

La energía procedente de los combustibles fósiles

El petróleo ha ayudado a hacer posible el dominio sobre el mundo físico. Nos ha dado nuestra vida cotidiana y, literalmente, mediante los productos agrícolas y el transporte, nuestro pan de cada día. También ha alimentado conflictos mundiales por la primacía política y económica. Mucha sangre se ha derramado en su nombre. La intensa, y a veces violenta, búsqueda del petróleo —y de la riqueza y el poder que conlleva— seguirá seguramente mientras el petróleo mantenga su lugar de privilegio. Hemos vivido un siglo en que cada uno de los aspectos de nuestra civilización se ha visto transformado por la moderna y sorprendente alquimia del petróleo. Realmente, pertenecemos a la era del petróleo.

Daniel Yergin, *El Premio*, 1991



La rápida expansión de la industria del petróleo a comienzos del siglo xx, junto con la creencia de que los suministros de crudo eran casi ilimitados, llevó en ocasiones a un intenso agrupamiento de los pozos, como se observa en Signal Hills, California, hacia 1920. (Cortesía de la Compañía Petrolera Shell.)

Puntos esenciales

- Los combustibles fósiles más familiares y las fuentes de energía más importantes son en la actualidad el carbón, el petróleo y el gas natural. Menos conocidos, pero con importancia local o potencial, son la turba, las pizarras bituminosas, las arenas asfálticas y los crudos pesados.
- El carbón se forma como resultado de la acumulación, enterramiento, compactación y calentamiento progresivo de plantas terrestres, y se clasifica según cantidades crecientes de contenido en carbono. Comienza como turba, pero se puede transformar en lignito, carbón sub-bituminoso, hulla y antracita.
- El petróleo se forma a partir de la materia orgánica marina que queda atrapada en los sedimentos y se transforma como resultado del incremento de la temperatura y la presión durante su enterramiento.
- El gas natural está compuesto principalmente por metano (CH_4), se forma por procesos biogénicos cuando las bacterias descomponen la materia orgánica enterrada a poca profundidad, y por procesos termogénicos cuando la temperatura y la presión del enterramiento profundo ocasiona cierta descomposición y reconstitución de la materia orgánica.
- El petróleo, aunque conocido desde la antigüedad, inició una etapa moderna de producción a partir del pozo perforado por Edwin L. Drake en Titusville, al noroeste de Pensilvania, en 1859.
- Las acumulaciones de petróleo sólo muestran valor económico en los puntos en que cantidades suficientemente grandes han emigrado desde la roca madre a rocas porosas y permeables que funcionan como trampas estructurales o estratigráficas.
- El petróleo sale muy rara vez de forma natural de pozos y afloramientos; por lo general, es forzado a salir mediante bombeo, o bien se facilita su extracción con la inyección de sustancias químicas o vapor; de esta forma se consigue que abandone los poros de las rocas. Aun así, más o menos la mitad del petróleo queda atrapado en ellas.
- La producción mundial de petróleo se incrementó sustancialmente entre los años 1950 y 2000, y actualmen-

te está cerca de los 75 millones de barriles/día (28.000 millones de barriles anualmente). La tasa del consumo es un millón de veces más rápida que la tasa de generación natural de petróleo nuevo.

- La producción de petróleo de los Estados Unidos tuvo su punto álgido en 1970 y fue disminuyendo desde entonces; esta tendencia, unida a un aumento en la demanda, ha tenido como resultado un aumento en las importaciones de petróleo.
- La OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) controla cerca de las tres cuartas partes de las reservas mundiales de petróleo; más o menos un billón (10^{12}) de barriles; Arabia Saudí, con 260.000 millones de barriles, dispone de las mayores reservas.
- Se ha pronosticado que la producción de petróleo líquido alcanzará su máximo mundial en el primer cuarto del siglo XXI. Esto probablemente tendrá como resultado una subida del precio, que fomentará la búsqueda de fuentes energéticas alternativas, necesidad que hasta ahora siempre había estado cubierta por el petróleo.
- El uso del gas natural se ha multiplicado por cinco desde 1960 y hoy se transporta en gran parte median-

te gaseoductos y como gas natural licuado. El metano de capas de carbón se extrae cada vez más, y se utiliza como una nueva fuente de gas natural.

- Las arenas asfálticas, los crudos pesados y las pizarras bituminosas contienen grandes cantidades de petróleo potencialmente extraíble; la mayor parte de estos productos son poco rentables, pero hay nuevas tecnologías que comienzan a permitir el aumento de producción.
- A partir aproximadamente de 2003, la combinación de la reducción de producción de petróleo en Irak, el rápido crecimiento de la demanda de petróleo en el mundo y la caída del valor del dólar americano, hizo que el precio del petróleo empezara a subir, pasando de unos 60 dólares por barril en 2003, a unos 150 dólares en 2008. En febrero de 2009, el precio del barril cayó por debajo de los 40 dólares. Del análisis de las repentinas variaciones que ha tenido el precio del petróleo durante los últimos años, parece que se ha iniciado un periodo de incertidumbre en el que la predicción de su precio durante los próximos años va a resultar difícil.

Introducción

Cada acción que tomemos, cada proceso que diseñemos —aun el proceso de leer estas palabras y pensar su significado— requiere **energía**, que es la habilidad real o potencial de desarrollar un **trabajo**. La función primaria de las máquinas que construimos es convertir la energía en trabajo útil. Nosotros mismos somos máquinas que convertimos la energía química almacenada en la comida que ingerimos en actividades físicas y mentales que consideramos trabajo útil. Desafortunadamente, no somos muy eficientes, desde el punto de vista exclusivo de funcionamiento como máquinas. Incluso en el límite de nuestro esfuerzo, cada uno de nosotros sólo es capaz de realizar el suficiente trabajo como para mantener encendida una bombilla de 75 vatios. Por causa de nuestras limitaciones, ya hace mucho tiempo que nuestros antepasados se dieron cuenta de la necesidad de buscar fuentes de energía complementaria, para hacer cosas que no deseaban o podían hacer. Las primeras fuentes suplementarias de energía fueron probablemente otros humanos (esclavos) y animales. Como estas fuentes se mostraron insuficientes, idearon medios cada vez más sofisticados, tales como las velas de los barcos, los molinos de viento, las ruedas hidráulicas, los motores de vapor y de combustión inter-

na, los motores eléctricos y, con el tiempo, hasta las centrales nucleares.

El apetito humano por la energía ha crecido tanto que esos aportes suplementarios de energía actualmente son mucho mayores que el aporte muscular individual, en todos los aspectos de la vida. Mientras que nuestros primeros antepasados basaban su actividad en la energía de sus propios cuerpos, ahora somos capaces de multiplicar nuestra propia energía corporal mediante una inmensa gama de ayudas suplementarias. Podemos imaginar esta energía suplementaria como esclavos silenciosos que trabajan continuamente para alimentarnos, vestirnos y mantenernos. El número de estos *esclavos energéticos* disponibles varía mucho entre un país y otro. Así, la energía suplementaria que cada persona utiliza equivale a 15 esclavos energéticos en India, 30 en Sudamérica, 75 en Japón, 120 en Rusia, 150 en Inglaterra y el resto de Europa y cerca de 300 en Estados Unidos y Canadá. Podemos ver el trabajo en forma en numerosas máquinas que efectúan trabajos para nosotros, pero cada una de estas máquinas tiene una fuente de energía que suministra la Tierra; tales son el petróleo, el gas natural, el carbón, las corrientes de agua o el uranio. Para visualizar cuán dependientes hemos llegado a ser de estas energías esclavas, podemos considerar lo que sucedería si estos esclavos se pusieran en huelga (que sería el caso equivalente al hecho de que

todos los suministros de energía de la Tierra se agotarán, o si de repente las fuentes energéticas dejaran de estar disponibles, como se temió por algunos al comienzo del nuevo milenio). Quedaríamos limitados a nuestro propio trabajo muscular para hacer frente a todas nuestras necesidades. Nuestra sociedad tecnológica se detendría bruscamente y muy pronto nos veríamos incapaces de alimentar y mantener la población mundial. Con la fuerza muscular sola sería imposible detener la inevitable miseria, hambruna y pestilencia que reduciría rápidamente la población mundial. Los sobrevivientes se verían forzados a vivir como lo hacían nuestros antepasados miles de años atrás, antes de la explotación de los recursos que ahora proporcionan la mayor parte de nuestra energía suplementaria.

