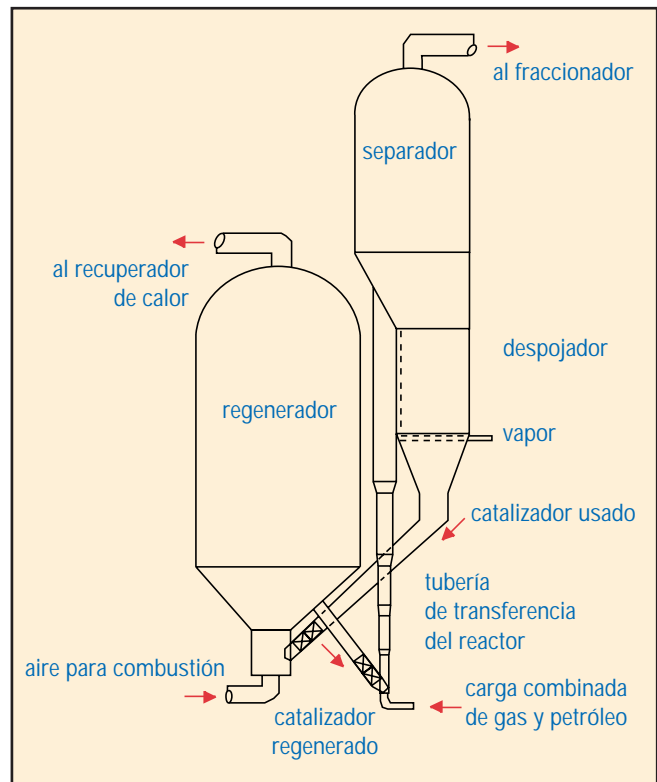
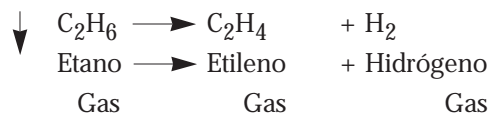
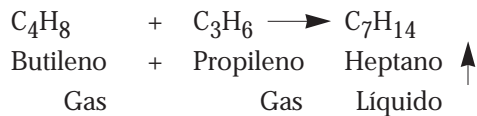


Fig. 6-16. Esquema de una unidad original de craqueo catalítico fluido.

En el caso de utilizar butileno más propileno, por el proceso de polimerización, para obtener heptano, la reacción libera energía a razón de unas 454 kilocalorías/kilogramos de carga.



Como se ha observado, en las operaciones de refinación se manejan presiones, volúmenes y temperaturas (relaciones P-V-T) por las cuales se auspician reacciones químicas y/o efectos físicos y químicos sobre las moléculas de los hidrocarburos para lograr la destilación y separación de productos, la desintegración, modificación y reconstrucción mole-

cular y, finalmente, la estabilidad, purificación y calidad de la gama de productos. Todas estas reacciones y recombinaciones pueden requerir la utilización de sustancias químicas adecuadas o elementos sólidos (catalizadores) para lograr los fines deseados.

De los equipos de refinación

Cada refinería presenta al observador un conjunto de recipientes, unidos por una extensa red de tuberías, que funcionan bajo condiciones específicas (relaciones P-V-T) de entrada y salida de la carga, según las características de cada proceso y sus equipos auxiliares.

Tecnología

Los recipientes o vasos, generalmente de forma cilíndrica, se asemejan a grandes y altas torres que a distancia dan la impresión de una silueta de rascacielos. El diseño, la fabricación y, finalmente, la erección en sitio de estos recipientes, se hacen tomando muy en cuenta normas, especificaciones y procedimientos técnicos que a través de los años han sido probados y aceptados por la industria petrolera, utilizando sus propios recursos y/o colaboración de empresa de servicios especializados, laboratorios, talleres, universidades y asociaciones de profesionales petroleros y afines.

Los detalles de las normas, especificaciones y procedimientos se encuentran en las publicaciones de las siguientes organizaciones internacionales:

- Instituto Americano del Petróleo (A.P.I.)
- Sociedad Americana para Pruebas de Materiales (A.S.T.M.)
- Instituto Americano de Ingenieros de Minas, Metalúrgicos y de Petróleos (A.I.M.E.)
- Sociedad Americana de Química (A.Ch.S.)
- Instituto Americano de Ingenieros Químicos (A.I.Ch.E.)

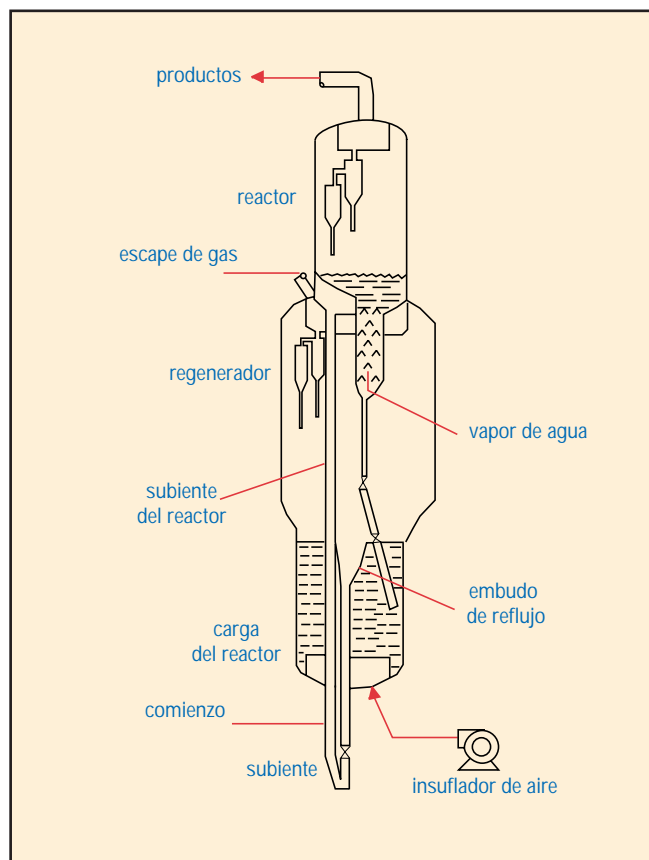


Fig. 6-17. Unidad del proceso patentado "Flexicracking", de Exxon, para conversión catalítica de un sinnúmero de cargas para reducirles el peso molecular y producir olefinas, gasolinas de alto octanaje, destilados medios y otros productos.



Fig. 6-18. Mediante la utilización de modernas aplicaciones de la informática, los refinadores mantienen el control diario del funcionamiento de las plantas y el rendimiento de las operaciones.

- Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (A.S.M.E.)
- Asociación Americana de Refinadores de Petróleo (N.P.R.A.).
- Asociación Nacional de LP-Gas (N LPG A).
- Asociación de Procesadores de Gas Natural (N.G.P.A.)
- Y otras fuentes, como las revistas especializadas, que cubren tópicos de actualidad e informan sobre el estado de la tecnología y procesos de refinación, expuestas en reuniones de asociaciones, mesas redondas, foros, jornadas técnicas, congresos y exposiciones.

Metalurgia

Como a la refinación corresponde procesar crudos y gases de características muy especiales, que a veces son de cierta corrosividad y también el empleo de sustancias químicas corrosivas, los metales que se usan para fabricar los equipos necesarios tienen que responder a normas de metalurgia específicas que garanticen durabilidad y buen funcionamiento.

El alto contenido de azufre, la presencia de sulfuro de hidrógeno, sal, la humedad, ácidos utilizados en los procesos, atacan todo el equipo de refinación, el equipo auxiliar y la red de tuberías. De allí que la corrosión sea combatida constantemente mediante la utilización de equipos hechos de metales resistentes y la práctica de un mantenimiento preventivo eficaz.

Los aceros que se usan para fabricar equipos de refinación representan un extenso surtido de aleaciones de níquel y hierro, cromo y níquel, molibdeno; aleaciones de cobre, manganeso, vanadio, silicón y otras.

Por tanto, la necesidad de emplear aleaciones especiales para fabricar los equipos significa precios más altos que se justifican por el funcionamiento y la durabilidad más eficientes y prolongadas.

V. Los Procesos de Refinación (B)

Cada proceso tiene sus características y equipos para producir determinado número de productos. La refinera puede contar con un

seleccionado número de procesos para satisfacer la variedad de productos requeridos por la clientela.

De cada planta salen productos terminados o productos semielaborados que para impartirles sus características y calidad finales son procesados en otras plantas.

Procesos de destilación

Los procesos de destilación atmosférica y destilación al vacío son clásicos en la refinación. La diferencia entre el proceso atmosférico y el de al vacío es que este último permite obtener más altas temperaturas a muy bajas presiones y lograr la refinación de fracciones más pesadas.

La carga que entra a la torre de destilación atmosférica se somete previamente a temperatura de unos 350 °C en un horno especial. El calentamiento del crudo, como se observó en el análisis hecho por el profesor Silliman, permite que, por orden del punto de ebullición de cada fracción o producto, se desprendan de las cargas, y a medida que se condensan en la torre salen de ésta por tuberías laterales apropiadamente dispuestas desde el tope hasta el fondo. Ver Figura 1-10, p. 47.

La torre lleva en su interior bandejas circulares que tienen bonetes que facilitan la condensación y recolección de las fracciones. Además, al salir los productos de la torre pasan por otras torres o recipientes auxiliares para continuar los procesos. Ver Figura 6-34, p. 284.



Fig. 6-19. Cada proceso de refinación tiene por fines específicos amplificar la comercialización de los crudos y de los correspondientes productos logrados. Todo esto se fundamenta en una investigación tenaz.

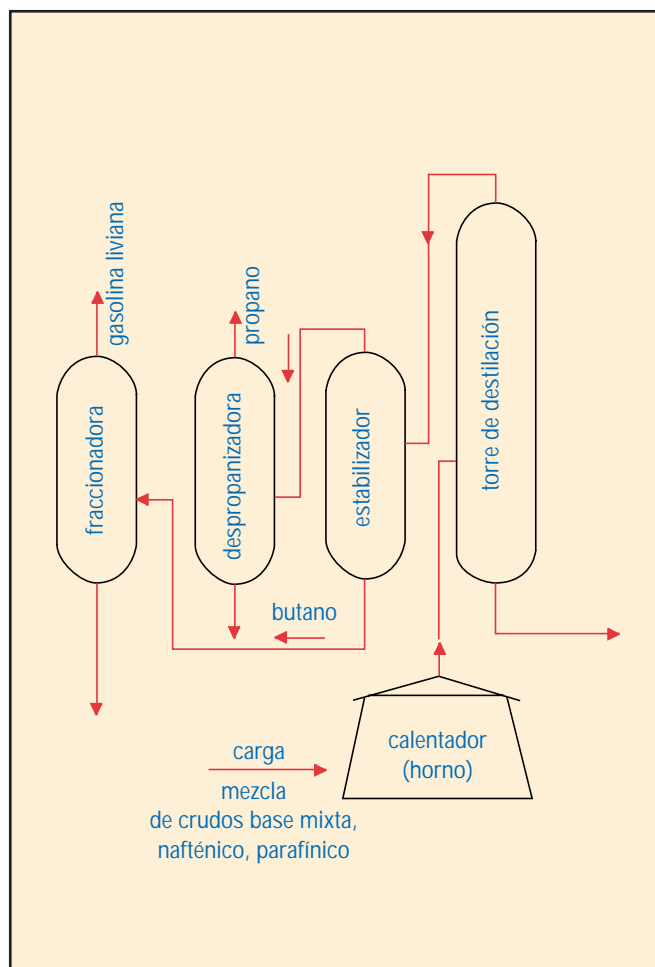


Fig. 6-20. Otra instalación para destilación atmosférica.

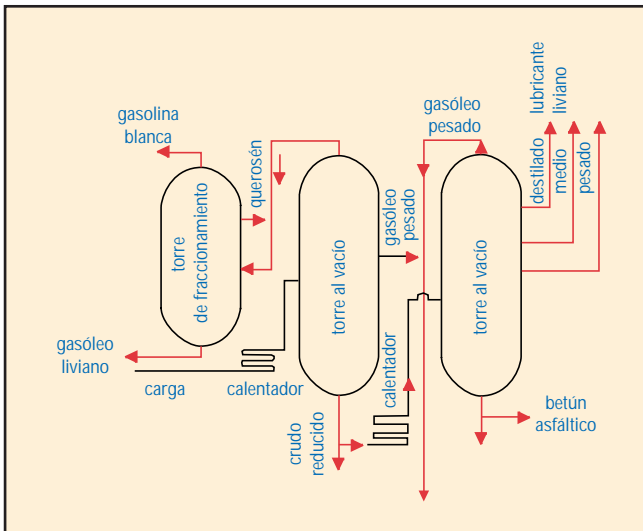


Fig. 6-21. Flujograma de destilación al vacío.

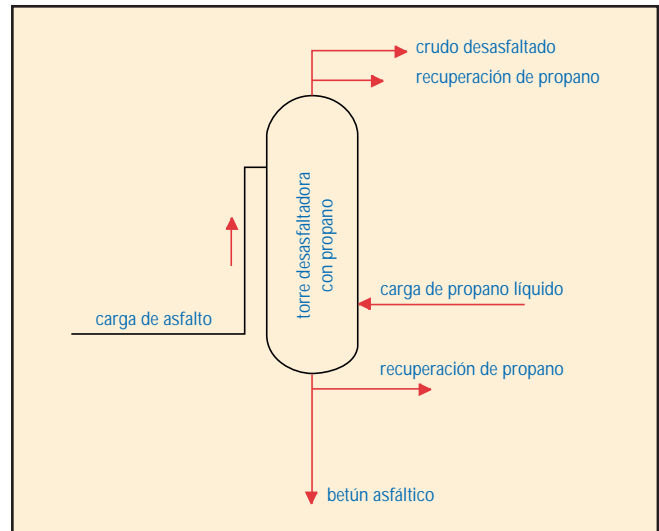


Fig. 6-22. Flujograma de desasfaltación con propano.

Cuando la temperatura de ebullición de ciertos hidrocarburos es superior a 375 °C se recurre a la destilación al vacío o a una combinación de vacío y vapor. La carga con que se alimenta el proceso al vacío proviene del fondo de la torre de destilación atmosférica.

Desasfaltación

A medida que se obtienen los productos por los diferentes procesos, muchos de ellos requieren tratamiento adicional para removerles impurezas o para aprovechar ciertos hidrocarburos. Para estos casos se emplean sol-

ventes. Muchos de estos tipos de procesos están protegidos por el registro comercial de marca o patente de invención.

La desasfaltación con propano se utiliza para extraer aceites pesados del asfalto para utilizarlos como lubricantes o como carga a otros procesos. Este proceso se lleva a cabo en una torre de extracción líquido-líquido

Refinación con disolvente

Los productos que salen de la torre de vacío (destilados, lubricantes livianos, medios y pesados) y de la torre desasfáltadora

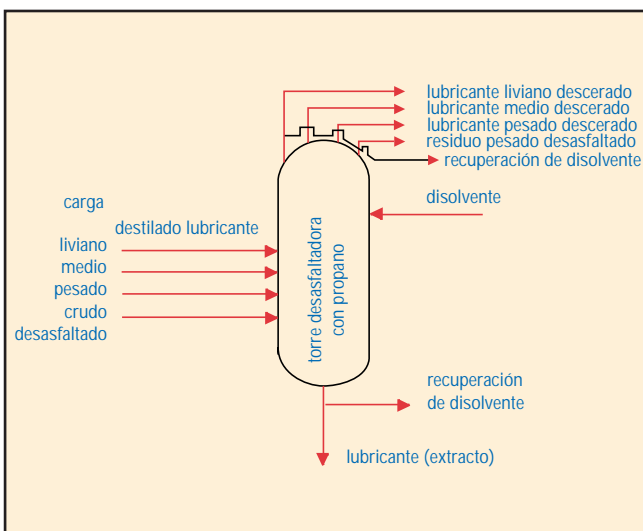


Fig. 6-23. Flujograma de refinación con disolvente.

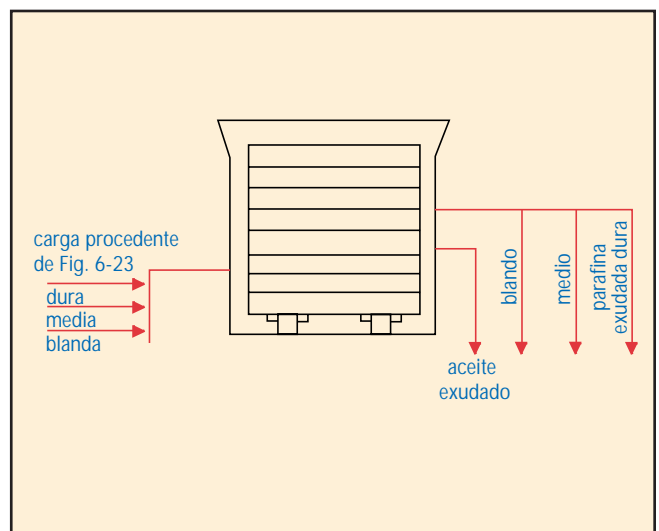


Fig. 6-24. Flujograma de la planta de exudación.

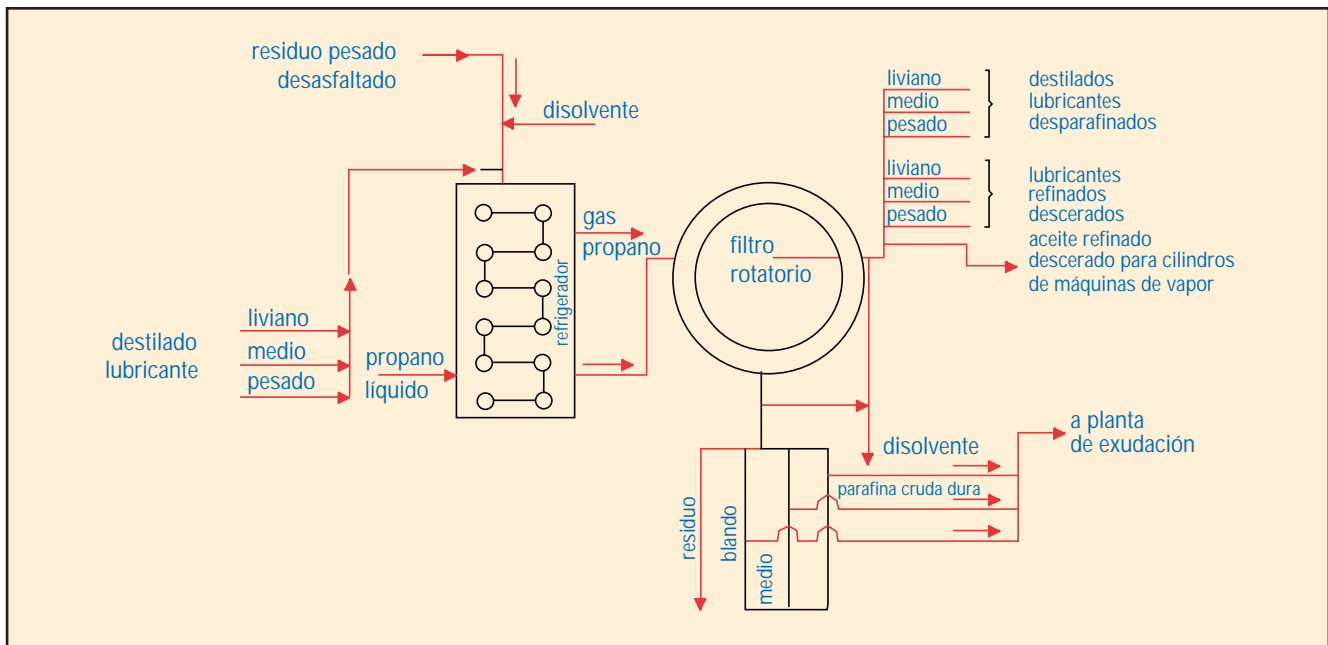


Fig. 6-25. Flujograma del proceso de desceración o desparafinación con disolvente.

(residuo desasfaltado) pueden ser tratados con disolvente.

Desceración o desparafinación con disolvente

Desde los tiempos de extracción rudimentaria del aceite y/o grasa de las lutitas bituminosas se han empleado métodos diferentes para descerar o desparafinar los destilados del petróleo. Muchos de estos métodos son mecánicos: exprimidoras (prensa); exudación (con vapor); asentamiento por enfriamiento, o centrifugación. Los más modernos utilizan disolventes que mezclados con los destilados de petróleo y posteriormente sometidos a enfriamiento permiten la cristalización de la cera y su separación por filtración. (Ver Figura 6-25).

Exudación de parafina

En la secuencia de procesos que se viene explicando, aquellos residuos blando, medio y parafina cruda dura que salen del filtro rotatorio de desceración, se pueden purificar más utilizando una planta de exudación.

Los productos que salen de esta planta (aceite exudado, exudaciones blanda, media y parafina exudada dura) son tratados más adelante con ácido y arcilla y pasados por filtros y exprimidoras (prensa).

Proceso térmico continuo ("Thermoform") con utilización de arcilla

Varios procesos de crepitación catalítica (descomposición térmica molecular) tienen uso en los grandes complejos refineros. De igual manera, los procesos para desulfuración de gasolinas. Casi todos estos procesos tienen sus características propias y aspectos específicos de funcionamiento. El proceso que muestra la Figura 6-26 tiene por objeto producir lubricantes de ciertas características y es alimentado por los productos semielaborados que salen de las plantas de procesos con disolventes (refinación y desparafinación).

Tratamiento con ácido-arcilla

A medida que ha progresado la ciencia y la tecnología de la refinación, ha cobrado importancia el uso de sustancias químicas

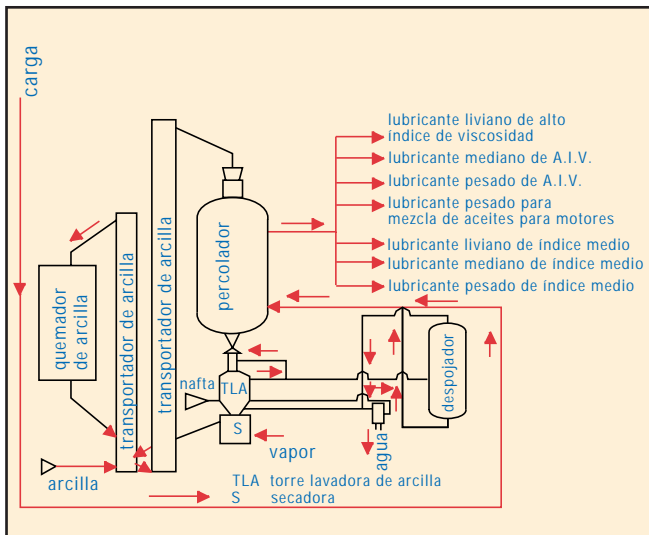


Fig. 6-26. Proceso térmico continuo ("Thermofor") con utilización de arcilla.

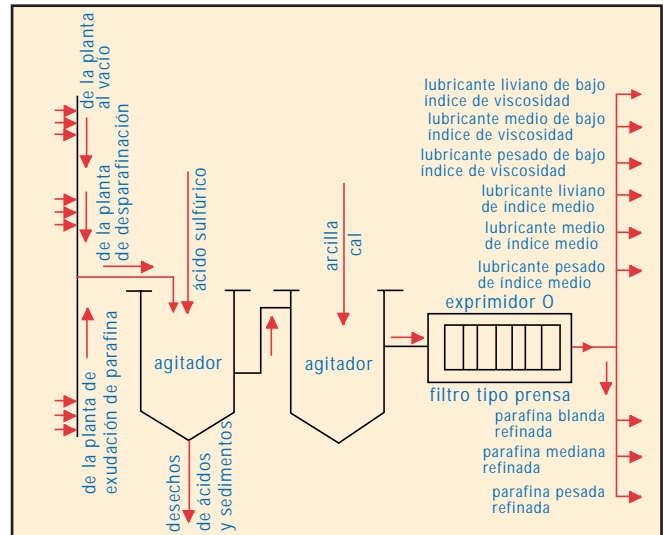


Fig. 6-27. Proceso de tratamiento con ácido-arcilla.

cas (ácidos) para contribuir al tratamiento de los crudos y derivados. Entre los ácidos son varios los que se utilizan en los procesos: ácido sulfúrico, ácido clorhídrico, ácido fluorhídrico, ácido fosfórico.

La utilización de ácidos trae el aspecto de corrosión de los equipos y para que éstos sean más durables y funcionen mejor hay que recurrir al uso de metales y aleaciones apropiadas para su fabricación, y durante las operaciones la implantación de un programa muy estricto de mantenimiento.

En el tratamiento ácido-arcilla, el ácido sulfúrico actúa como un removedor de material asfáltico y resinoso, y la arcilla sirve para absorber esos materiales. La purificación y tratamiento final de la carga se efectúa en un agitador que contiene más arcilla y cal, y en el exprimidor, tipo prensa.

La carga que alimenta a esta etapa de la refinación proviene de las plantas de destilación al vacío, desparafinación con disolvente y de exudación de parafinas.

Oxidación de asfalto

Las emanaciones o rezumaderos petrolíferos (menes) fueron los primeros produc-

tores de asfalto, un asfalto burdo. Por contacto prolongado con la atmósfera, el petróleo emanado se oxidaba y la gente lo utilizaba para calafatear embarcaciones, para ciertas aplicaciones en la construcción de viviendas, para impermeabilizar objetos y embalsamar cadáveres y hasta como sustancia medicinal.

Hoy continúan los asfaltos teniendo aplicaciones muy útiles, gracias a la refinación, que los elabora de acuerdo a especificaciones determinadas para ser utilizados en las industrias de la construcción, vialidad, revestimien-

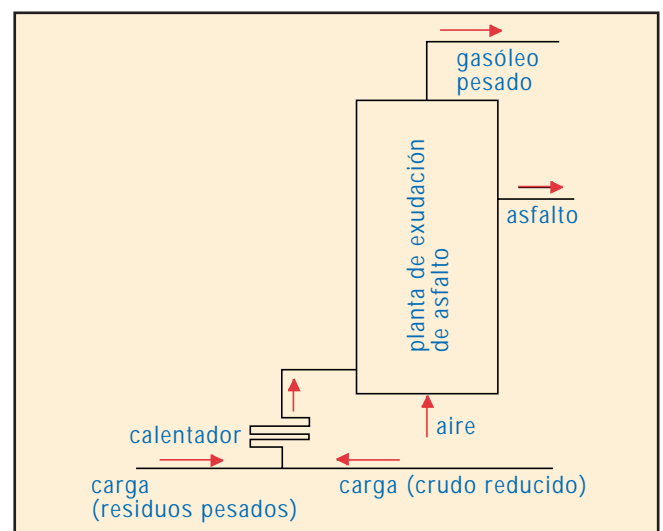


Fig. 6-28. Oxidación de asfalto.

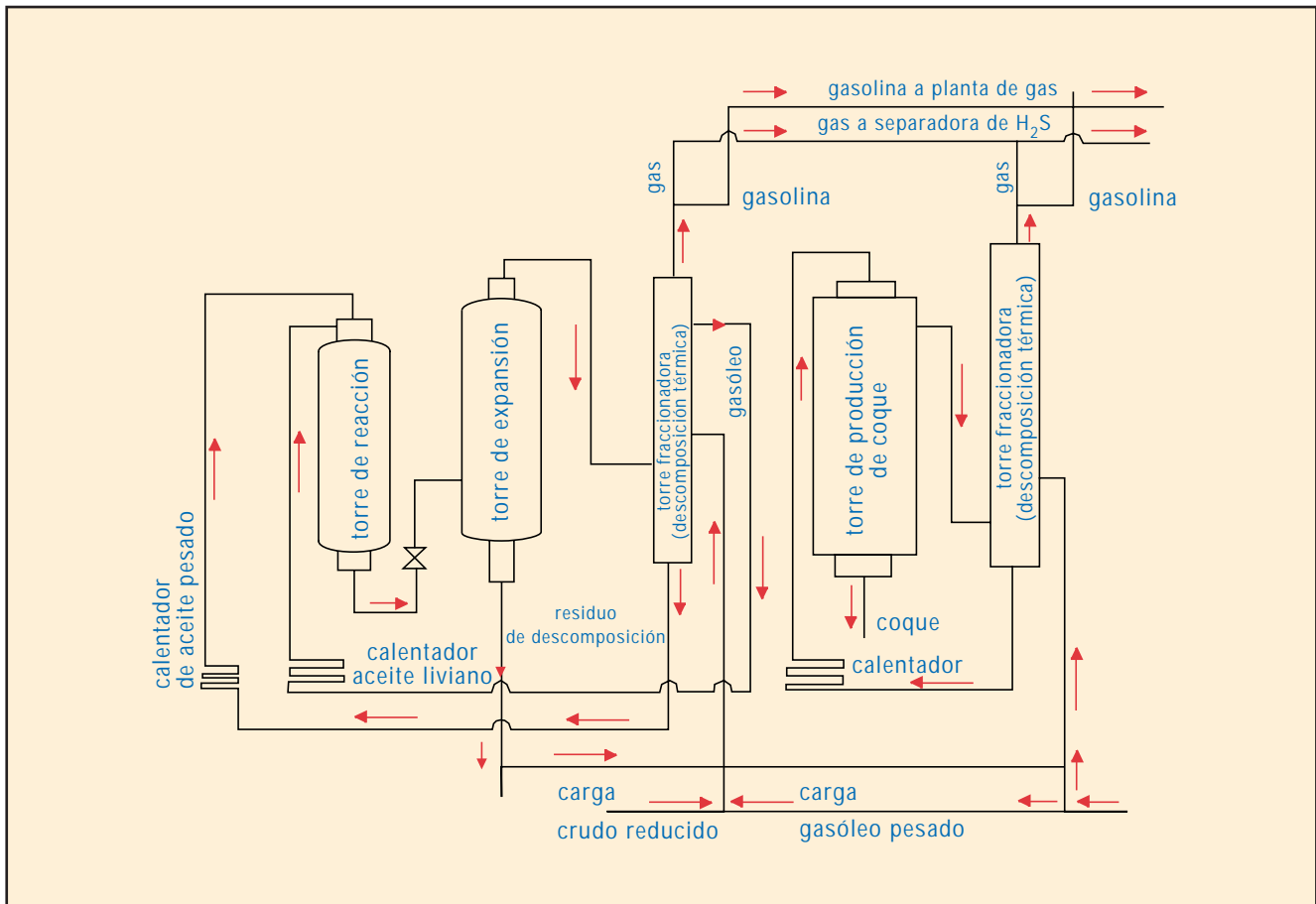


Fig. 6-29. Flujograma del proceso de descomposición térmica.

tos, pinturas y aplicaciones misceláneas en muchas otras industrias menores.

En este ejemplo, la carga para producción de asfaltos en la refinería puede obtenerse de la planta de alto vacío (residuos pesados) o de la planta de destilación atmosférica (crudo reducido) que prepara la carga para la planta de descomposición catalítica en lecho fluido. (Ver Figura 6-28).

Descomposición térmica

La limitación de generación de altas temperaturas durante el primer análisis de destilación de petróleos (Silliman, 1855) no permitió lograr la descomposición molecular. Sin embargo, con la erección de las primeras plantas de destilación se logró obtener temperaturas más altas y por falla, error u omisión se

descubrió y apareció al instante (1861) que hidrocarburos más pesados (combustóleos) y naftas podían producir derivados más livianos (querosén, gasolinas y otros) que eran imposible de desprenderse a menores temperaturas.

Esta observación acrecentó la producción de querosén, que para la fecha era el producto de más consumo. El desarrollo y la tecnificación del proceso, así como ramificaciones del mismo, tomaron auge en el período 1910-1921.

Al proceso de descomposición o desintegración molecular o crepitación térmica se le bautizó “cracking”, onomatopéyicamente craqueo, craquear. (Ver Diccionario de la Lengua Española, Real Academia Española, 1970).