Unidades de energía

Como la energía es la capacidad de realizar un trabajo, y como hay muchos tipos de trabajo —mecánico, eléctrico y térmico, por ejemplo— existen muchos tipos de unidades con los que poder medir la energía. El **julio** es una unidad eléctrica que se define como la energía necesaria para mantener un flujo de 1 amperio durante 1 segundo a un potencial de 1 voltio; la **caloría** es una unidad de calor y es la energía necesaria para aumentar la temperatura de 1 gramo de agua 1 °C, mientras que la **unidad térmica británica** (*british thermal unit, o BTU*), otra unidad de calor, es la energía necesaria para aumentar 1 libra de agua 1° Fahrenheit. La variedad y la correspondencia de unidades de energía se muestran en la Tabla 5.1. Para poder comparar la energía que los humanos podríamos extraer de varias fuentes, utilizaremos el julio como unidad estándar de energía. Sin embargo, para permitirnos relacionarlo con las estadísticas energéticas de las que oímos hablar a diario, estableceremos también la equivalencia de los julios con las unidades que comúnmente se emplean, tales como toneladas de carbón, barriles de petróleo o metros cúbicos de gas.

Aunque la energía total disponible de cualquier fuente sea importante, debemos tener en cuenta también la cantidad de energía utilizable y la tasa máxima de suministro. En el caso de un molino de viento, por ejemplo, no podemos obtener más energía que la que permite la velocidad del viento, que hace girar las aspas. Debemos, por tanto, considerar también una función dependiente del tiempo, llamada **potencia**, mediante la cual queremos expresar la energía consumida por unidad de tiempo. El término muy utilizado **caballo de vapor**, familiar para la mayoría de las personas, tuvo su origen en la potencia desarrollada por caballos, que tiraban de arados y vagones. Se ha mantenido como una medida de energía

de motores, incluso en automóviles, porque en 1766 James Watt comparó la potencia de su máquina de vapor con la de un caballo. En este texto, para ser rigurosos, la unidad de la potencia que se va a utilizar es el **vatio**, que se define como el consumo de un julio de energía eléctrica por segundo. El vatio es de uso común en las conversaciones diarias sobre aplicaciones domésticas y bombillas y llegará a ser incluso más familiar a medida que se incrementa el uso de energías renovables, como el calor y la luz del sol. Al igual que con el alimento y otros recursos renovables, lo importante no es tanto la cantidad total de energía solar que éste tiene o que alcanzará la Tierra, sino la tasa o velocidad con la que sigue llegando hasta nosotros.

El uso cambiante de la energía

La progresión humana desde un simple cazador-recolector hasta convertirse en un individuo moderno desde un punto de vista tecnológico se ha caracterizado por enormes aumentos en las cantidades de energía suplementaria consumida y por cambios determinados por las fuentes de la energía. El uso de energía suplementaria permaneció relativamente constante hasta que la Revolución Industrial barrió Europa y Norteamérica, en los siglos XVIII y XIX. Antes de esa época, las fuentes primarias de energía suplementaria eran la madera, el viento, el agua corriente y los animales.

El desarrollo de la Revolución Industrial en Inglaterra requirió cantidades sin precedentes de combustible para impulsar las recién inventadas máquinas de vapor. Pronto se demostró que la madera no satisfacía esas necesidades, y que las Islas Británicas estaban en peligro de quedar deforestadas. Por lo tanto, los británicos fijaron su atención en el carbón, que demostró ser una fuente de calor mucho más importante. El carbón rápidamente se convirtió en el combustible de la Revolución Industrial en todo el mundo, lo que acarrió dos importantes cambios simultáneos en las formas de utilizar la energía por parte de las naciones industrializadas: la cantidad total de energía utilizada aumentó espectacularmente, y el carbón reemplazó rápidamente a la madera como combustible principal. El escenario se reprodujo de forma parecida en todos los países, y está especialmente bien ilustrada para los Estados Unidos en la Figura 5.1. En 1850, la madera constituía aproximadamente el 90 por ciento de las fuentes de combustible de los estadounidenses; hacia 1880 había descendido hasta un 50 por ciento, y hacia 1900 sólo alcanzaba un 10 por ciento. El carbón sustituyó a la madera y siguió siendo la fuente energética más importante, con consumos cercanos al 75 por ciento hacia 1920, hasta que

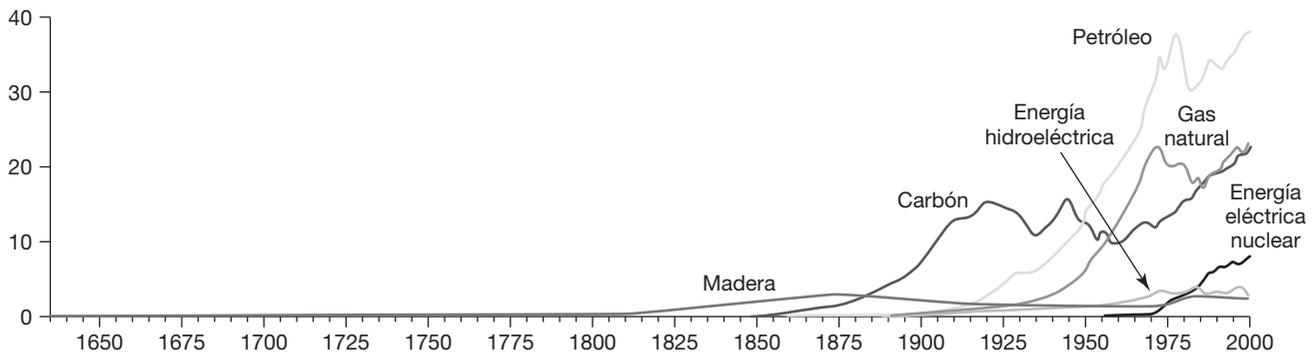
Tabla 5.1 Equivalencias de energía

1 btu	= 252 calorías gramo = 1055 julios = $2,93 \times 10^{-4}$ kwh
1 julio	= 0,239 calorías gramo = 0,00095 btu = $2,78 \times 10^{-7}$ kwh
1 caloría gramo	= 4,189 julios = 0,00397 btu
1 watio	= 1 julio/seg = 0,239 cal/seg = 0,0569 btu/min = 0,00134 HP
1 Quad (btu)	= 10^{15} btu = $1,05 \times 10^{18}$ julios = $2,93 \times 10^{11}$ kwh
▶ 1 millón (10^6) btu equivale aproximadamente a:	
41	kg de producción de carbón bituminoso y lignito (1982)
56,7	kg de madera secada al horno
30,3	litros de gasolina para motor, o lo suficiente para mover un automóvil de tipo medio (norteamericano) unos 200 km (tasas de 1981)
10	botellas de gas natural (seco)
41,7	kg de propano
1,2	días de consumo de energía <i>per cápita</i> en los Estados Unidos (tasas de 1982)
2	meses de la energía de la dieta de un trabajador
20	cajas (240 botellas) de vino de mesa
▶ 1 millón btu de combustible fósil quemado para producción eléctrica puede generar unos 100 kwh de electricidad, mientras que se necesitan unos 300 kwh de electricidad para producir 1 millón btu de calor.	
▶ 1.000 billones (10^{15}) de btu equivalen aproximadamente a:	
40	millones de toneladas de producción de hulla y lignito
54,4	millones de toneladas de madera seca
353.000	millones de metros cúbicos de gas natural (seco)
170	millones de barriles de crudo
500.000	barriles/día de crudo durante un año
35	días de importación de petróleo en Estados Unidos (tasas de 1982)
30	días del consumo total de los automóviles de Estados Unidos (tasas de 1982)
▶ 1 barril de crudo equivale aproximadamente a:	
161,4	m ³ de gas natural (seco)
0,26	toneladas de producción de carbón bituminoso y lignito
1.700	kwh de consumo de electricidad
▶ 1 tonelada de hulla o lignito equivale aproximadamente a:	
4	barriles de petróleo crudo
633	m ³ de gas natural (seco)
6.600	kwh de consumo de electricidad
▶ 1.000 metros cúbicos de gas natural equivalen aproximadamente a:	
6,3	barriles de crudo
1,6	toneladas hulla o lignito
10.600	kwh de consumo de electricidad
▶ 1.000 kwh de electricidad equivalen aproximadamente a:	
0,59	barriles de crudo (aunque se necesiten casi 1,7 barriles para producir 1000 kwh)
0,15	toneladas de hulla o lignito (aunque se necesiten 0,5 t para producir 1000 kwh)
93,4	m ³ de gas natural (seco) (aunque se necesiten casi 275 m ³ de gas para producir 1000 kwh)
103	litros de gasolina

la rápida expansión del petróleo y el gas lo sobrepasaron en las décadas de los 40 y 50. La producción total de energía en Estados Unidos y en el resto del mundo creció espectacularmente entre 1940 y la década de los 70, hasta que en 1973 tuvo lugar el embargo del petróleo por parte de la OPEP, y el incremento de los precios de los crudos conmocionó el mundo. Estos eventos condujeron a una tasa de crecimiento más lenta de la demanda energética mundial, y a un ligero decrecimiento en el consumo de energía de algunos países importantes, como Estados Unidos (Figura 5.1). No obstante, la energía total consumida en Estados Unidos a principios del siglo *xxi* era diez veces mayor que la que se consumía a principios del siglo *xx*; en el mismo lap-

so de tiempo, la población de Estados Unidos se incrementó sólo unas 3,6 veces (desde 76 millones a cerca de 275 millones de personas).

Desde 1880, aproximadamente, los combustibles fósiles —carbón, petróleo y gas natural— se han empleado como las mayores fuentes de energía de los Estados Unidos y de todas las demás naciones industrializadas. En la actualidad se ha hecho evidente que la disponibilidad de estos combustibles, aunque grande, es limitada, y que algún día se necesitarán otros combustibles para reemplazarlos. Así, parece que el periodo comprendido entre 1880 y, aproximadamente, 2100 o 2200 se conocerá probablemente por los historiadores del futuro como la *Era de los Combustibles Fósiles*. Esto nos lleva a una pregunta impor-



▲ **Figura 5.1.** La naturaleza cambiante del suministro de energía de Estados Unidos. La madera fue la principal fuente de energía hasta aproximadamente 1880, que fue sustituida por el carbón. El carbón fue la principal fuente de energía durante la Revolución Industrial extendiéndose hasta más o menos 1950. El desarrollo de los automóviles impulsó el petróleo que se ha mantenido en una posición dominante hasta la actualidad. El gas natural ganó importancia después de la instalación de líneas de conducción en las décadas de 1940 y 1950; la energía nuclear sólo empieza a emplearse después de los años 50. Es evidente que los combustibles fósiles continuarán representando la principal fuente de energía en EE.UU. durante la primera mitad del siglo XXI. (Fuente: Información de la Administración de la Energía.)

tante: «¿Cuáles serán las fuentes de energía después de la era de los combustibles fósiles?» El ascenso relativamente rápido de la energía nuclear en 1960 y 1970, y las numerosas centrales nucleares que planificaron las empresas de servicio público estadounidenses desde mediados hasta finales de los 70 parecieron asegurar, por un momento, que el uso de la energía nuclear al final superaría a los combustibles fósiles. La generación de electricidad en centrales nucleares se proyectó para ser segura, eficiente y tan barata que los contadores de luz caseros llegarían a ser innecesarios. El entusiasmo por la industria de la energía nuclear se extinguió bruscamente, sin embargo, cuando se produjo una fusión parcial del reactor nuclear de la Isla de las Tres Millas, en Pensilvania, en 1979. Este suceso, junto con el enorme costo que conllevaba la construcción de centrales eléctricas, la previsión de una reducción de la demanda y la sensibilidad social ante el hecho de que la eliminación segura de los desechos nucleares es un problema enorme, llevó a la cancelación de muchas centrales proyectadas, incluso muchas ya construidas parcialmente.

La magnitud del problema de producción de energía nuclear en los Estados Unidos se comprende tal vez mejor al considerar la paralización del Sistema Washington del Suministro Público de Energía, (conocido en Washington como WPPSS, por sus siglas en inglés o, coloquialmente, «*Whoops*» en Wall Street) que tenía como objetivo la construcción de centrales eléctricas. Esta moratoria se produjo después de la inversión de 2.800 millones de dólares, y una parte importante de esta cantidad estaba soportada por acciones privadas. Este conjunto de problemas se agravó y magnificó con la fusión de la central nuclear de Chernobyl, en Ucrania, región que pertenecía entonces a la Unión Soviética, en

1986. En consecuencia, el destino a largo plazo de las 110 centrales nucleares que aproximadamente funcionan en Estados Unidos es incierto. La misma preocupación se ha manifestado en muchos países, y es bastante evidente que la cantidad total de energía generada en todo el mundo por centrales nucleares puede disminuir en la primera mitad del siglo XXI, a medida que las centrales más antiguas queden obsoletas y se vayan sustituyendo por otros tipos de instalaciones de producción. No obstante, se siguen planificando y construyendo centrales nucleares en países tales como Francia, Corea y Japón. Estas naciones, que tienen pocos recursos de combustibles fósiles propios, prefieren la energía nuclear al coste cada vez mayor y a la eventual imposibilidad de conseguir suministros de combustibles fósiles importados.

En cualquier comentario sobre energía es importante considerar tanto el uso como la fuente. Esto se muestra bien en la Figura 5.2 que, aunque se ha dibujado para los Estados Unidos, podría representar con variaciones a la mayor parte de las naciones industrializadas. El diagrama ilustra la naturaleza compleja de la generación de energía y el uso de ésta en el transporte, la industria, la vivienda y el comercio. Desafortunadamente, los principios de la Termodinámica señalan que no podemos construir máquinas con rendimientos del 100 por ciento. Las pérdidas reales de energía varían mucho, entre el 10 y el 65 por ciento, dependiendo de los medios de generación y conversión, y las mayores corresponden a la producción de electricidad (Figura 5.3). El rápido ascenso de los costes de la energía en los años 70 y el principio de la década de los 80 obligó a intensificar su ahorro y a conseguir mejoras importantes en los rendimientos, pero el rendimiento global probablemente nunca sobrepasará el 80 por ciento. Nuestro desarro-

Comentario 5.1

La Guerra del Golfo Pérsico 1990-91: petróleo, política y medio ambiente

La atención del mundo se centró en Oriente Medio desde el verano de 1990 hasta el otoño de 1991, cuando tuvo lugar un drama en el que se mezclaron recursos, política y medio ambiente. Esta región, en la que se hallan más del 60 por ciento de las reservas recuperables de petróleo líquido del mundo, ha sido objeto de la mayor preocupación mundial desde 1973, año en que la OPEP, que tiene muchos de sus países miembros en ella, impuso el embargo de crudo. Durante el verano de 1990, la tensión creció, al amenazar Iraq con la ocupación de Kuwait, país vecino de pequeño tamaño situado al sur, extraordinariamente rico en petróleo (Figura 5.A). El 2 de agosto, Iraq invadió Kuwait y reclamó el país como provincia suya. El mundo se quedó sin aliento, las exportaciones hacia occidente desde Kuwait cesaron, y el precio del petróleo se disparó. Mientras las Naciones Unidas elaboraban un plan de actuación, los países occidentales temieron por la continuidad del suministro de petróleo desde Oriente Medio, y consideraron con preocupación la posibilidad de una guerra total en la zona, y los efectos que podría tener en sus economías. El precio del petróleo, que se había mantenido por debajo de los 20 dólares/barril, subió a 40 a finales de septiembre y principios de octubre, pero comenzó a bajar hasta alcanzar cotas por debajo de 30 dólares a finales de octubre, cuando las otras naciones de la OPEP, especialmente Arabia Saudí, incrementaron la producción para atender las necesidades mundiales.