Fundamentalmente, la carga para este proceso la constituyen gasóleo pesado y/o

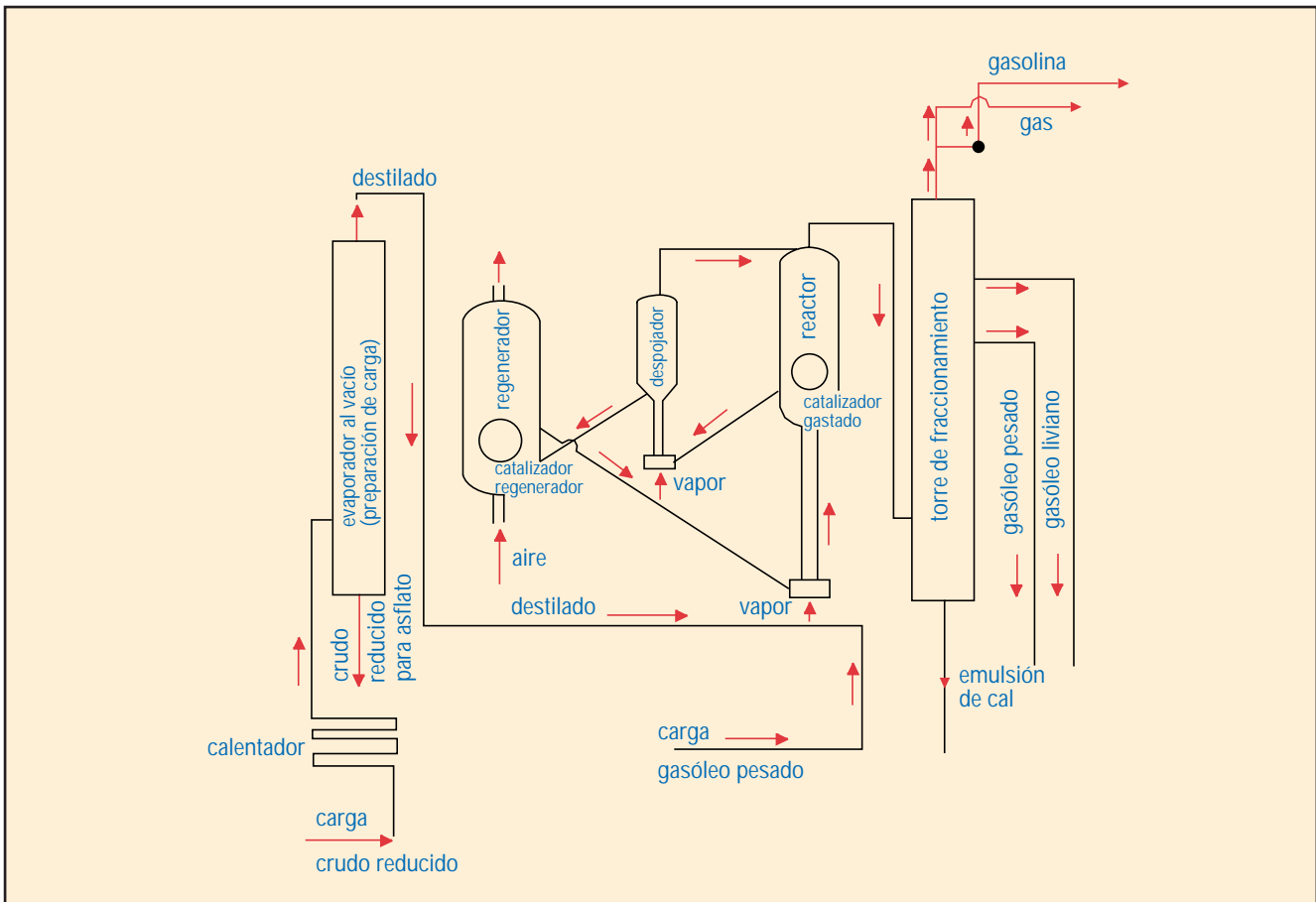


Fig. 6-30. Flujograma del proceso de descomposición térmica catalítica fluida.

crudo reducido, suplidos por otras plantas de las refinerías. Las temperaturas para la descomposición térmica están en el rango de 200-480 °C y presión de hasta 20 atmósferas. La descomposición térmica se aplica también para la obtención de etileno, a partir de las siguientes fuentes: etano, propano, propileno, butano, querosén o combustóleo. Las temperaturas requeridas están en el rango de 730-760 °C y presiones bajas de hasta 1,4 atmósferas. (Ver Figura 6-29).

Descomposición térmica catalítica fluida

Las mejoras e innovaciones logradas en los procesos de descomposición térmica, se obtuvieron muy especialmente durante y después de la Segunda Guerra Mundial (1939-1945). El proceso utiliza un catalizador, aire comprimido y vapor, a temperaturas (120-535 °C) y pre-

siones (3,50-7,0 atmósferas) controladas de acuerdo a los requerimientos de cada recipiente.

Como su nombre lo indica, el elemento más importante en este tipo de proceso es el catalizador, cuya función es actuar como un absorbente para depurar la carga de materia indeseable y obtener del craqueo de gasóleos y aceites diesel, gasolinas de alto octanaje. El catalizador puede ser hecho de arcillas, metales o material sintético en forma granular, de pelotas, de pastilla, de cápsulas, etc.

El diseño y elaboración de catalizadores es una importante rama de las operaciones de refinación catalítica. Todavía no se ha producido el catalizador ideal. Las características tales como tamaño de partículas, grado o calidad del material, propiedades absorbentes, capacidad de absorción y regeneración, son,

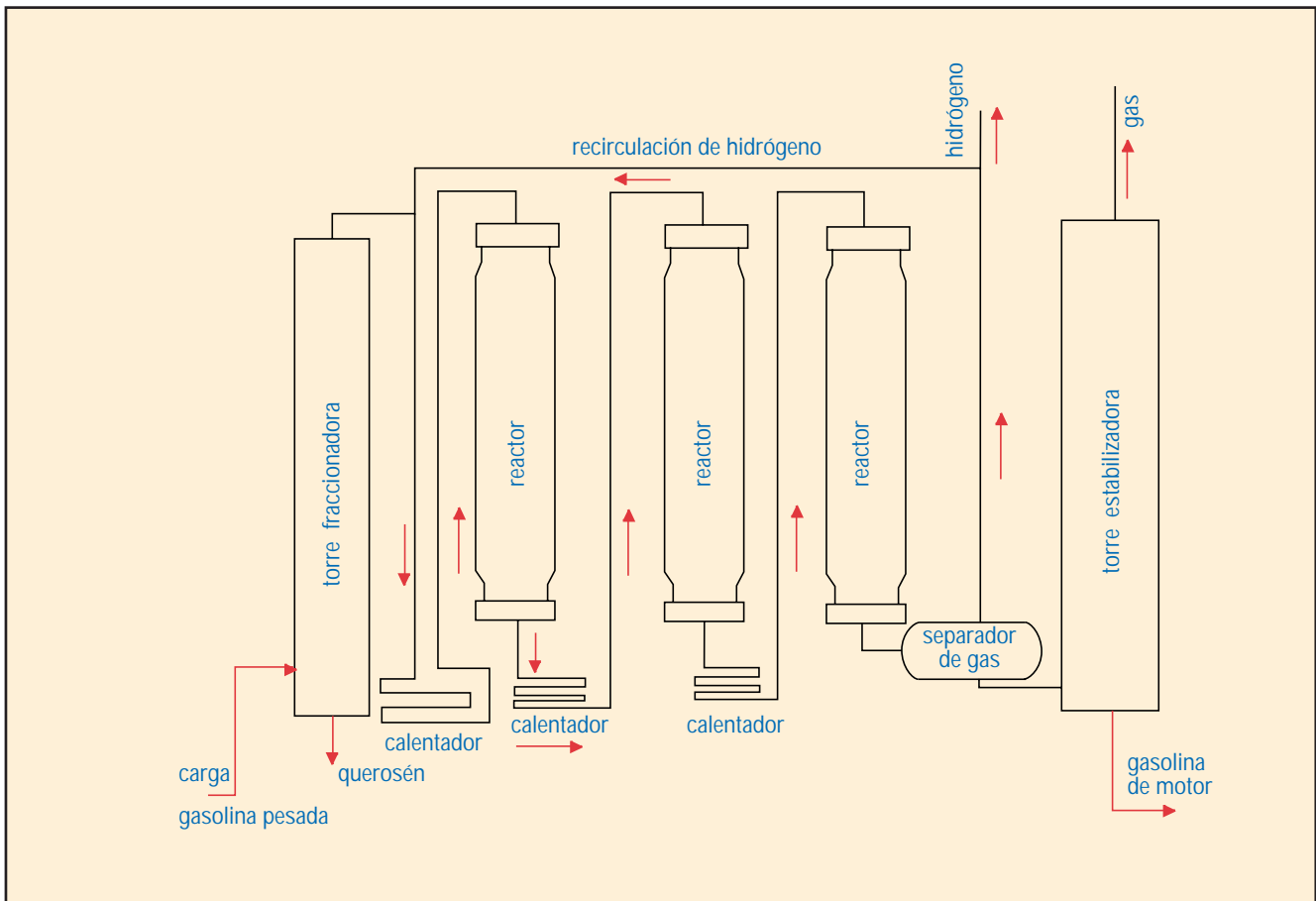


Fig. 6-31. Flujograma del proceso de reformación catalítica.

además del costo, importantes en la selección de catalizadores. El catalizador puede permanecer fijo, en forma de filtro en el recipiente o puede incluirse a través de la carga o emplearse un polvillo que se hace mover como un fluido utilizando un chorro de aire o hidrocarburos vaporizados. (Ver Figura 6-30).

Reformación catalítica

El proceso de reformación catalítica representa un gran avance en el diseño, utilización y regeneración de los catalizadores y del proceso en general. Los catalizadores de platino han permitido que mayores volúmenes de carga sean procesados por kilogramos de catalizador utilizado. Además, se ha logrado mayor tiempo de utilización de los catalizadores. Esta innovación ha permitido que su apli-

cación sea muy extensa para tratar gasolinas y producir aromáticos.

La reformación catalítica cubre una variedad de aplicaciones patentadas que son importantes en la manufactura de gasolina ("Ultraforming", "Houdriforming", "Rexforming" y otros).

La carga puede provenir del procesamiento de crudos nafténicos y parafínicos que rinden fracciones ricas en sustancias aromáticas. Por la reformación catalítica se logra la deshidrogenación y deshidroisomerización de naftenos, y la isomerización, el hidrocrackeo y la ciclodeshidrogenación de las parafinas, como también la hidrogenación de olefinas y la hidrosulfuración. El resultado es un hidrocarburo muy rico en aromáticos y por lo tanto de alto octanaje. (Ver Figura 6-31).

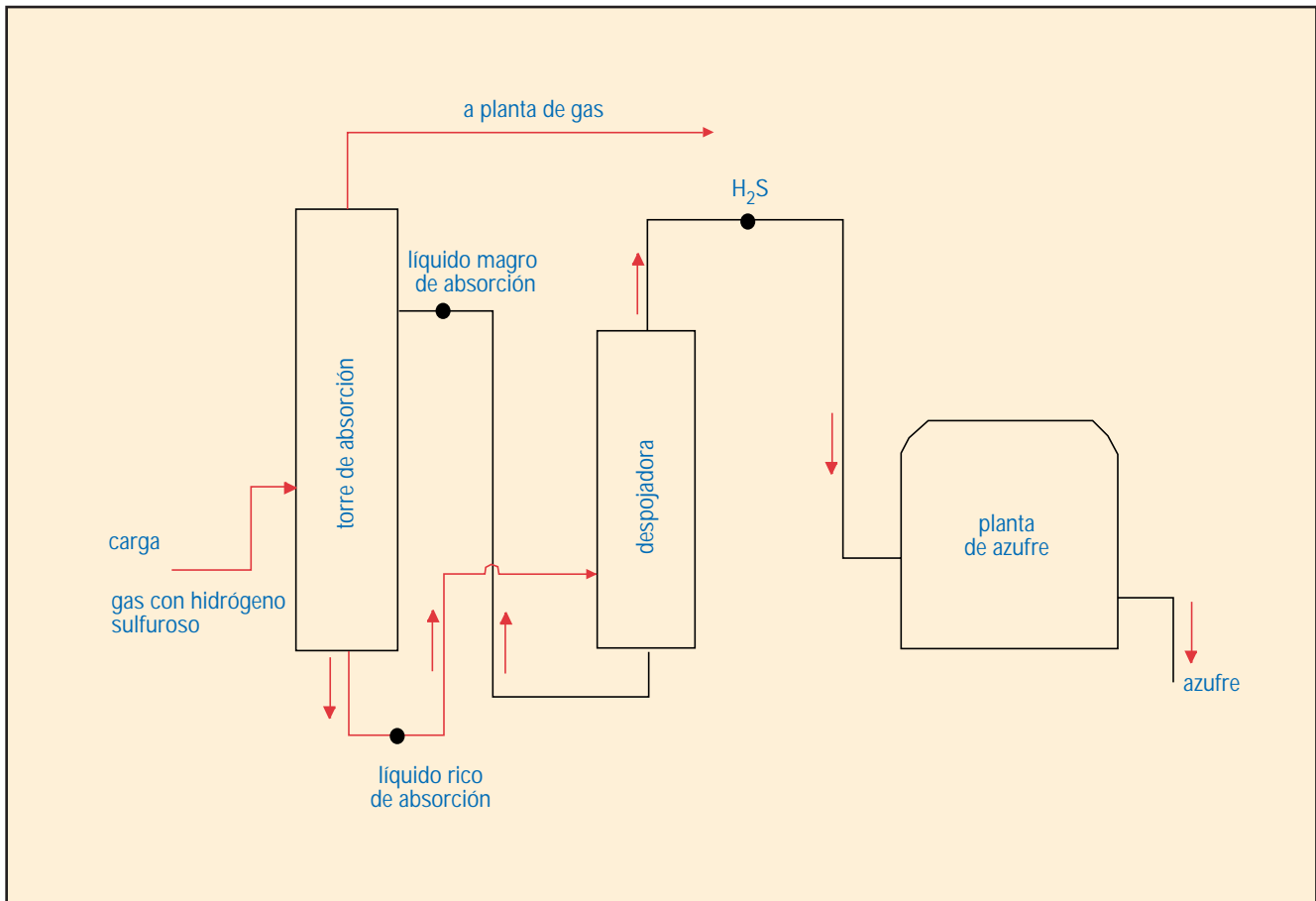


Fig. 6-32. Flujograma para extracción de azufre.

Extracción de azufre

La extracción de azufre del petróleo y de sus derivados, del gas natural y gases producidos en la refinación representa un importante porcentaje del azufre que se consume en el mundo.

El azufre se utiliza en procesos y preparación de compuestos para muchas otras industrias: química, metalúrgica, caucho sintético, agricultura (insecticidas, herbicidas y fungicidas), pulpa y papel, farmacéutica y explosivos. En construcción de vías se ha experimentado para utilizarlo como recubrimiento de carreteras.



Fig. 6-33. Azufre a granel, producto de la desulfuración. Centro de Refinación Paraguayaná, estado Falcón.