Al no llegar a un acuerdo en las negociaciones, las Naciones Unidas (UN, según sus siglas en inglés) enviaron cientos de miles de soldados a Arabia Saudí. Presintiendo un ataque inminente de los aliados, el ejército iraquí puso fuego a 749 pozos de petróleo kuwaitíes hacia el 28 de enero de 1991 (Figura 5.B y Láminas 22 y 23). Ardieron millones de barriles



▲ **Figura 5.A.** La Guerra del Golfo tuvo lugar en 1990 cuando Iraq invadió Kuwait. Terminó en 1991, cuando las fuerzas aliadas liberaron Kuwait.



◀ **Figura 5.B.** Los pozos de petróleo destruidos en Kuwait al final de la Guerra del Golfo ardieron durante más de seis meses, consumiendo grandes cantidades de crudo y creando una contaminación de gran alcance. (Fotografía por Jonas Jordan, cuerpo de ingenieros del ejército de los Estados Unidos.)

Comentario 5.1

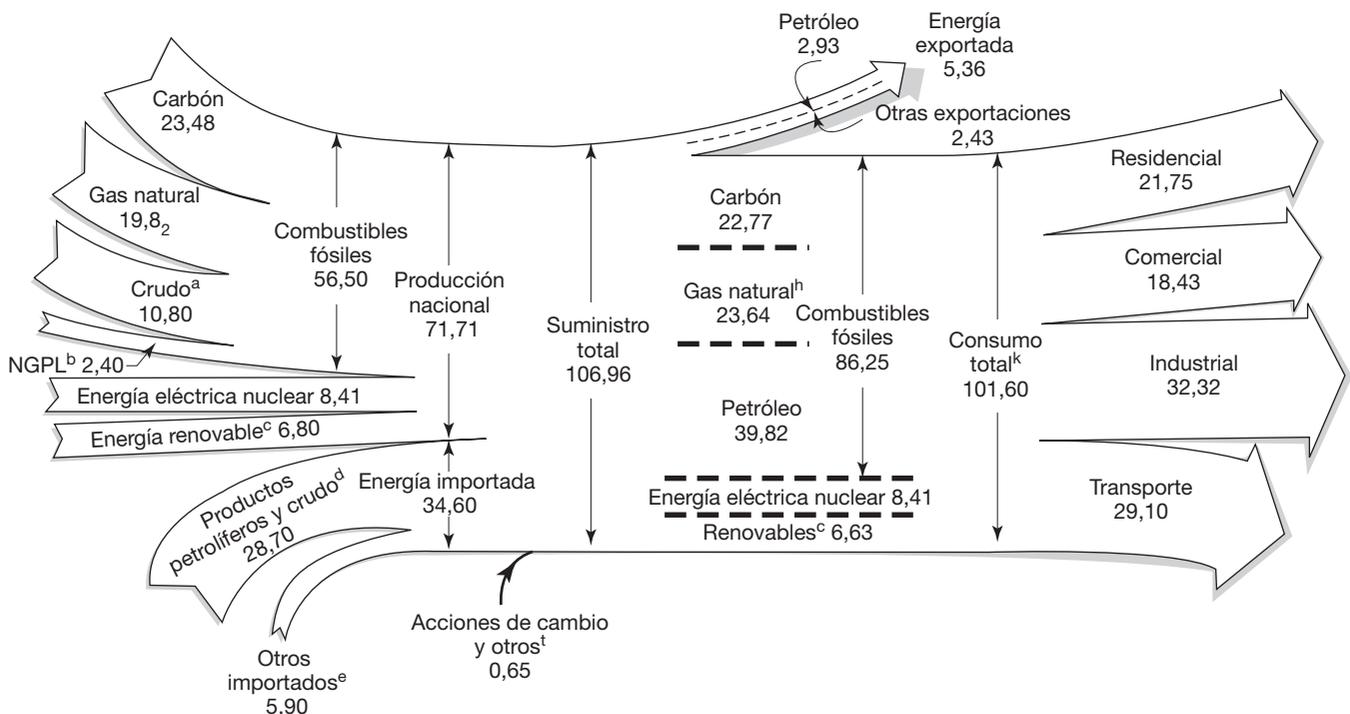
La Guerra del Golfo Pérsico 1990-91: petróleo, política y medio ambiente (continuación)

de petróleo cada día, y la humareda era tan densa que parecía de noche en pleno día. La alta presión de gas en los escapes de crudo provocó llamaradas crepitantes que ascendían decenas de metros y dejaban penachos de humo negro y hollín que se extendían cientos de kilómetros en la dirección de los vientos. Al mismo tiempo, el ejército iraquí empezó a verter crudo en el Golfo Pérsico, a fin de ralentizar cualquier asalto anfibio de las Naciones Unidas a las costas de Kuwait e Iraq. Estas acciones constituyeron una enorme pérdida de crudo y se consideraron en general como terrorismo ecológico. Las fuerzas de las Naciones Unidas atacaron el 24 de febrero de 1991, ocuparon rápidamente Kuwait occidental e Iraq meridional, y forzaron la rendición de las fuerzas iraquíes en cinco días.

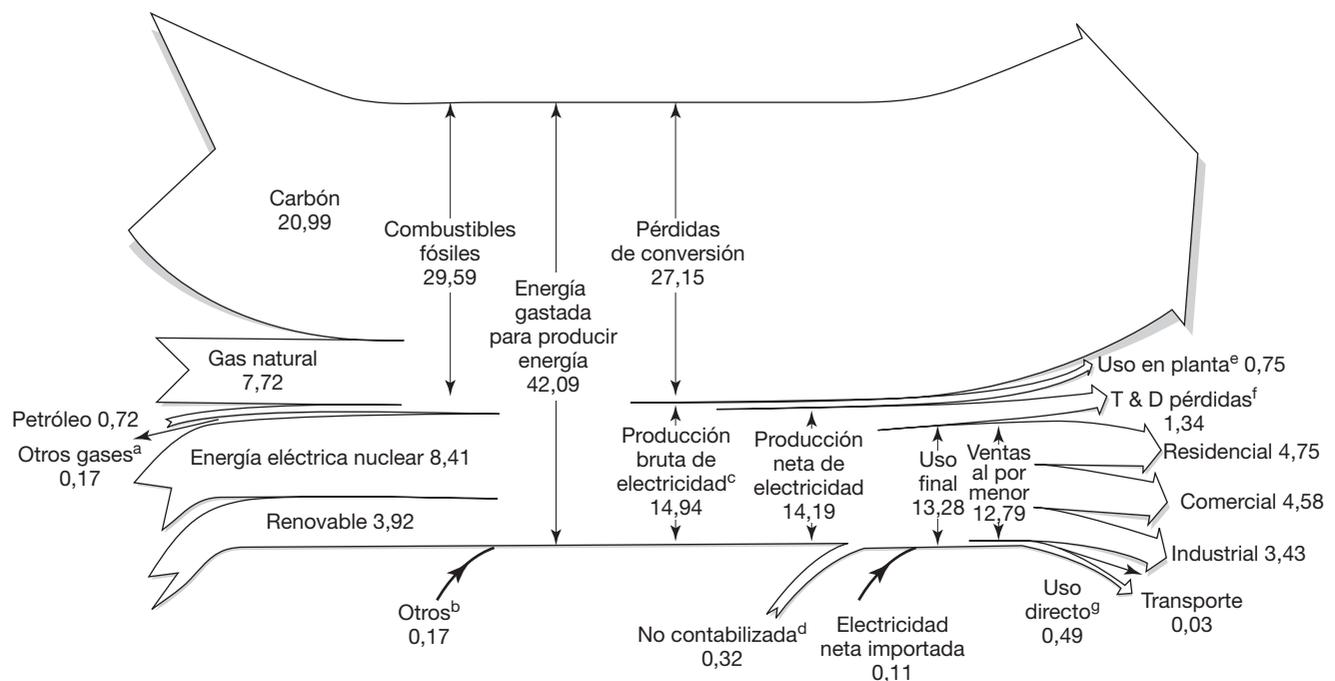
La faceta de combate de la guerra se acabó, pero las llamas de los 749 pozos seguían ardiendo y el desagüe de petróleo al Golfo Pérsico continuaba. Las estimaciones iniciales fueron que los pozos incendiados podrían seguir ardiendo durante dos años y que el petróleo derramado en el Golfo había alcanzado la cifra de 11 millones de barriles. Afortunadamente, ambas estimaciones estaban equivocadas. Cerca de 9.000 trabajadores de 37 países consiguieron extinguir completamente

los fuegos de uno en uno, y finalmente apagaron el último el 6 de noviembre de 1991.