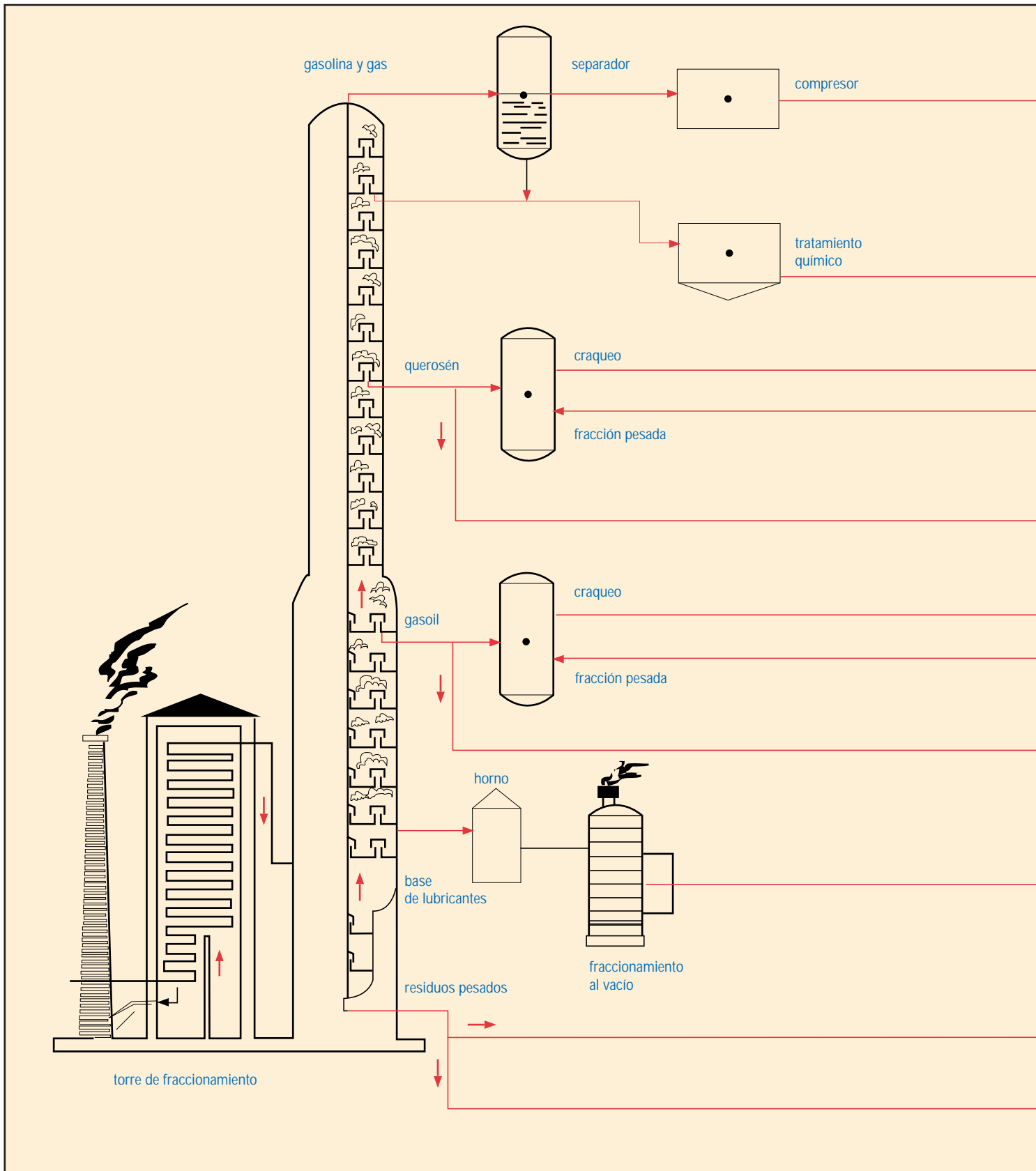
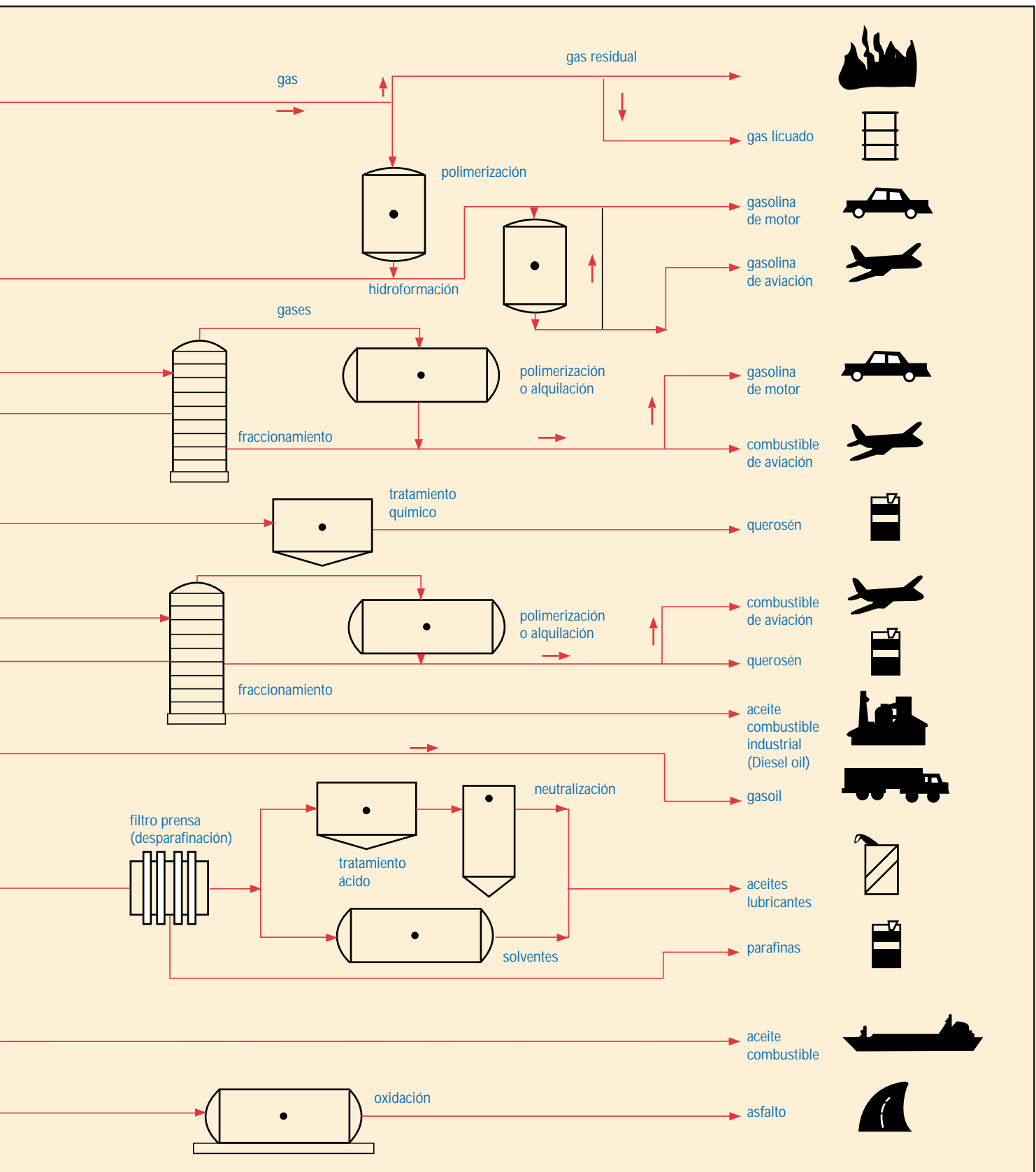


Fig. 6-34. Productos de la refinación de hidrocarburos.



VI. La Refinación y la Demanda de Productos

Originalmente, el tren de procesos de una refinería es concebido para responder a la demanda de determinados productos por determinados mercados. Sin embargo, al correr del tiempo, los cambios de disponibilidad de los tipos de crudos que conforman la dieta básica de la refinería, como también los cambios en la demanda de productos o la ampliación de los mercados que se atienden, siempre apuntan hacia la reorientación del patrón de refinación.

Circunstancias como las mencionadas antes son responsables por las modificaciones del patrón de refinación a lo largo de los años en las refinerías venezolanas: El Palito, Puerto La Cruz, Amuay y Cardón.

Por ejemplo, al 31 de diciembre de 1977, el cambio en la disponibilidad de crudos venezolanos indicó que las reservas probadas de 18.035 millones de barriles se componían

de 56 % de crudos livianos y medianos y 44 % de crudos pesados y extrapesados. En los años siguientes, a partir de 1978, las filiales operadoras de PDVSA continuaron expandiendo sus programas de exploración y en 1994 las reservas probadas de crudos sumaron 64.878 millones de barriles y las de gas 3.967 millones de metros cúbicos, que representan 24.000 millones de barriles de petróleo equivalente.

La relación reservas/producción del país está asegurada holgadamente por sesenta años. Sin embargo, no obstante la importancia de las cifras mencionadas antes, el negocio exige mantener programas de exploración acordes con las perspectivas de la industria petrolera mundial.

Durante esos años también se prosiguió con el desarrollo de la Faja del Orinoco y las reservas recuperables de petróleo pesado/extrapesado del área sumaron 270.000 millones de barriles. Esta cifra es fenomenal. Equivalente a 5,8 veces toda la producción acumulada de petróleo del país durante 1914-1994. Mas, en relación con la producción de crudos de 1994, las reservas probadas de la Faja son suficientes para 282 años de abastecimiento. Por tanto, el reto está en comercializar al máximo este volumen de reservas a través de esfuerzos propios y/o asociaciones para tener mayor cobertura de investigación sobre comercialización de hidrocarburos y mayor penetración de mercados. Esto significa que, debido a la preponderancia de crudos pesados/extrapesados para procesarlos ventajosamente, los patrones de refinación tienen que ser modificados.

Las modificaciones implican instalar nuevas plantas y procesos a los esquemas existentes de refinación para ampliar la capacidad/cambios requeridos por la disponibilidad de crudos, las exportaciones de crudos y productos y las demandas del consumo nacional.



Fig. 6-35. Las instalaciones de almacenamiento de crudos y productos son partes esenciales de las refinerías. Diariamente se recibe materia prima y se despachan productos.

Tabla 6-11. Nuevo patrón de refinación, Amuay, 1982

	Refinería original	Refinería modificada	Diferencia
A. Dieta de crudos (miles de barriles diarios)			
Crudo liviano	35	-	(35)
Crudo mediano	390	280	(110)
Crudos pesados y extrapesados	25	170	145
Total	450	450	
	Refinería original	Refinería modificada	Diferencia
B. Productos (miles de barriles diarios)			
Gasolinas	76	129	53
Destilados	58	58	-
Combustibles residuales de bajo contenido de azufre	188	180	(8)
Combustibles residuales de alto contenido de azufre	160	102	(58)

Observación: () Disminución

El nuevo patrón de refinación de la Refinería de Amuay

La Tabla 6-11 muestra cómo la dieta anterior de la Refinería de Amuay fue modificada (1982) para lograr disminuciones en las cargas de crudos livianos y medianos y aumento

en el procesamiento de crudos pesados y extrapesados, con el consiguiente aumento en la producción de gasolinas y reducción de productos, representados por combustibles residuales de bajo y alto contenido de azufre.



Fig. 6-36. Vista parcial de las instalaciones del complejo de cambio de patrón de refinación, en Amuay, Centro de Refinación Paraguaná, estado Falcón.

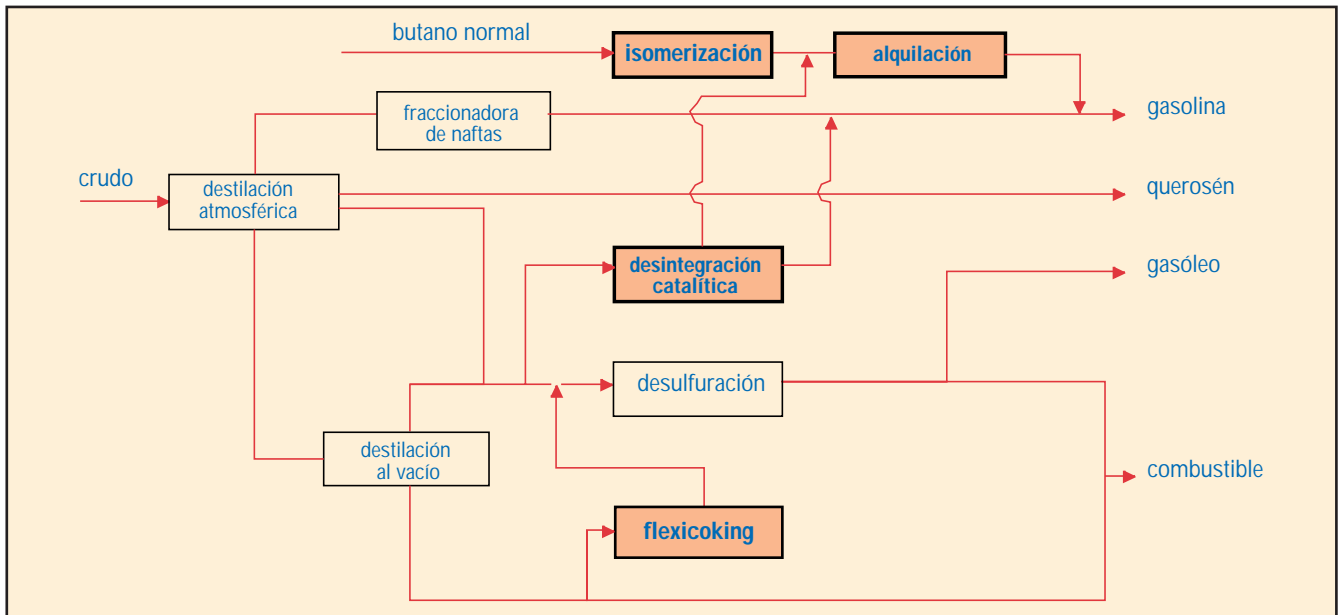


Fig. 6-37. Ubicación de las cuatro nuevas plantas dentro del circuito general de instalaciones en Amuay, Centro de Refinación Paraguaná, estado Falcón.

Disposición de las plantas

La Figura 6-37 muestra cómo las nuevas cuatro plantas ("Flexicoking", Desintegración Catalítica, Isomerización y Alquilación) fueron dispuestas en el circuito de plantas existentes para obtener el nuevo patrón de refinación en la Refinería de Amuay.

Los procesos seleccionados

Cuando es necesario cambiar el patrón de refinación y se ha decidido cuáles son los cambios y qué tipo de plantas deben construirse, el interesado recurre a firmas especializadas y solicita cotizaciones sobre los procesos y/o construcción de plantas que satisfagan sus requerimientos.

Es oportuno mencionar que tanto los procesos como los diseños y construcción de plantas están generalmente amparados por el derecho internacional que rige a la ciencia y a la tecnología en materia de descubrimiento, invención y/o registro de marcas de fábricas. Y en el caso particular de los procesos de refinación, la situación es más exigente por lo tan especializado de la materia, por la experiencia y garan-

tías que deben avalar a los procesos, por el reducido número de empresas que investigan y dedican esfuerzos a esta rama, y por las inversiones y recursos requeridos para tales fines.

En el caso de los procesos y plantas seleccionadas para Amuay prevaleció el criterio de mayor eficiencia y flexibilidad presente y futura de la refinería; comprobada eficiencia técnica, experiencia y disponibilidad de recursos de los oferentes; menores costos de licencias y más completo aporte de servicios de ingeniería y adiestramiento de personal venezolano -profesional y técnico- por las empresas y fabricantes de equipos participantes en el cambio de patrón de refinación de Amuay.

Proceso "Flexicoking" (Exxon)

La aplicación general se basa en el manejo de cualquier carga de hidrocarburos que pueda ser bombeada, inclusive arena bituminosa. Es particularmente adaptable para remover el alto contenido de metales y/o carbón que quedan en los residuos de la carga tratada a temperaturas de 565 °C o más en plantas al vacío.



Fig. 6-38. Planta Flexicoker del nuevo patrón en Amuay, Centro de Refinación Paraguaná, estado Falcón, para entonces (1982) la más grande en su tipo en el mundo. Permite convertir asfaltos en gasóleos, naftas, gases y coque.

Los productos líquidos logrados pueden ser mejorados mediante la hidrogenación. El coque bruto obtenido puede ser gasificado. Luego de removerle el sulfuro de hidrógeno, el gas puede ser utilizado en los hornos

de procesamiento, inclusive los de las plantas de hidrógeno. Además del coque producido, las otras fracciones más livianas producidas pueden ser procesadas en equipos convencionales de tratamiento.

La planta seleccionada tiene una capacidad de procesamiento de 52.000 b/d, y convierte el asfalto o residuo de procesos al vacío en destilados.