El volumen real de petróleo vertido al Golfo Pérsico probablemente nunca se conocerá, pero se cree que se sitúa entre 2 y 11 millones de barriles; esto representa uno de los derrames más grandes en la historia. Durante las hostilidades, algunas mareas negras superaron los 130 kilómetros de largo y provocaron la muerte de innumerables pájaros, peces, tortugas y otras especies acuáticas. Un año después de la guerra, 600 kilómetros de playas sauditas continuaban tapizadas por una mezcla pegajosa de crudo y arena. Esto devastó la vida marina de la zona intermareal; las estimaciones más optimistas hablan de 80 a 100 años para conseguir la recuperación completa de la zona. Había muchos temores de que esta historia se repitiera, cuando los Estados Unidos y sus aliados invadieron Irak en 2003 en respuesta a la percepción de amenaza del dictador iraquí, Sadam Hussein, a quien se creía en posesión de armas de destrucción masiva. A pesar de la intensidad y larga duración de la Segunda Guerra del Golfo, no se produjo contaminación por petróleo. La producción de petróleo de Irak se redujo, pero volvió casi a los niveles de antes de la guerra a finales de 2008.



▲ **Figura 5.2.** Diagrama de flujo de la energía total de Estados Unidos en 2007. (Administración para la Información sobre la Energía de Estados Unidos, 2009.)



▲ **Figura 5.3.** Diagrama de flujo de la electricidad de Estados Unidos en 2007. Nótese que sólo aproximadamente un tercio de la energía se convierte realmente en electricidad utilizable. Las grandes pérdidas de la conversión se producen por la falta de rendimiento de los procesos para convertir energía calorífica en mecánica, cosa que tiene lugar en las turbinas de fábricas convencionales de electricidad. (Administración para la Información sobre la Energía de Estados Unidos, 2009.)

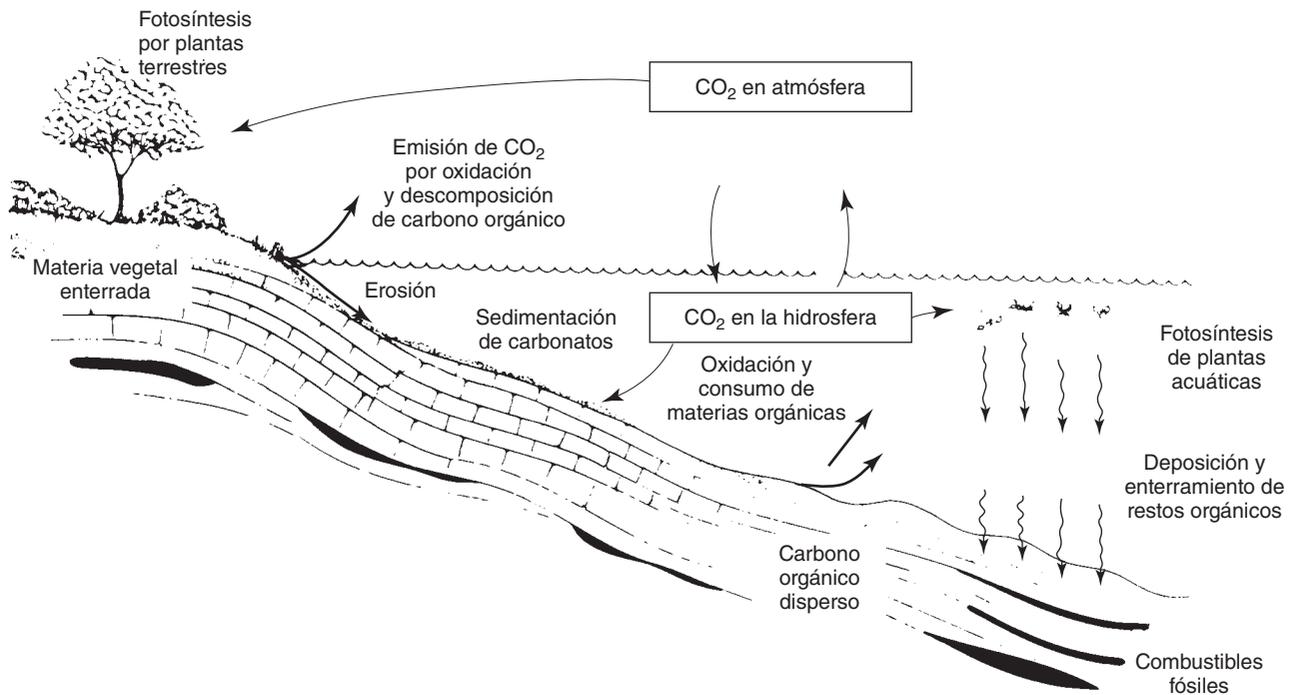
llo del tema de la energía empieza con los combustibles fósiles porque son las fuentes principales, a finales del siglo xx y principios del xxi.

Combustibles fósiles

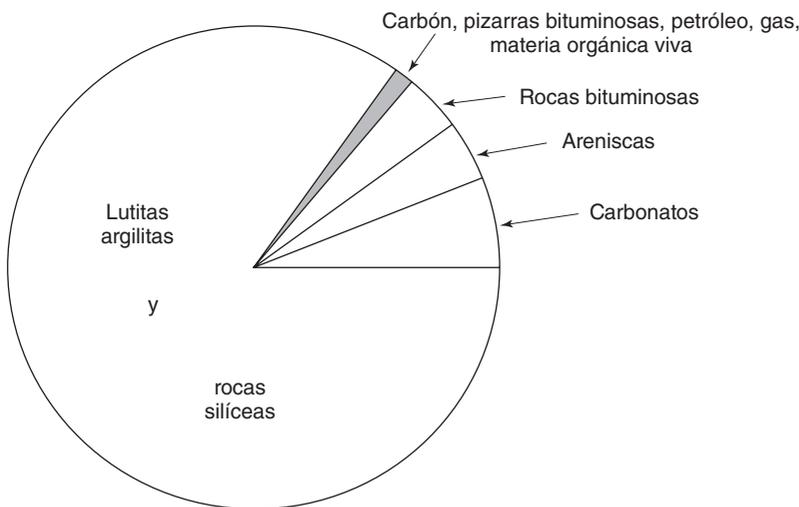
Todas las rocas sedimentarias contienen materia orgánica, con cantidades que oscilan desde trazas en algunas areniscas a constituyentes principales en carbones y pizarras bituminosas. Esta materia orgánica, formada por una gran variedad de hidrocarburos de diferentes especies moleculares, forma en su conjunto parte del **ciclo del carbono** (Figura 5.4). El ciclo del carbono es una serie compleja de reacciones químicas mediante las cuales el carbón va y viene sucesivamente de la sólida roca al aire, a gases disueltos en el agua, a las plantas y a los organismos. La mayor parte de la materia orgánica, o *biomasa*, que forma parte del reino biológico, al final es consumida o destruida, restituyendo el carbono a otra fase del ciclo. Sin embargo, una pequeña fracción de materia orgánica, que se estima que no es superior al 1 por ciento del total de la biomasa total, puede permanecer conservada por enterramiento en varios tipos de sedimentos. De este material preservado, la mayor parte se encuentra en forma de componentes minoritarios, diseminados en sedimentos de grano fino (Figura 5.5).