De acuerdo con las especificaciones y detalles de funcionamiento de la planta "Flexicoking", los requerimientos de servicios por barril de carga son los siguientes:

Vapor (a 42 kg/cm ² man), kilos	91
Vapor requerido (a 9 kg/cm ² man), kilos	45
Electricidad, kwh	13
Agua para enfriamiento, litros	1.325
Agua para alimentación de calderas, litros	114
Aire para instrumentos y servicios, m ³	0,71

La desintegración catalítica hace posible el tratamiento de una variedad de crudos en su estado original y de los derivados trata-

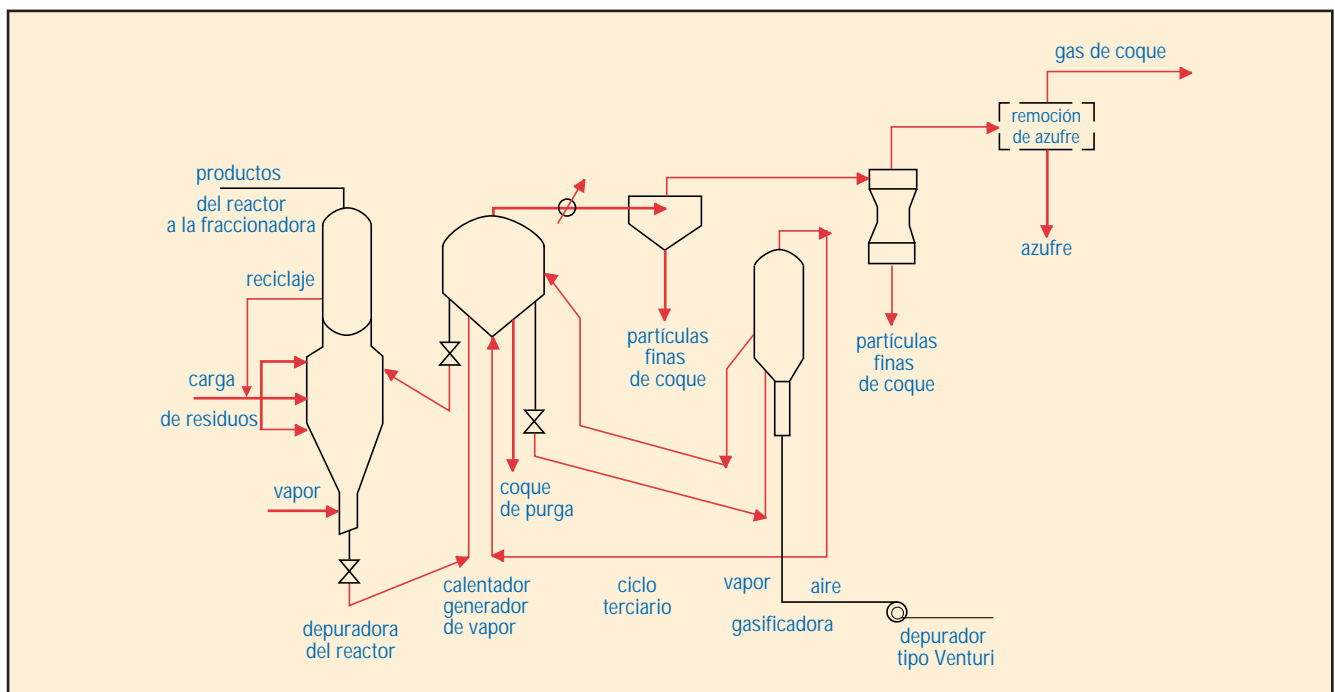


Fig. 6-39. Flujoograma de la planta y proceso "Flexicoking" instalado en Amuay, Centro de Refinación Paraguaná, estado Falcón.

dos por hidrogenación, desintegración o desasfaltación para lograr productos de menor peso molecular como olefinas, gasolina de alto octanaje, destilados medios y otros que se pueden convertir adecuadamente.

*Proceso "Flexicracking" (Exxon)
(Desintegración Catalítica)*

El proceso "Flexicracking" es adaptable a las necesidades tecnológicas en lo referente al tipo de carga, al factor de caracterización de la carga, requerimientos del reactor y del regenerador en cuanto a diseño y a los aspectos mecánicos y de seguridad de funcionamiento como también a los sistemas de control de emisiones y recuperación de energía derivada de los gases producidos.

La unidad de desintegración catalítica instalada en Amuay convierte los destilados livianos en naftas, y su capacidad es de 74.300 b/d.

El requerimiento típico de servicios para este tipo de unidad, por barril de carga, es como sigue:

Electricidad (para soplador de aire), kwh	4-7
Vapor requerido, kilos	7-27
Vapor producido, kilos	23-80
Agua para enfriamiento (aumento de 17 °C), litros	151-227
Catalizador, gramos	45-68

Cuando se toma en cuenta la capacidad diaria de cada planta y los insumos (servicios) requeridos para mantener funcionando los procesos se aprecia que los gastos de la refinería son bastantes.

En la Figura 6-40 se detallan los reactores y los componentes generales del proceso.

Proceso de Isomerización "Butamer" (Universal Oil Products)

Este proceso permite, mediante reacción catalítica, transformar butano normal en su isómero, isobutano. El isobutano se requiere como insumo para producir componentes de gasolina de muy alto octanaje en el proceso de alquilación.

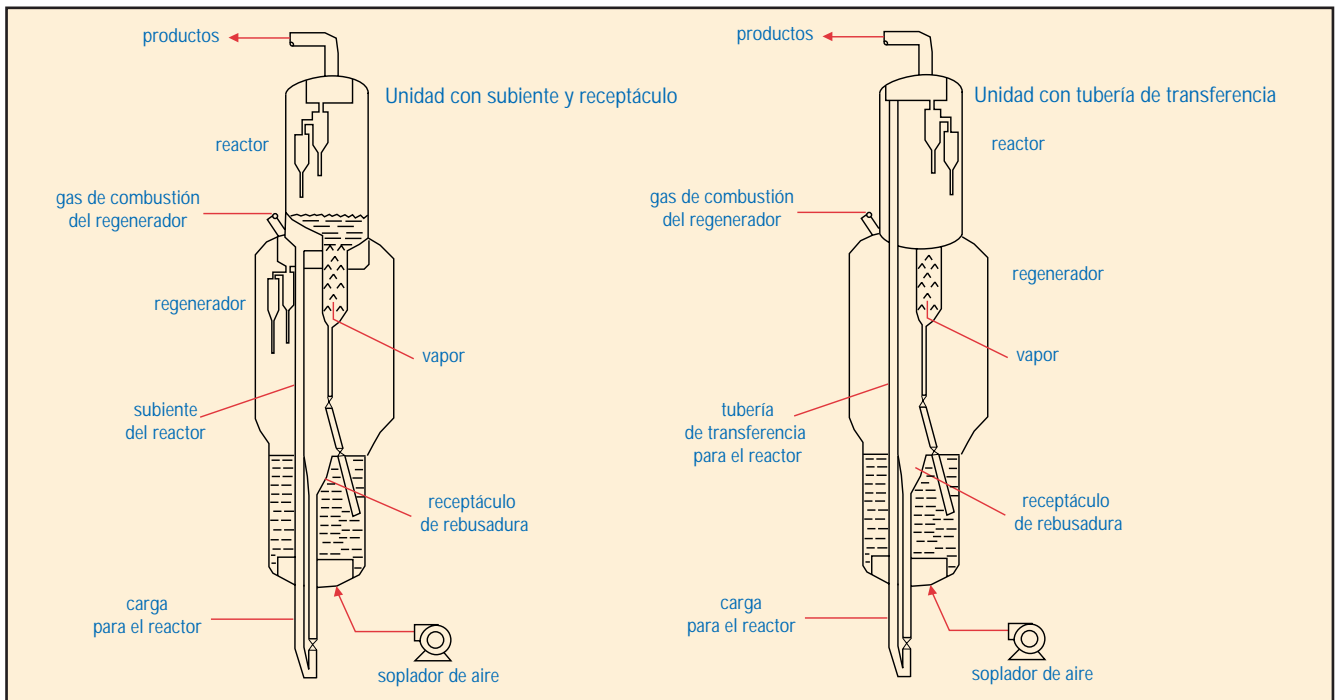


Fig. 6-40. Proceso "Flexicracking". Detalles de las partes internas de unidades de craqueo catalítico (proceso "Flexicracking", de Exxon) utilizadas en Amuay, Centro de Refinación Paraguana, estado Falcón.

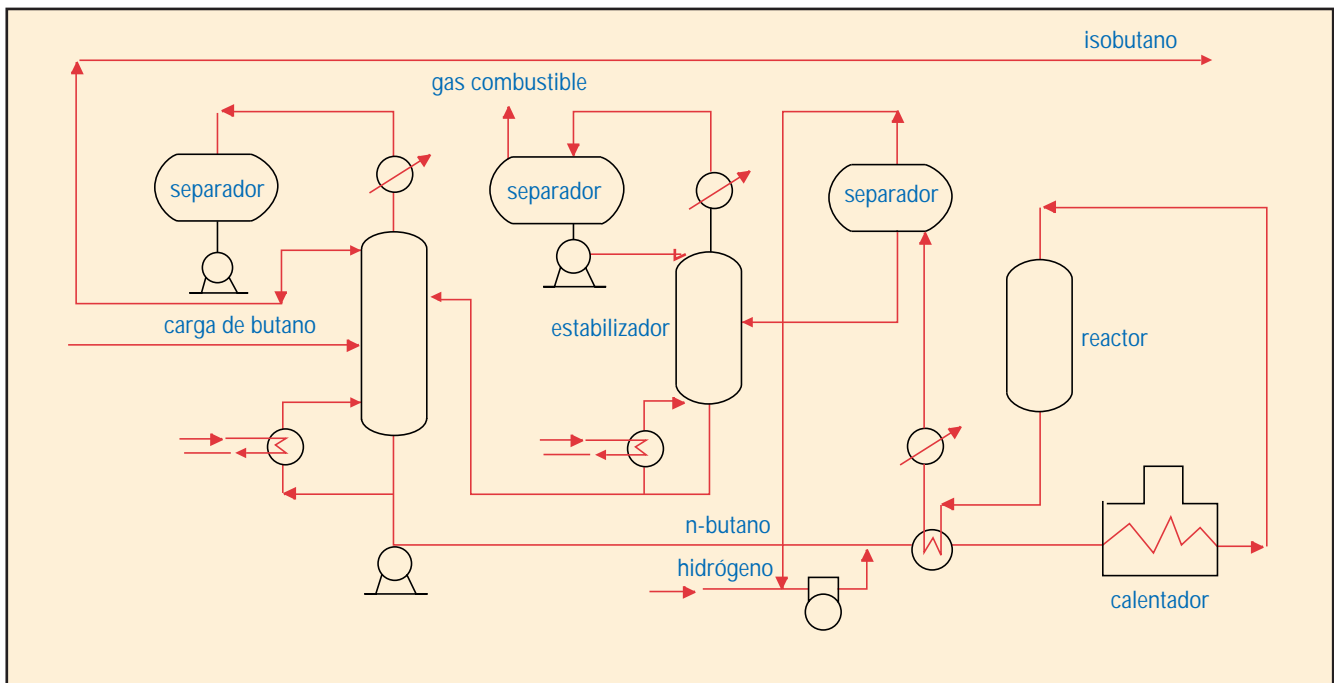


Fig. 6-41. Flujograma del proceso y disposición de las piezas que conforman la planta de Isomerización "Butamer", de Universal Oil Products, utilizada en Amuay, Centro de Refinación Paraguaná, estado Falcón.

En la Figura 6-41 presentamos el flujograma y los componentes del proceso de isomerización "Butamer".

Proceso de Alquilación "HF"
(Acido Fluorhídrico, Universal Oil Products)

El proceso se emplea para la combinación de isobutano con olefinas tales como propileno o butileno para producir componentes para la gasolina de alto octanaje.

El isobutano logrado mediante el proceso de isomerización se emplea como carga para su alquilación con propileno, butileno, amilenos u olefinas de alto punto de ebullición.

El flujograma de la Figura 6-42 muestra la interrelación de las corrientes y las instalaciones requeridas para realizar el proceso.

La carga entra en íntimo contacto con el catalizador que lo constituye el ácido fluorhídrico. El efluente pasa por un recipiente de asentamiento. La parte ácida, o sea el ácido fluorhídrico, es bombeada al reactor. El producto que sale por la parte superior del reci-

piente de asentamiento, se despoja de isobutano y componentes más livianos en la despojadora y lo que sale del fondo de ésta es alquilato para gasolina de motor. La producción diaria de alquilatos en Amuay es de unos 14.200 barriles.

Inversiones

La modificación del patrón de refinación de la Refinería de Amuay requirió una inversión estimada en Bs. 5.300 millones, cantidad que incluye capital y gastos, infraestructura y capacitación de personal. Un 68 % de la inversión fue destinada a partidas para atender desembolsos en Venezuela que incluyeron: materiales, contratos de construcción y servicios, ingeniería, transporte, sueldos y salarios y otros gastos afines.

Además del aporte técnico propio, la participación técnica de las empresas nacionales y extranjeras colaboradoras en este proyecto sumaron 2,6 millones de horas/hombre. Las obras de construcción y erección de plan-

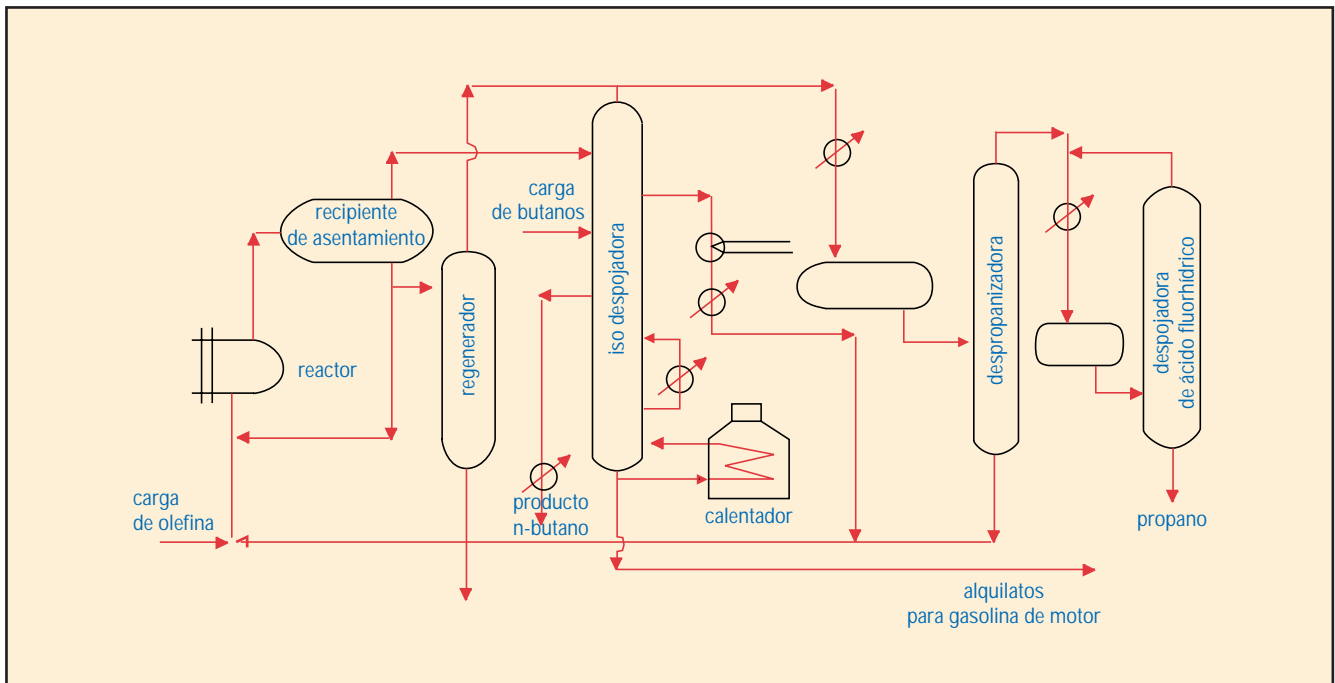


Fig. 6-42. Flujograma del proceso y disposición de las piezas que conforman la planta de Alquilación, de Universal Oil Products, utilizada en Amuay, Centro de Refinación Paraguana, estado Falcón.

tas exigieron 20 millones de horas/hombre y participaron en este esfuerzo un total de 450 profesionales y técnicos y unos 6.000 artesanos y obreros, sin incluir el personal de la nómina normal de la refinería.

Una obra de esta magnitud y alcance requiere, además, la previsión de ampliación de servicios en los renglones de vivienda, agua, fuerza y luz eléctrica, gas, teléfono, asistencia médica y los otros que complementan los requerimientos de la calidad de vida moderna en los centros petroleros.

Aspecto de especial atención dentro de todo el esquema de modificación del patrón de refinación fue la preparación del personal venezolano: profesionales, técnicos y obreros especializados para encargarse del arranque, funcionamiento y mantenimiento de las plantas y nuevas instalaciones. Esto se hizo mediante la participación directa, en Venezuela y en el exterior, del personal seleccionado que trabajó en todas las fases del proyecto.

VII. Factores Complementarios

Para mantener las plantas funcionando continuamente, toda refinería, pequeña o grande, depende de otras operaciones e instalaciones complementarias claves.

Suministro de crudos y otros hidrocarburos

El suministro diario de crudos y otros hidrocarburos requeridos por la refinería se transporta, como es el caso en Venezuela, por tanqueros, oleoductos y/o gasductos. Esto implica una programación detallada y firme de despachos desde las fuentes de suministros y de recibo por parte de la refinería.

Almacenamiento

Para contar con un volumen adecuado de crudos y otros hidrocarburos líquidos, que garantice el funcionamiento continuo de las plantas por un cierto número de días, toda refinería dispone de un almacenamiento apropiado, constituido por tanques y/o embalses.



Fig. 6-43. Vista parcial del extenso sistema de almacenamiento para crudos y productos, formado por tanques y un embalse de gran volumen.

Los tanques y embalses alimentan diariamente a la refinería y lo sustraído se repone con las entregas provenientes de los centros de suministros (campos petroleros, terminales u otras refinerías), de manera que siempre hay un volumen adecuado por si en casos de fuerza mayor se demora la entrega o recibo de los crudos y otros hidrocarburos requeridos.

En el caso de un gasducto que alimenta a una refinería con gas para uso como combustible, siempre se prevé que dicho gasducto forme parte de una red que tiene suficiente flexibilidad para hacer reajustes entre los diferentes sitios de abastecimiento (yacimientos de gas) para cumplir con la entrega diaria de gas a la refinería.

Sin embargo, en casos extremos, los excedentes de gas de las mismas operaciones de las plantas pueden ser usados en caso de emergencias o puede apelarse también al uso de combustibles producidos por la misma refinería.

Otro aspecto del almacenamiento es el requerido por los diversos productos (gasolinas, querosén, combustóleos, lubricantes, asfalto, azufre, etc.), que diariamente produce y despacha la refinería hacia los diferentes centros de consumo, nacionales y/o extranjeros.

De todo esto se puede apreciar que el recibo de hidrocarburos que llegan para la refinería y de despacho de productos desde la refinería hacia los centros de consumo son dos actividades diarias que involucran modalidades técnicas y procedimientos muy eficaces para manejar volúmenes de miles y miles de barriles continuamente veinticuatro horas al día.

Instrumentación

Todos los procesos y funcionamiento de las instalaciones de la refinería requieren de controles apropiados para realizar automáticamente medidas de presión, de vacío, de temperaturas, de dosificación de cargas y aditivos, de niveles, de volúmenes, de funcionamiento correcto de equipos o sus componentes, de alerta, de alarma, de interrupción de operaciones, de incendios y de todas aquellas otras señales que indiquen a los operarios la marcha de las operaciones.

El avance tecnológico y las contribuciones obtenidas a través de la electrónica, la computación y la telemetría permiten un control central de las más importantes y delicadas operaciones en las plantas y sistemas de servicio. También existen controles mecánicos y neumáticos, pero cada vez más en desuso, para equipos cuyo funcionamiento requiere menos vigilancia.

Toda la gama de instrumentación aplicada se ha convertido en una especialidad que requiere de ingenieros, técnicos y operarios especializados para que el funcionamiento de toda la red sea mantenida a la más alta confiabilidad.

Todos los aspectos de transmisión, recopilación, lectura, interpretación, graficación y almacenamiento/rescate de datos de cualquier género y de cualquier magnitud pertenecen ya al vasto imperio de la comunicación moderna llamada informática, cuyos ejemplos más esenciales hoy son los satélites, las

computadoras, los teléfonos celulares, Internet, la radio, la televisión y la prensa.

Seguridad industrial

En cada una de las diferentes actividades que componen las operaciones petroleras (exploración, perforación, producción, refinación, petroquímica, transporte y mercadeo) es esencial contar con y poner en práctica normas de seguridad industrial. Este es un renglón que ocupa la atención y la decidida colaboración de todo el personal de la industria a todos los niveles.

Esto tiene que ser así para resguardar la integridad física del personal, de los equipos e instalaciones y para mantener las operaciones sin interrupciones todo el tiempo posible. Las fallas y paros en las operaciones ocasionan costos innecesarios. Los siniestros pueden representar pérdidas irreparables al personal y la destrucción de equipos e instalaciones merman temporalmente la productividad de la empresa.

A todo lo largo de la historia petrolera han ocurrido accidentes pero también se han logrado muchísimos éxitos que opacan los ratos adversos vividos. Los éxitos demuestran la

tenacidad con que la industria emplea sus mejores recursos y tecnologías disponibles para que las operaciones se realicen con seguridad.

VIII. Evolución de la Refinación en Venezuela

La pionera de la refinación en Venezuela fue la empresa venezolana Petrolia del Táchira que, en 1882, erigió en su sitio de producción y operaciones en La Alquitrana, cerca de Rubio, estado Táchira, un pequeño alambique de 15 b/d de capacidad para suplir de querosén a las poblaciones vecinas en la cordillera andina. Significativo es el hecho de haber mantenido la Petrolia sus actividades de refinación hasta 1934. Para ese año, la refinación en el país había alcanzado 22.466 b/d.

En el período 1900-1910 las empresas Val de Travers y New York & Bermúdez Company se establecieron en Pedernales, Delta Amacuro, y Guanoco, estado Sucre, respectivamente, para extraer asfalto de los rezumaderos existentes en estos sitios. Para tales fines, ambas empresas construyeron modestas plantas procesadoras de asfalto que aunque no re-



Fig. 6-44. La seguridad es objetivo prioritario en las refinarias, dada la naturaleza de las operaciones y productos que se manejan.

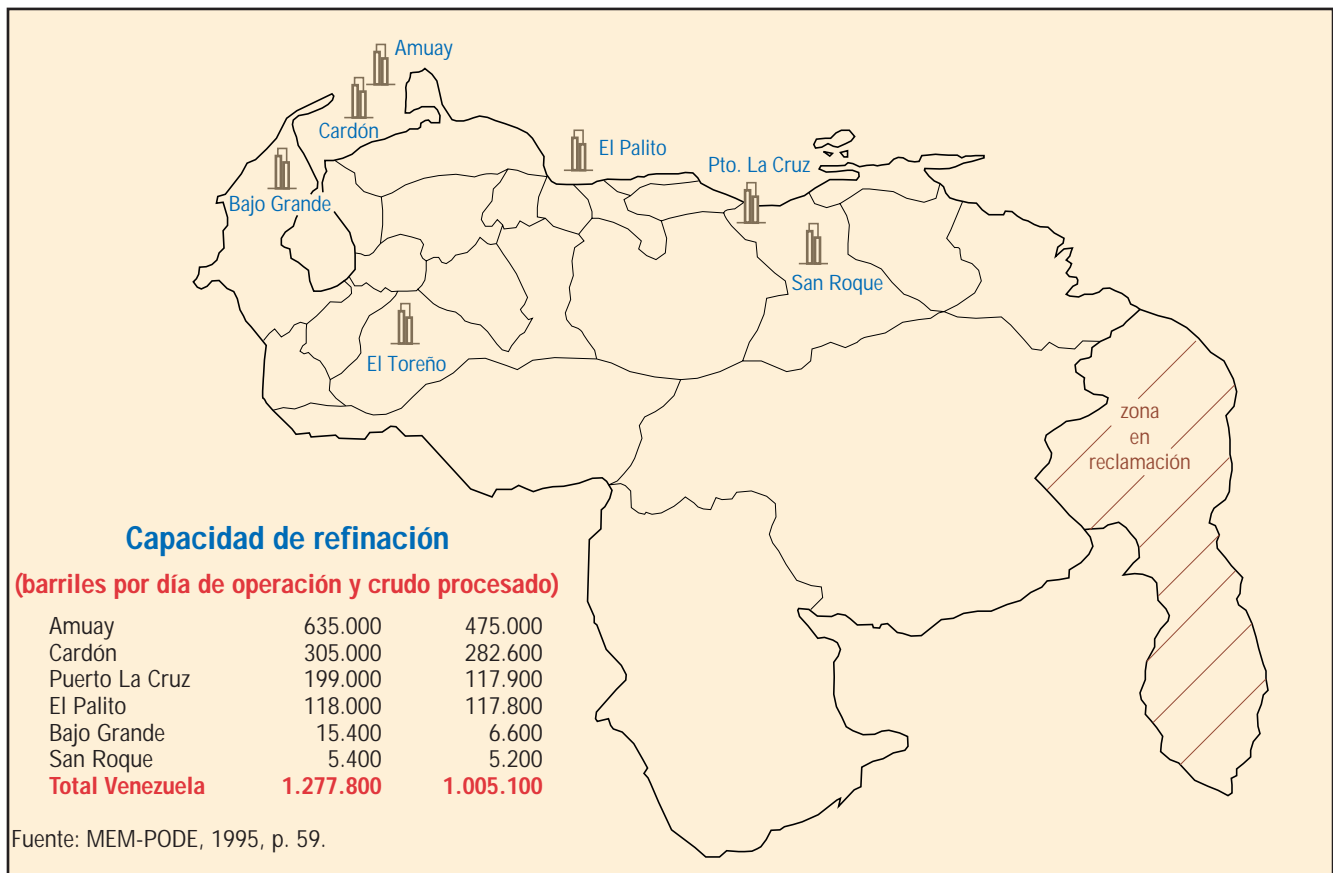


Fig. 6-45. Refinerías en operación, 1995.

presentaron ni siquiera la tecnología de refinación de la época, tienen el mérito de haber contribuido tempranamente al procesamiento rudimentario de hidrocarburos en el país.

Al descubrirse el campo Mene Grande (1914) e iniciarse en firme la exploración petrolera, al correr de los años (1917-1939), las empresas concesionarias empezaron a construir pequeñas refinerías para satisfacer primeramente los requerimientos de combustible para sus propias operaciones en la mayoría de los casos y muy pocas plantas para suplir cierto porcentaje del creciente consumo nacional. Para 1939 la refinación en el país llegó a 40.000 b/d, cuya composición aproximada de productos se especifica en la siguiente tabla:

	b/d	%
Gasolinas	4.983	12,65
Querosén	510	1,29
Gasóleo y Diesel	5.122	13,00
Combustóleo pesado	26.948	68,38
Asfalto y aceites para caminos	1.845	4,68
Total	39.408	100,00

El articulado y el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos de 1943 fueron instrumentos nacionales fundamentales para todas las actividades petroleras venezolanas y particularmente establecieron las bases para el futuro progreso y expansión de la refinación de hidrocarburos en el país.

Cronología de la refinación en Venezuela

Durante los años de desarrollo de la industria venezolana de los hidrocarburos,

1914-1942, la refinación de crudos y la manufactura de productos en el país representaron volúmenes y metas muy modestas. A partir de la promulgación de la Ley de Hidrocarburos de 1943, los sucesivos gobiernos delinearon estipulaciones y futuras obligaciones que debían cumplir las concesionarias en este tipo y parte de las operaciones petroleras. Los resultados logrados durante 1943-1975 fueron halagadores.

Posteriormente, 1976-1996, Petróleos de Venezuela y sus filiales han expandido sus operaciones en el país y en el exterior, de manera que Venezuela ha ganado prestigio en tecnología y en el comercio petrolero.

1882

- La empresa venezolana Petrolia del Táchira construyó en La Alquitrana, cerca de Rubio, estado Táchira, un alambique de 15 b/d de capacidad para destilar petróleo producido de sus pozos.

1900

- La Val de Travers Asphalt Company construyó una pequeña planta para tra-



Fig. 6-46. La empresa venezolana Petrolia del Táchira, pionera de la refinación de crudos en Venezuela, comenzó sus operaciones en 1882 y las mantuvo hasta 1934.

tamiento de asfalto en el área de Pedernales, Delta Amacuro.

- La Uvalde Asphalt Paving Co. construyó una pequeña planta para tratamiento de asfalto en Carrasquero, estado Zulia.

1910

- La New York & Bermúdez Company construyó en Guanoco, estado Sucre, una pequeña planta para tratamiento de asfalto.

1917

- La Caribbean Petroleum Company construyó en San Lorenzo, estado Zulia, una refinería de 2.000 b/d de capacidad. Subsiguientes expansiones aumentaron su capacidad: 1926, 10.000 b/d; 1938, 38.000 barriles diarios.

1925

- La Lago Petroleum construyó en el área La Rosa/La Salina (Cabimas), estado Zulia, una refinería de 1.700 b/d de capacidad. Posteriores ampliaciones aumentaron su capacidad: 1938, 10.000 b/d; 1941, 20.000 b/d.

1929

- La West India Oil Company construyó en La Arriaga (Maracaibo), estado Zulia, una pequeña refinería de 2.500 b/d de capacidad.

- La Venezuelan Gulf Oil Company construyó en Cabimas, estado Zulia, una planta de 1.800 b/d de capacidad.

1929/1931

- La Colon Development Company construyó en las áreas de Casigua, El Calvario y La Rivera, estado Zulia, tres pequeñas refinerías cuya capacidad combinada fue de 700 b/d.

1938

- La Standard Oil Company of Venezuela construyó en Caripito, estado Monagas, una refinería cuya capacidad inicial fue de



Fig. 6-47. C.J. Brown dedicó esfuerzos, sin éxito, para fortalecer las operaciones de la Petrolia del Táchira. En 1933 opinó que las posibilidades de rehabilitación de pozos en La Alquitrana eran exiguas.

26.000 b/d. Expansiones: 1957: 60.000 b/d; 1961: 70.000 b/d.

1939

- La Mene Grande Oil Company construyó en Oficina, estado Anzoátegui, una pequeña refinera de 900 b/d de capacidad.

- La Socony-Vacuum Oil Company construyó en Guario, estado Anzoátegui, una pequeña refinera de 100 b/d de capacidad.

1947

- La Compañía Shell inició en Cardón, estado Falcón, operaciones de su gran refinera con capacidad inicial de 30.000 b/d. Subsecuentes ampliaciones expandieron esa capacidad substancialmente. 1974: 369.000 b/d.

- La Texas Petroleum Company inició operaciones de su refinera en Tucupita, Delta Amacuro, de 10.000 b/d de capacidad.

1950

- La Venezuelan Gulf Refining Co. arrancó su refinera con capacidad inicial de 30.000 b/d ubicada en Puerto La Cruz, estado Anzoátegui. Subsecuentes ampliaciones aumentaron su capacidad. 1974: 159.000 b/d.

- La Sinclair Oil and Refining Company inauguró su refinera de capacidad inicial de 30.000 b/d, ubicada en El Chaure, estado Anzoátegui. Ampliaciones posteriores aumentaron su capacidad. 1974: 40.000 b/d.

- La Creole Petroleum Corporation construyó en Amuay, estado Falcón, su nueva refinera que con el tiempo se convirtió en la mayor del país. Capacidad inicial: 60.000 b/d. Ampliaciones: 1954: 145.000 b/d; 1955: 224.000 b/d; 1957: 328.000 b/d; 1958: 343.200 b/d; 1959: 348.700 b/d; 1963: 378.700 b/d; 1967: 408.700 b/d; 1976: 568.700 b/d; 1972: 630.000 b/d; 1974: 670.000 b/d.

1952

- La Phillips Petroleum Company construyó e inició operaciones de su refinera de 2.100 b/d de capacidad para producir parafina en su campo San Roque, estado Anzoátegui. Ampliada luego a 4.500 b/d y a 5.300 b/d.

1958

- Comenzó operaciones la refinera del Instituto Venezolano de Petroquímica, con capacidad de 2.500 b/d, ubicada en Morón, estado Carabobo. La refinera fue luego traspasada (1964) a CVP y ampliada a 25.000 b/d.

1960

- La Mobil Oil Company construyó su refinera en El Palito, estado Carabobo, con una capacidad inicial de 55.000 b/d, que luego amplió a 80.000 b/d y más tarde a 106.000 b/d.