Cantidades menores están presentes en rocas carbonatadas, areniscas y rocas bituminosas. Sólo un porcentaje muy pequeño de la materia orgánica conservada se concentra lo suficiente como para ser valiosa como **combustible fósil**. El término *combustible fósil* tiene una definición muy imprecisa, pero generalmente se entiende como el conjunto de rocas sedimentarias derivadas de organismos, y los productos de roca que pueden ser utilizados como combustible.

El combustible fósil aparece de tres formas principales, que son familiares para muchas personas —carbón, petróleo y gas natural—. Menos conocidos, a causa del uso limitado y local, son la **turba**, la **pizarra bituminosa**, las **arenas asfálticas** y el petróleo pesado. Aunque los diversos combustibles fósiles sean muy diferentes en apariencia y se procesen y utilicen de diferentes maneras, todos comparten un origen común —todos son residuos orgánicos que han quedado atrapados en rocas sedimentarias (Figura 5.6)—. Su variedad es consecuencia de los diferentes tipos de materia orgánica (por ejemplo, las hojas y los tallos en un pantano de agua dulce o la materia orgánica del fitoplancton en una cuenca marina) y del grado de transformación ocurrido por la descomposición bacteriana, mientras el sedimento queda atrapado y después. Las causas son los incrementos de la temperatura y presión que se producen por la profundidad cada vez mayor del enterramiento.



▲ **Figura 5.4.** Componentes principales del ciclo del carbono. Los combustibles fósiles se forman por la conversión de dióxido de carbono en materia orgánica, por fotosíntesis. Después, parte de esta materia orgánica queda atrapada en sedimentos, y sólo una pequeña porción se conserva como combustible fósil.

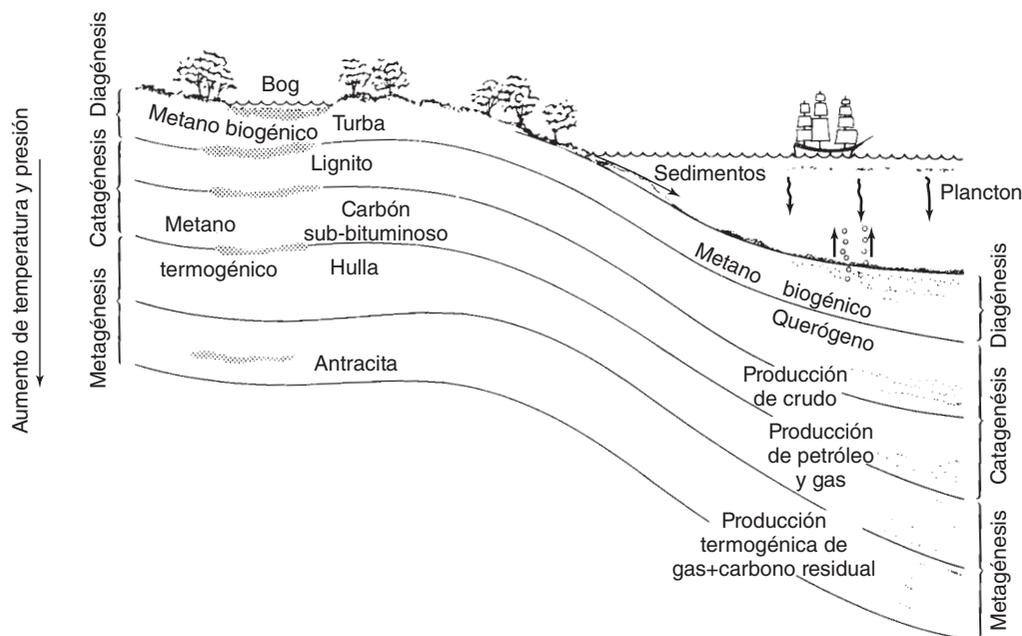


◀ **Figura 5.5.** Distribución de la materia orgánica en sedimentos en términos de masa total de carbono orgánico. Los combustibles fósiles sólo constituyen una pequeña parte de todo el carbono orgánico. (De M. A. Barnes, W. C. Barnes y R. M. Bustin, «Diagénesis 8: Química y evolución de la materia orgánica» *Canada Geoscience*, vol. 11 [1984]. Utilizado con permiso.)

Los cambios que se producen en la materia orgánica enterrada son progresivos e irreversibles; se muestran esquemáticamente en la Figura 5.5. En general, los primeros cambios, que tienen lugar cuando el enterramiento es somero, son bioquímicos y se producen como resultado del metabolismo de bacterias, hongos y otros microorganismos. Un primer producto de esta actividad, independientemente del tipo o la ubicación de la materia orgánica, es el **gas metano** (CH₄), a veces conocido como gas de ciénaga o **gas de los pantanos**. Cuando la profundidad aumen-

ta, la actividad microbiana disminuye y el aumento de presión y temperatura desplaza el agua y produce un **craqueo** o fracturación de las moléculas complejas de hidrocarburos.

El tipo original de materia orgánica juega un papel importante en la génesis del combustible fósil. Antes del periodo Silúrico (hace unos 415 millones de años) había pocas plantas terrestres; por lo tanto, el fitoplancton marino con fotosíntesis y las bacterias eran la fuente principal de materia orgánica en los sedimentos. Microorganismos similares siguen constituyendo la mayor parte de



▲ **Figura 5.6.** Diagrama esquemático de la génesis de las diferentes categorías de carbón, petróleo y gas, a partir de materia orgánica terrígena y marina. Véase la explicación en el texto.

los restos orgánicos que se encuentran en los sedimentos marinos modernos; están constituidos principalmente por proteínas, lípidos y carbohidratos. En ambientes terrestres modernos, las plantas superiores aportan resinas, ceras, ligninas y carbohidratos en forma de celulosa. La Tabla 5.2 presenta una comparación de algunos componentes orgánicos principales en los diferentes tipos de materia viva que sirven como precursores a los combustibles fósiles, junto con los contenidos en carbono, hidrógeno, azufre, nitrógeno y oxígeno de estos constituyentes, y de los combustibles fósiles.

La conversión de los residuos orgánicos en combustibles fósiles implica expulsión de agua, reducción de los contenidos de oxígeno y nitrógeno, e incremento en carbono e hidrógeno. Al producirse estos cambios, los combustibles fósiles adquieren un mayor poder calorífico en comparación con la materia orgánica fresca, como la madera y las hojas. En el reino marino la materia orgánica se altera generalmente a gas natural y petróleo líquido, mientras que en las rocas terrestres tienden a formar gas y carbón. En algunos esquistos ricos en materia orgánica —que por lo general se denominan pizarras bituminosas— las temperaturas de enterramiento no son lo suficientemente altas como para romper por completo las moléculas orgánicas originales, pero sí para transformarlas en grandes masas de ceras conocidas como **kerógeno**. De ellas se puede obtener petróleo y gas por varios procesos de refino.

Aunque los combustibles fósiles forman parte de un espectro continuo y amplio de compuestos orgánicos, se

comentarán de forma individualizada. Los combustibles fósiles convencionales —carbón, petróleo y gas natural— se comentan los primeros, seguidos por las pizarras bituminosas, las arenas asfálticas y los combustibles pesados. Todos los combustibles fósiles presentan la similitud química de que están formados principalmente por moléculas de hidrocarburos. Sus propiedades físicas distintas —desde un gas invisible como el metano, hasta el líquido untuoso de color amarillento o marrón que es el petróleo, o un sólido negro como la antracita— reflejan las enormes diferencias de formas y tamaños de las moléculas de hidrocarburo y las diferentes proporciones entre hidrógeno y carbono en los combustibles. Cuando se quema, es la combustión del carbono y el hidrógeno, junto con el oxígeno de la atmósfera, lo que produce calor; de ahí que, cuanto mayor es el contenido de estos elementos, mejor es el combustible. Al mismo tiempo, cuanto mayor contenido en carbono, más CO_2 se produce, y cuanto mayor es el contenido de hidrógeno, más H_2O se genera.

Carbón

Los combustibles fósiles que mejor guardan el testimonio de la materia orgánica de la que proceden son la turba y el carbón. En la mayoría de turbas y carbones hay abundantes impresiones de hojas, tallos, semillas y esporas de las plantas que se compactaron para formar los combustibles que ahora extraemos. Como la turba es el precursor claro de carbón, se incluye en la siguiente descripción bajo el epígrafe general de carbón. Era éste un combusti-

Tabla 5.2. Composiciones representativas de materia viva y combustibles fósiles**Parte A: Materia viva**

Sustancias	Grasas	Constituyentes mayoritarios (% en peso)	
		Proteínas	Carbohidratos
Plantas verdes	2	7	75
Humus	6	10	77
Fitoplancton	11	15	66
Zooplancton	15	53	5
Bacterias (veg.)	20	60	20
Esporas	50	8	42

Parte B: Petróleo

Sustancias	Composición elemental (% en peso)				
	C	H	S	N	O
Grasas	80	10	—	—	10
Proteínas	53	7	2	16	22
Carbohidratos	44	6	—	—	50
Lignina	63	5	0,1	0,3	31
Kerógeno	79	6	5	2	8
Gas natural	75-80	20-25	trazas-0,2	trazas	—
Asfalto	81-87	9-11	0,3-6	0,8-2,2	0-4
Petróleo	82-87	12-15	0,15	0,1-5	0,1-2

Parte C: Carbón

Sustancias	Composición elemental (% en peso)				
	C	H	S	N	O
Turba	21,0	8,3	—	1,1	62,9*
Lignito	42,4	6,6	1,7	0,6	42,1*
Sub-bituminoso	76,3	4,7	0,5	1,5	17,0
Hulla	87,0	5,4	1,0	1,4	5,2
Semiantracita	92,2	3,8	0,6	1,2	2,2
Antracita	94,4	1,8	1,0	0,7	2,1

* El resto es ceniza y humedad.

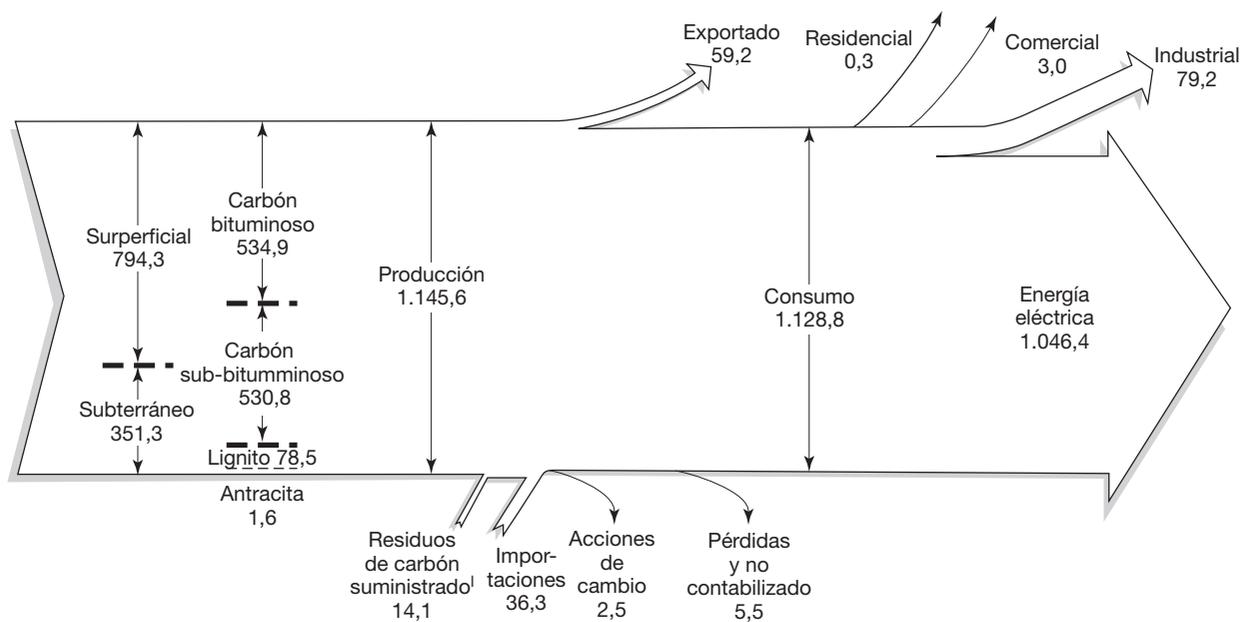
(De Chilingarian y Yen. *Bitúmenes, Asfaltos y Arenas Asfálticas*, y de *El desarrollo del Carbón*, Departamento de Gestión Territorial, 1983.)

ble doméstico muy común en los Estados Unidos y Europa en la segunda mitad del siglo XIX y primera del siglo XX. En la segunda mitad de éste último siglo su uso en los hogares fue reemplazado en gran parte por el petróleo, el gas o la energía eléctrica, porque estos combustibles eran más cómodos y limpios de usar. Aunque el carbón ya no se usa directamente en las casas, sigue utilizándose, porque es la fuente de energía más utilizada en las centrales térmicas que suministran electricidad a los hogares (Figura 5.7). Más barato y manejable, el petróleo reemplazó al carbón en algunas centrales eléctricas en la década de 1950 a 1960, pero hubo un retorno al uso del carbón como consecuencia del embargo de petróleo por parte de la OPEP en 1973, y la consiguiente preocupación por el suministro, a causa del fuerte incremento que sufrieron los costes. Actualmente, las reservas mundiales de carbón contienen más energía recuperable que las reservas conocidas de petróleo y gas natural; pa-

rece claro que estaremos dependiendo del carbón como fuente energética durante muchos años. Al mismo tiempo, el carbón está bajo muchas críticas por dos razones: el impacto ambiental de la minería y la contribución a la lluvia ácida por las emisiones de CO₂ que emite a la atmósfera durante su combustión.

Los carbones se han clasificado de muchas formas. Aquí se emplearán los términos sencillos y muy usados de *turba*, *lignito*, *hulla* y *antracita*.

Historia del uso de carbón. No se conoce el origen del uso de carbón, pero se tienen evidencias de que hace unos 3.000 o 4.000 años, las tribus de la Edad del Bronce en Gales usaban carbón en piras funerarias. También fue probablemente usado por los chinos en época tan temprana como el año 1100 a.C., y por los griegos en el 200 a 300 a.C., pero pasaron cerca de mil años antes que el carbón causara un impacto permanente en la civilización.



▲ **Figura 5.7.** Diagrama de flujo del carbón en Estados Unidos en 2007. Más del 97 por ciento del carbón que se utiliza es de producción nacional y más del 90 por ciento del consumo es para generar electricidad. (Administración para la Información sobre la Energía de Estados Unidos.)

El uso generalizado del carbón como combustible tuvo su inicio en el siglo XII, cuando los habitantes de la costa noroeste de Inglaterra se dieron cuenta de que unas rocas negras que se desprendían en los acantilados de la costa se quemaban dando más calor que la madera. El nombre, de hecho, proviene del anglosajón *col*, denominación primitiva que se aplicaba al carbón vegetal; este término evolucionó a *cole*, término en uso hasta hace unos 300 años. La combustión incompleta de carbones impuros provocaba olores repugnantes, que hicieron que los londinenses presentaran quejas sobre la contaminación atmosférica en 1273, y por último dieron lugar a un edicto del Rey Eduardo I, en 1306, en el que se prohibía el uso del carbón. Sin embargo, con el comienzo de la Revolución Industrial, a finales del siglo XVII y comienzos del XVIII, Inglaterra se enfrentó con una grave crisis, cuando sus bosques comenzaron a agotarse por la fabricación de carbón vegetal, y el Almirantazgo temió que no les quedara suficiente madera para mantener sus flotas. Era notorio el valor del carbón como sustituto de la madera para combustible, pero aún tuvieron que darse dos sucesos más para que se aceptara su utilización. Hacia 1710, Abraham Darby, un herrero de Shropshire, desarrolló un método para fabricar coque, mediante calentamiento de carbón en ausencia de aire; este coque permitía fundir hierro. La primera máquina de vapor comercial, fabricada en 1698, quemaba madera o carbón vegetal; sin embargo, a medida que estas máquinas se perfeccionaban, y se extendió su empleo en el siglo XVIII, el carbón se convirtió en el combustible más adecuado para su manejo.