- Por resolución del Ministerio de Minas e Hidrocarburos, el IVP transfirió a la CVP la Refinera de Morón, estado Carabobo.

- Por primera vez, el volumen anual de crudos procesados por las refinerías venezolanas llegó a 859.195 b/d (136.612 m³/d).

1964

- El Ministerio de Minas e Hidrocarburos encomendó a la CVP la ampliación de la Refinería de Morón, estado Carabobo.

1965

- El volumen de crudos procesados por las refinerías venezolanas llegó durante el año a 1.033.859 b/d (164.384 m³/d).

1967

- La CVP y la Compañía Shell de Venezuela firmaron un contrato de tres meses para suministrar gasolina a las estaciones de servicio de la primera.

- La Creole Petroleum Corporation presentó al Ministerio de Minas e Hidrocarburos un proyecto para construir una planta desulfuradora de crudos.

- Se sancionó la Ley que cubre los aspectos referentes a la desulfurización de hidrocarburos. Contiene estímulos para este tipo de procesamiento, para promover la desulfurización de crudos venezolanos.

- La Sinclair Oil Co. arrancó en su campo Sinco, estado Barinas, una pequeña refinería de 5.000 b/d de capacidad (800 m³/d).

- CVP logró acuerdos con la Creole Petroleum Corporation, la Shell, la Mene Grande, la Texas, la Mobil y la Phillips, para abastecer de gasolinas a las estaciones de la CVP.

1968

- El Ejecutivo Nacional y la Creole firmaron un acuerdo para construir una planta desulfuradora de hidrocarburos en Amuay, estado Falcón, según ley aprobada el 20 de julio de 1967. La planta tendría un costo de Bs. 528 millones y podría procesar 100.000 b/d (16.000 m³/d).

- Es inaugurada la expansión de la refinería de la CVP (18.500 b/d, 2.950 m³/d), en Morón, estado Carabobo

- El gobierno de los Estados Unidos aprobó la inversión de la Creole para la construcción de la planta desulfuradora de hidrocarburos en Amuay, estado Falcón.

- Se realizó en Lima, Perú, la Primera Reunión de Expertos (Refinerías) de ARPEL y participaron representantes de la CVP.

- El Ministerio de Minas e Hidrocarburos y la Compañía Shell de Venezuela firmaron un acuerdo para erigir una planta de Desulfurización, de 50.000 b/d (8.000 m³/d) de capacidad, en Cardón, estado Falcón. La CVP tendría 50 % de participación en el gasducto que se construiría desde la Costa Bolívar, estado Zulia, a Cardón. El IVP tuvo prioridad sobre la producción de azufre.

- La CVP y el IVP solicitaron ofertas para la construcción de una refinería de 157.000 b/d (25.000 m³/d) en el Zulia. En la compañía mixta las dos empresas controlarían, por lo menos, 51 % del capital. CVP abastecería la refinería con crudos pesados y dispondría de la mitad de las gasolinas producidas.

1969

- La Shell inauguró en la Refinería Cardón, estado Falcón, su complejo de desulfurización, primero en su clase en Venezuela.

1970

- Desde la refinería de la Shell, en Cardón, estado Falcón, se despachó el primer cargamento de residual desulfurizado hacia los Estados Unidos.

- El Ministerio de Minas e Hidrocarburos encargó a su Centro de Evaluaciones el otorgamiento de los permisos para transportar y almacenar gases licuados del petróleo (GLP), y para construir las instalaciones correspondientes.

- El Ejecutivo Nacional confirmó haber recibido oferta de la Creole para construir una planta de gas licuado.

- El Ministerio de Hacienda resolvió aumentar en 5 céntimos por litro el precio al detal de la gasolina de más alto octanaje, desde el 15 de noviembre.

- La Creole vendió a El Salvador el primer cargamento de azufre elemental procedente de su planta desulfuradora en la Refinería de Amuay, estado Falcón.

- La CVP anunció que construiría en 1971 una planta de liquefacción de gas en el estado Zulia.

1974

- La CVP y la Shell firmaron un contrato sobre investigación para la desmetalización de los crudos pesados venezolanos.

1977

- PDVSA formuló programas para el cambio de patrón de refinación de sus operadoras.

1978

- La Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleos (SVIP) objetó la instalación de una planta experimental de coque en la Refinería de Amuay, de Lagoven, en el estado Falcón.

- Progresó la remodelación de la unidad de Desintegración Catalítica en la Refinería Cardón, de Maraven, en el estado Falcón, como también los trabajos iniciales para el cambio de patrón de refinación en las refinerías de Amuay, de Lagoven, en el estado Falcón, y en la de El Palito, de Corpoven, en el estado Carabobo.

1979

- Concluyó la remodelación de la unidad de Desintegración Catalítica en la Refinería Cardón, de Maraven.

- Siguieron su curso normal todos los proyectos del plan de cambio de patrón de refinación.

1980

- Prosiguieron satisfactoriamente los trabajos para el cambio de patrón de refinación en las refinerías El Palito, de Corpoven; Amuay, de Lagoven; y Cardón, de Maraven.

1981

- A fin de año concluyó el proyecto de Cambio de Patrón de Refinación en la Refinería El Palito, de Corpoven, estado Carabobo, a un costo de \$US 433 millones. Este proyecto añade 60.000 b/d de gasolina para el mercado nacional.

- Siguieron su curso normal los proyectos en las refinerías de Amuay y de Cardón.

1982

- Comenzaron a funcionar en la Refinería El Palito, Corpoven, estado Carabobo, las nuevas plantas de Destilación al Vacío: 65.000 b/d; la de Desintegración Catalítica: 42.000 b/d; y la de Alquilación: 22.000 b/d. Costo total del proyecto: Bs. 1.800 millones.

- Comenzaron a funcionar en la Refinería de Amuay, de Lagoven, estado Falcón, las plantas de Desintegración Catalítica: 42.000 b/d; la de Alquilación: 14.200 b/d; y la de Coquización Fluida: 52.000 b/d. En su género, la planta de Flexicoquización fue a la fecha la más grande del mundo.

- En la Refinería Cardón, de Maraven, estado Falcón, se terminó la construcción de la planta de Mezcla y Envasado de Lubricantes a un costo de Bs. 225 millones y capacidad de 3.800 b/d por turno.

1983

- En la Refinería Cardón se terminó también la construcción de la planta de Alquilación, con capacidad de 19.000 b/d. Esta plan-

ta aumentó la producción de gasolina de la refinería a 94.000 b/d.

- También en la Refinería Cardón se concluyó la construcción de la planta experimental de Hidrodesmetalización con capacidad de 2.500 b/d, de fondo de vacío, crudo Tía Juana pesado (12 °API). Costo total: Bs. 400 millones.

- El cambio de patrón de refinación de Lagoven, realizados entre 1977 y 1983, representaron una inversión de Bs. 8.268 millones. Las nuevas plantas permiten aumentar el procesamiento de crudos pesados en 150.000 b/d, la producción de gasolina en 77.000 b/d, y la de destilados en 30.000 b/d, logrando también la reducción en la producción de residuales de alto contenido de azufre.

- Se inició la construcción de la expansión de la planta de Lubricantes en la Refinería de Amuay, estado Falcón, de Lagoven. Costo estimado del proyecto: Bs. 170 millones. Esta planta incrementará en 700 b/d la producción de bases lubricantes.

- Se concluyó satisfactoriamente el acuerdo firmado con la Veba Oel A.G. de Alemania Federal cuyo objetivo es la diversificación de mercados, profundización de las exportaciones y comercialización de los crudos pesados/extrapesados venezolanos.

1984

- El 24 de noviembre culminó en Valencia, estado Carabobo, el Primer Seminario sobre Refinación, auspiciado por PDVSA y sus empresas filiales.

- Se finalizó la ampliación del sistema de asfalto de la Refinería de Amuay, la cual aumentó su capacidad de exportación del producto de 14.000 a 24.000 b/d y la capacidad de almacenaje a 200.000 barriles. El costo de los trabajos fue de Bs. 64 millones.

- El 13 de diciembre ocurrió un extenso y voraz incendio en el complejo hidro-

desulfurador de la Refinería de Amuay, de Lagoven. Sin embargo, quince días después del siniestro comenzaron a funcionar cuatro plantas de destilación, el complejo de lubricantes y la unidad de desintegración catalítica.

1985

- En marzo, Lagoven terminó los trabajos de reconstrucción de 400 tubos de diferentes diámetros dañados durante el incendio de diciembre pasado, ocurrido en Amuay. En abril reanudaron operaciones la primera y segunda plantas de Hidrógeno, quedando restablecidas la producción y exportación de gasolina sin plomo, y destilados y combustible residual de bajo azufre.

- Culminó la construcción y comenzó a prestar servicios la expansión de la planta de Lubricantes en la Refinería de Amuay, de Lagoven, para aumentar la producción a 2.200 b/d. El costo total del proyecto fue de Bs. 146 millones.

- Se aprobó el proyecto de conversión de la Refinería Cardón, de Maraven. Entró en la fase de planificación la planta de BTX (benceno-tolueno-xileno) de la Refinería El Palito, de Corpoven.

- PDVSA tomó en arrendamiento por cinco años la refinería de Curazao, manejada por la nueva filial Isla. El 14 de noviembre Isla comenzó a despachar y exportar productos. La refinería procesa 140.000 b/d de crudos venezolanos.

1986

- Prosiguieron los estudios de ingeniería básica para el proyecto de la Expansión del Flexicoquizador y Producción de Coque Grado Anodo, para la Refinería de Amuay, utilizando firmas consultoras venezolanas y personal de Lagoven e Intevep en Venezuela y en el exterior.

- El Ejecutivo Nacional autorizó a Petróleos de Venezuela la adquisición del 50 %

de las acciones de Nynas Petroleum, de Suecia, y también a aumentar su participación en las refinerías de la Ruhr Oel, de Alemania Occidental.

- Petróleos de Venezuela firmó carta de intención con la Union Pacific Corporation, empresa estadounidense, para comprarle la mitad de la Champlin Petroleum, de Tulsa, Oklahoma.

- Intevp recibió en Estados Unidos la primera patente del proceso HDH™ (Hidrocraqueo-Destilación-Hidrotratamiento) para la conversión y mejoramiento de crudos pesados con alto contenido de metales y asfaltenos.

- El Grupo Químico, de las empresas Grupo Mendoza, comenzó a operar una planta de lubricantes químicos.

- Petróleos de Venezuela convino con la firma sueca Axel Johnson, la compra del 50 % de la Nynas Petroleum.

- El Ejecutivo Nacional autorizó a Petróleos de Venezuela a comprar 50 % de la Citgo, de Tulsa, Oklahoma, importante refinadora y distribuidora de productos en los Estados Unidos.

- En 1986 Venezuela contó con siete refinerías en el país y ocho en el extranjero con una capacidad total instalada de refinación de 2 millones b/d. Durante el año, las refinerías del país procesaron 877.000 b/d de crudo, equivalente a 72 % de la capacidad instalada. La participación en la capacidad instalada en las refinerías del exterior fue de 388,9 miles de b/d, equivalente a 43,2 % del total.

1987

- Progreso sostenido durante el año se anotaron todos los grupos de profesionales, técnicos y personal auxiliar que trabajaron en la continuación de los proyectos de refinación de PDVSA y sus filiales, programados y aprobados en años anteriores.

1988

- Se completó la primera fase del proyecto de Interacción Amuay-Cardón, que permitirá el intercambio de productos entre ambas refinerías a través de tres poliductos. Por el propano producto, Amuay envió a Cardón 135.000 barriles de isobutano y otras mezclas.

- Continuaron satisfactoriamente los trabajos de los proyectos de construcción de la planta de BTX en la Refinería El Palito, de Corpoven. Remodelación de dos plantas de Destilación al Vacío en Cardón, por cuenta de Maraven. Expansión de la planta de Flexicoquización en la Refinería de Amuay, de Lagoven.

1989

- Petróleos de Venezuela, dueña de la mitad de las acciones de la Champlin, compañía refinera ubicada en Corpus Christi, Texas, adquirió la otra mitad de las acciones.

- Fue ampliada a 64.000 b/d la capacidad del Flexicoquizador de la Refinería de Amuay, de Lagoven.

- Mediante la remodelación de una unidad de Destilación al Vacío, Maraven aumentó en 4.000 b/d la producción de destilados en la Refinería Cardón y, por ende, redujo la producción de residuales.

1990

- Petróleos de Venezuela adquirió la totalidad de las acciones de la Citgo, empresa refinadora y comercializadora de hidrocarburos, ubicada en Tulsa, Oklahoma.

- Citgo adquirió la mitad de las acciones de la empresa estadounidense Seaview, dueña de una refinería en Paulsboro, New Jersey.

- La Refinería de Amuay, de Lagoven, celebró cuarenta años de operaciones ininterrumpidas. El nivel de procesamiento de las instalaciones llegó a 438.000 b/d, y la capacidad de destilación a 577.000 b/d, las más altas cifras logradas en los últimos dieciséis años.

- Lagoven inició el desarrollo de cuatro proyectos para actualizar y optimar la tecnología/capacidad de producción de su Refinería de Amuay: hidrogenación selectiva de butadienos; producción de MTBE/TAME (metil-ter-butil-éter/ter-amil-metil-éter); recuperación de olefinas e hidrógeno del gas de refinarias; y construcción de una planta de Coquización Retardada de 30.000 b/d.

- En la Refinería El Palito, de Corpoven, fue inaugurado el complejo de instalaciones de BTX que producirán los siguientes productos en toneladas métricas por año: benceno 59.000; tolueno 17.000 y ortoxileno 49.000 para abastecer la petroquímica nacional.

- Las refinerías Cardón, de Maraven, y El Palito, de Corpoven, iniciaron sus proyectos de construcción de instalaciones MTBE/TAME.

1991

- Citgo, de Tulsa, Oklahoma, en su totalidad filial de Petróleos de Venezuela, adquirió de ésta a toda la Champlin, refinadora ubicada en Corpus Christi, Texas. Citgo fortalece así su posición en el mercado de productos en el suroeste de los Estados Unidos.

- Citgo, poseedora de la mitad de las acciones de Seaview, refinadora ubicada en Paulsboro, New Jersey, Estados Unidos, adquirió la totalidad de las acciones de Seaview y constituyó la nueva empresa Citgo Asphalt and Refining Company (CARCO).

- Inaugurado en el complejo Jose, estado Anzoátegui, de Corpoven, la planta de MTBE de 1.370 tm/d.

- La empresa sueca Nynas Petroleum, en la que Petróleos de Venezuela es dueña del 50 % de las acciones, adquirió de la TARMAC el negocio de manufactura y distribución de asfalto de refinería en el Reino Unido y Suecia.

- Se hizo la interconexión de las refinerías de Amuay y Cardón por tres poliductos.

- Los trabajos de expansión en la Refinería de Amuay, de Lagoven, permitieron este año aumentar en 23.000 b/d la capacidad de la unidad de Desintegración Catalítica para llevarla a 108.000 b/d de gasóleos al vacío y producir olefinas para la unidad de Alquilación; nafta catalítica y destilados para el mercado interno y de exportación.

- En la Refinería de Amuay, el proyecto de Coquización Retardada reducirá la producción de residual de alto azufre, al procesar 34.000 b/d de breca para obtener productos livianos y coque. Los beneficios para la Nación serán de unos 7.500 millones de bolívares al año.

- Corpoven completó los proyectos de ampliación de la unidad de Craqueo Catalítico en la Refinería El Palito y casi duplicó la capacidad de la unidad de Alquilación en su Refinería de Puerto La Cruz.

- Petróleos de Venezuela concretó acuerdos con la firma alemana Veba Oel A.G. para la adquisición parcial de la refinería de Schwedt y mayor participación en la refinería de Neustadt, ambas en Alemania.

1992

- La capacidad instalada de refinación de Petróleos de Venezuela en Estados Unidos, a través de Citgo y sus filiales de propiedad total, llegó este año a 564.000 b/d, y 76.500 b/d (50 %) en la empresa Chicago/The Uno-Ven Co. Además, en Europa, PDVSA tiene capacidad porcentual instalada en nueve refinerías que suman 236.375 b/d y la Refinería Isla S.A. (Curazao), arrendada, con capacidad de 310.000 b/d. Total general en el extranjero: 1.186.875 b/d. Este año, la capacidad instalada de destilación atmosférica en las siete refinerías venezolanas fue de 1.182.000 b/d y el volumen de crudo procesado 940.000 b/d.

- En la Refinería de Amuay se completó el proyecto de Hidrogenación Selectiva

de Butadieno, para la disponibilidad de 3.000 b/d de componentes de alto octanaje para mezclas de gasolinas.

- En Europa, Nynas adquirió la empresa Briggs Oil, en Gran Bretaña, con instalaciones que incluyen dos refinerías: la de Dundee, en Escocia, como propiedad plena, y la de Eastham, cerca de Liverpool, Inglaterra, en un 50 %. Estas adquisiciones afianzan a Nynas en el mercado de asfalto y lubricantes en ese continente.

1993

- Citgo y Lyondell Petrochemical Company constituyeron en Estados Unidos la nueva empresa refinadora Lyondell-Citgo Refining Company Ltd., que mejorará y ampliará su actual refinería en Houston, Texas, con capacidad de 130.000 b/d de 22 °API para procesar 200.000 b/d de crudo de 17 °API. Citgo comercializará todos los productos de esta refinería. Citgo posee una gran flexibilidad operacional a través de sus refinerías de conversión profunda que le han permitido responder a los retos de la política ambiental y la racionalización de las actividades de refinación en los Estados Unidos.

- Para responder a las exigencias del mercado alemán, la Ruhr Oel puso en funcionamiento en el complejo de Gelsenkirchen, una unidad de Destilación al Vacío de 32.000 b/d y una de Craqueo Catalítico de 20.000 b/d.

- La prestigiosa revista Fortune menciona a Petróleos de Venezuela en el puesto 54 entre las empresas que más venden en el mundo.

- Citgo, a través de la refinería que tiene en Savannah, Georgia, con capacidad de 28.000 b/d, se convirtió en la compañía líder de asfalto terminado en la costa oriental de los Estados Unidos, al atender 41% del mercado.

1994

- Los 743 días de operaciones ininterrumpidas logradas por el Flexicoquizador de la Refinería de Amuay, de Lagoven, con carga promedio de 61,9 mil b/d significó un récord mundial de este tipo de planta, en todos los sentidos.

- La Refinería de Amuay estrenó su nueva planta de Coquización Retardada (proyecto CRAY) diseñada para procesar 34.000 b/d de brea, proveniente de otros procesos primarios de refinación, para generar valiosos productos blancos para la exportación.

- El proyecto de Adecuación de la Refinería Cardón (PARC), de Maraven, constituyó el de mayor envergadura acometido por la industria petrolera nacional para convertir 90.000 b/d de residuales en productos blancos. La ejecución global de todas las obras llegó a 78 % del total este año y los desembolsos sumaron Bs. 159.500 millones.

- En la Refinería Cardón, de Maraven, comenzaron a funcionar las plantas de MTBE (metil-ter-butil-éter) y de TAME (ter-amil-metil-éter) para integrarse al sistema de producción de 40.000 b/d de gasolina reformulada, mediante la tecnología ETHEROL, propiedad de Intevep, filial de PDVSA. Costo: Bs. 6.049 millones.

- Petróleos de Venezuela firmó un nuevo contrato de arrendamiento por veinte años para operar la Refinería Isla (Curazao). El contrato estipula la incorporación de nuevas instalaciones para modernizar el funcionamiento de la refinería.

1995

- Lagoven inauguró una nueva unidad Recuperadora de Azufre de 360 tm/d de capacidad en su Refinería de Amuay. Esta tercera planta aumenta la producción de la empresa a 10.000 tm/d.

1996

• Maraven inauguró el jueves 14 de marzo las plantas e instalaciones conexas de su proyecto PARC (Proyecto de Adecuación de la Refinería Cardón). Costo: \$2.500 millones, que representan una planta de Coquización Retardada de 60.000 b/d; una Hidrotratadora

de Destilados de 48.500 b/d; una Hidrotratadora de Nafta de 60.000 b/d; una Reformadora Catalítica de 45.000 b/d; dos plantas de Azufre, de 220 tm/d cada una; una planta de Tratamiento de Amino, de 470 tm/d, y una Despojadora de Agua Acidulada, de 1.500 tm/d.



Fig. 6-48. Las refineras del Centro de Refinación Paraguaná, estado Falcón, a 40 kilómetros una de otra en línea recta por la costa, están ubicadas sobre el golfo de Venezuela, con salida directa al mar Caribe. La posición geográfica de ambos complejos permite abastecerlos por gasductos, oleoductos y tanqueros desde los campos petroleros de la cuenca de Maracaibo. Geográficamente bien ubicadas, ambas refineras despachan sus productos a terminales del exterior por tanqueros, y en el país por tanqueros y vía terrestre. Para mayor eficiencia y soporte de sus operaciones, las dos refineras están interconectadas y a partir del 1° de enero de 1998, de acuerdo con la transformación organizacional anunciada a mediados de julio de 1997 para toda la corporación, todas las refineras pasaron a ser manejadas por la Unidad PDVSA Refinación y Comercio, de la División PDVSA Manufactura y Mercadeo, de PDVSA Petróleo y Gas. A partir de esa fecha, Amuay y Cardón forman el Centro de Refinación Paraguaná.

Tabla 6-12. Resumen de la capacidad nominal de refinación

		MBD por día de operación					
Empresa	Refinería Ubicación	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Lagoven	Amuay, Falcón	635,0	635,0	635,0	635,0	635,0	635,0
Maraven	Cardón, Falcón	300,0	300,0	305,0	305,0	305,0	305,0
Corpoven	Bajo Grande, Zulia	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4	15,4
	El Palito, Carabobo	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	118,0
	El Toreño, Barinas	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
	Puerto La Cruz, Anzoátegui	199,0	199,0	199,0	199,0	199,0	199,0
	San Roque, Anzoátegui	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	-
A. Total Venezuela		1.269,7	1.269,7	1.274,7	1.274,7	1.274,7	1.277,8
Empresa	Refinería Ubicación	Petróleo procesado, b/d					
Lagoven	Amuay, Falcón	438,0	474,5	444,6	440,1	430,3	475,0
Corpoven	El Palito, Carabobo	98,5	102,0	104,5	100,0	110,0	117,8
	El Toreño, Barinas	5,1	5,1	5,2	4,3	2,0	-
	Puerto La Cruz, Anzoátegui	145,6	145,9	109,7	135,5	113,2	117,9
	San Roque, Anzoátegui	5,2	5,1	4,7	5,2	5,2	5,2
	Maraven	Cardón, Falcón	244,7	274,2	265,5	259,6	271,6
B. Total	Bajo Grande, Zulia	1,9	7,4	7,2	5,2	5,4	6,6
		917,1	1.014,2	941,4	949,9	937,7	1.005,0
Porcentaje utilización B/A		72,2	79,9	73,9	74,5	73,6	78,7

Fuentes: MEM-PODE, 1994, p. 48; 1995, p. 59.
 Oil and Gas Journal, December 18, 1995, p. 41.
 Lagoven, Resumen de Actividades, 1995, p. 15.

Tabla 6-13. Capacidad de las refinerías venezolanas

Capacidad de carga	Total	El Palito	El Toreño	Puerto La Cruz	San Roque	Amuay	Cardón
Crudo, b/d	1.177.000	115.000	4.800	195.000	5.200	571.000	286.000
Dest. vacío, b/dc	548.370	63.000	-	-	1.770	336.000	147.600
Op. térmica	134.100	-	-	-	-	52.100	82.000
Craq. cat., b/dc	234.900	52.000	13.000	-	-	97.200	72.700
Ref. Cat., b/dc	9.200	9.200	-	-	-	-	-
Hidrocrac. cat., b/dc	9.200	9.200	-	-	-	-	-
Hidrotrat. cat., b/dc	275.400	-	-	-	-	63.000a 149.000b	32.300a 31.100b

(a) Tratamiento de destilados.
 (b) Pretratamiento de carga para la unidad de craqueo catalítico.

Capacidad de producción

A/P/D, b/dc	64.700	20.000	-	4.100	-	17.800	22.800
Aromat./Isomer., b/dc	22.800	3.500	-	-	-	9.800	9.500
Lubricantes, b/dc	8.100	-	-	-	-	2.100	6.000
Hidrógeno, MMpcd	111,8	6,8	-	-	-	81	24
Asfalto, b/dc	39.800	-	-	-	-	39.800	-

A/P/D = Alquilación/Polimerización/Dimerización.

Fuente: Oil and Gas Journal, December 18, 1995, p. 90.

Tabla 6-14. Petróleo procesado y rendimiento, refinerías venezolanas

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	
A. Producción de petróleo, MBD	2.136,9	2.388,4	2.390,2	2.475,0	2.617,4	2.799,0	
B. Petróleo procesado, MBD	917,1	1.014,2	941,4	949,9	937,7	1.005,0	
Tipo de crudo procesado, MBD							
Liviano	405,0	397,4	334,5	389,8	378,7	446,4	
Mediano	457,2	515,7	551,0	429,4	458,6	429,0	
Pesado	54,9	101,1	55,9	81,7	100,4	129,6	
Total crudos	917,1	1.014,2	941,4	949,9	937,7	1.005,0	
Porcentaje B/A	42,9	42,5	39,4	38,4	35,8	37,7	
Productos, MBD							
		Porcentaje de rendimiento					
G.L.P.	7,9	7,1	7,6	9,1	8,2	9,2	
Naftas/gasolinas	169,2	149,0	162,8	171,4	138,3	164,5	
Gasolina de motor	166,5	173,4	175,1	182,9	189,3	198,3	
Querosén/turboquerosén	74,5	79,0	81,7	81,8	75,1	92,0	
Otros destilados	243,5	295,8	245,4	243,3	262,0	285,7	
Residual bajo azufre	6,6	9,6	8,1	7,4	9,0	9,2	
Residual alto azufre	242,9	286,1	236,8	235,1	250,6	228,0	
Asfaltos	30,7	28,1	29,2	26,9	25,5	27,4	
Lubricantes y bases	6,2	7,4	7,5	8,0	7,2	6,8	
Otros	6,3	7,3	7,8	8,0	6,7	19,2	
Subtotal	954,3	1.042,8	962,0	973,9	971,9	1.040,3	
Consumo	61,5	64,0	64,8	68,9	64,0	66,5	
Propio (pérdidas)/ganancias	(9,4)	(8,8)	(13,7)	(18,2)	(10,4)	(16,9)	
Total productos	1.006,4	1.098,0	1.012,1	1.023,6	1.025,5	1.090,0	

Fuente: MEM-PODE, Dirección de Refinación y Petroquímica, 1994, p. 49; 1995, p. 61.

Tabla 6-15. Refinerías de PDVSA en el exterior

País	Capacidad instalada MBD	Participación PDVSA MBD	Suministro de crudo por PDVSA, 1994 MBD
Antillas Neerlandesas			
Refinería Isla, Curazao	310	310	186
Estados Unidos			
Lake Charles, Louisiana	320	320	145
Corpus Christi, Texas	140	140	129
Paulsboro, New Jersey	84	84	35
Savannah, Georgia	28	28	13
Houston, Texas	265	29	135
Lemont, Illinois	153	77	130
	990	678	587
Europa			
Gelsenkirchen, Alemania	226	113	
Neustadt, Alemania	144	36	
Karlsruhe, Alemania	174	29	192
Schwedt, Alemania	240	45	
Nynasham, Suecia	25	13	
Antwerp, Bélgica	14	7	
Gothenburg, Suecia	11	6	64
Dundee, Escocia	10	5	
Eastham, Inglaterra	26	6	256
	870	260	512
Total	2.170	1.248	1.285

Fuente: Petróleos de Venezuela, Informe Anual, 1995, p. 33.

Referencias Bibliográficas

1. ALEXANDER, Mary: **How Petroleum Hydrocarbons Are Named**, Oil and Gas Journal, 24-8-1953, p. 124.
2. American Society of Mechanical Engineers (A.S.M.E.): **Boiler and Pressure Vessel Committee**, New York, 1971.
3. A.S.T.M. (American Society of Testing Materials): **Benzene, Toluene, Xylene and Solvent Naphtha**, Philadelphia, September 1956.
4. CONANT, James B.; BLATT, Albert H.: **The Chemistry of Organic Compounds**, The Macmillan Company, New York, 1947.
5. CRAM, D.J.; HAMMOND, G.S.: **Química Orgánica**, McGraw-Hill Book Company, Inc., New York, 1963.
6. Foninves: **La Refinación del Petróleo en Venezuela**, Caracas.
7. **Hydrocarbon Processing**: "1980 Refining Process Handbook", September 1980, p. 93.
8. KALICHEVSKY, Vladimir A.; KOBE, Kenneth A.: **Petroleum Refining with Chemicals**, Elsevier Publishing Company, New York, 1956.
9. KALICHEVSKY, Vladimir A.: **Modern Methods of Refining Lubricating Oils**, Reinhold Publishing Corporation, New York, 1938.
10. KEENER, Joseph; KEYES, Frederick G.: **Thermodynamics Properties of Steam**, John Wiley and Sons, New York, 1944.

11. Lagoven S.A., Caracas:
 1. MPRA, Sept. 1980
 2. **Proyecto de Modificación del Patrón de Refinación de la Refinería de Amuay.**

12. MACKIE, W.F.; FIELD, John; BASKIN, R.M.; MARTINEZ PONTE, J.R.: **Refinación**, Capítulo VI, pp. 319-371, Convención Nacional de Petróleo, Ministerio de Minas e Hidrocarburos, Caracas, 1951.

13. MARTINEZ, Anibal R.: **Chronology of Venezuelan Oil**, George Allen and Unwin Ltd., Ruskin House-Museum Street, London, 1969.

14. Ministerio de Energía y Minas, Caracas:
 1. **Memoria y Cuenta** (anual).
 2. **PODE** (anual), años 1984 a 1994.

15. NELSON, W.L.: **Petroleum Refinery Engineering**, McGraw-Hill Book Company, Inc., New York, 1958.

16. NELSON, W.L.: **Evaluation of Crude Oils and Stocks**, The Science of Petroleum, Oxford University Press, Oxford, England.

17. NELSON, W.L.: "Question on Technology", en: **Oil and Gas Journal**:
 1. "Which Processes are important in Gasoline Manufacture", 8-4-1963, p. 77.
 2. "Clean-Water Needs of Refineries", 2-1-1963, p. 80.
 3. "Complexity of World Refineries", 2-11-1964, p. 69.
 4. "What Are Average Distillation Curves of Crude Oils", 14-10-1968, p. 126.

18. **Oil and Gas Journal:**
 - "Guide to World Crudes", April 26, 1976, p. 112; May 10, 1976, p. 85; May 24, 1976, p. 78; June 7, 1976, p. 139; June 21, 1976, p. 137; July 5, 1976, p. 98.
 - "Worldwide Refining", December 18, 1995.
 - "Worldwide Construction Update", April 8, 1996.
19. PERRY, R.P.; CHILTON, C.H.: **Chemical Engineers Handbook**, McGraw-Hill Kosakusha, México, 1973.
20. RHODES, Anne K.: "Venezuelan refiner completes \$2.5-billion refinery expansion", en: **Oil and Gas Journal Special**, March 18, 1996, pp. 51-62.
21. ROSSINI, F.D.; MAIR, B.J.; STREIFF, A.J.: **Hydrocarbons From Petroleum**, Reinhold Publishing Corporation, New York, 1953.
22. SILLIMAN Jr., Benjamin: **The First Scientific Analysis of Petroleum, 1855. A Facsimile of a Report on the Rock Oil, or Petroleum, From Venango County, Pennsylvania**, printed By Paul H. Giddens, Meadville, Pennsylvania, 1949.
23. STORMONT, D.H.: "How to Be Sure You Are Buying the Right Crude for Your Needs", en: **Oil and Gas Journal**, 5-04-1963, p. 108.
24. The Babcock and Wilcox Company: **Steam - Its Generation and Use**, New York, 1955.
25. The Chemical Publishing C.: **Chemical and Engineering Dictionary**, New York.
26. Petróleos de Venezuela S.A.: **Informe Anual**, años 1984 a 1995, Caracas.