Aunque los indios Pueblos, en el suroeste de Estados Unidos, han usado carbón para cocer la cerámica durante muchos años, el primer hallazgo de carbón del que se guarda noticia en los Estados Unidos se llevó a cabo por un grupo de exploración francesa en 1679 a lo largo del Río Illinois, unos 130 kilómetros al suroeste de Chicago. La primera instalación minera en el Nuevo Mundo comenzó su actividad cerca de Richmond, Virginia, donde una colonia de hugonotes explotaba capas aflorantes. La minería de carbón comenzó después al oeste de Pensilvania en 1759, y pronto se extendió por todos los campos carboníferos del área de los Apalaches.

La Revolución Industrial incrementó la demanda de carbón rápidamente, tanto en Europa como en Estados Unidos. En Inglaterra y en algunas partes del este de Norteamérica, la forma más eficaz para transportar carbón era por los sistemas de canales. El desarrollo de los ferrocarriles a principios del siglo XIX sustituyó, en parte, el sistema de canales, pero también proporcionó un mercado mayor para el carbón. Posteriormente, en 1890, con el desarrollo del generador eléctrico movido por vapor, el carbón se convirtió en el principal combustible para las centrales eléctricas, hegemonía que continúa manteniendo en la actualidad.

Fue el descubrimiento y la generalización del uso de carbón lo que salvó, con toda probabilidad, los grandes bosques del área oriental de Norteamérica. Si no hubiera existido carbón disponible cuando la Revolución Industrial llegó al continente, en el siglo XIX, la única alternativa posible hubiera sido la madera, una situación que habría tenido como resultado una deforestación masiva, como ha-

bía sucedido antes en Gran Bretaña. La disponibilidad de carbón y su superioridad como fuente de calor (una tonelada de carbón equivale aproximadamente a una carga de madera seca) desplazaron rápidamente la atención de los bosques hacia las minas de carbón como fuente de combustibles industriales. En consecuencia, los bosques se preservaron; de hecho, como la mayoría de la agricultura se movió hacia el oeste y hacia el sur, el bosque oriental de los Estados Unidos ha aumentado en superficie desde 1880.

Formación del carbón. Todas las clases de carbón son restos de plantas terrestres compactadas y conservadas de diversos modos. Muchos restos de plantas, tales como hojas, tallos y troncos de árboles, son visibles a simple vista, mientras que otros, como las esporas, son visibles al microscopio. En la actualidad, como en el pasado, la mayor parte de la materia orgánica de las plantas no se conserva, sino que se descompone casi inmediatamente donde cae, o se rompe durante las primeras etapas del enterramiento. Sólo donde el crecimiento sea abundante y las condiciones para la conservación sean óptimas puede haber una acumulación de materia orgánica que, por último, podría llegar a convertirse en carbón. Las plantas superiores, con troncos ricos en celulosa y hojas, como las que vemos en el carbón, no aparecieron por evolución en los continentes hasta el periodo Devónico. Por tanto, las rocas precámbricas y paleozoicas tempranas no contienen yacimientos de carbón. Las capas paleozoicas del periodo Carbonífero en Europa y Norteamérica están constituidas fundamentalmente por helechos y plantas trepadoras (Figura 5.8). Por el contrario, los pantanos mesozoicos y terciarios es-



▲ **Figura 5.8.** Muchas capas de carbón conservan impresiones de plantas de cuando se formaron. Aquí se muestra una corteza de helecho arborescente carbonizada, de edad Misisipiense (Carbonífero). (Fotografía cortesía de S. Scheckler.)

taban habitados sobre todo por plantas con flores (angiospermas), muy parecidas a las que conocemos hoy.

Muchos carbones del mundo se conocen como **carbones húmicos**, y consisten en restos orgánicos que han pasado por la etapa de turba. Sus componentes principales son materiales de color negro lustroso a café oscuro, que se conocen con el nombre de **macerales** (equivalente orgánico de los minerales que constituyen una roca) (Figura 5.9). Mucho menos común, pero localmente importante, es otro tipo de carbón que se conoce como **carbón sapropélico**. Las dos variedades de carbón sapropélico, que se denominan **carbón de algas** y **carbón de gas**, consisten principalmente en acumulaciones monótonas de residuos de algas de grano fino que se sedimentaron en charcas, lagos y lagunas con déficit de oxígeno. Estos carbones tienen composiciones semejantes al kerógeno, que es el precursor del petróleo; efectivamente, cuando quedan sometidos a temperaturas y presiones altas, dan lugar a petróleo y gas, más que los macerales negros vítreos que se ven en los carbones húmicos.

La formación de la mayoría de los carbones (de los tipos húmicos) comienza con la acumulación de restos orgánicos en turberas pantanosas, en las que el estancamiento de las aguas impide la oxidación y su destrucción. Se ha estimado que, como media, en las condiciones de formación de una turbera, sólo se conserva el 10 por ciento de la materia vegetal. Las mayores tasas de crecimiento de plantas se dan en los bosques pantanosos tropicales, pero éstos son también sitios de gran actividad bacteriana, que destruye la materia orgánica; de ahí que pocas turberas se desarrollen en los trópicos. En la actualidad, la



▲ **Figura 5.9.** La estratificación horizontal en el carbón es testimonio de la deposición y compactación de materia orgánica; las diferencias de reflectividad se deben al diferente contenido en macerales. La pirita (FeS_2) aunque no es visible en esta muestra, abunda en las capas de carbón y es el principal contaminante que origina deterioro ambiental. (Fotografía de J. R. Craig.)

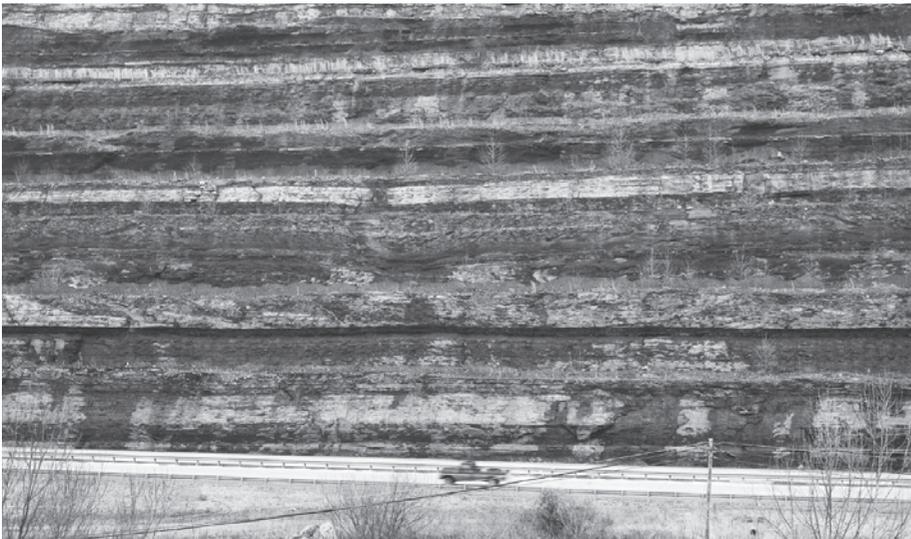
mayor parte de las áreas de formación de turberas se encuentran en zonas de temperaturas frías, como Irlanda, Escandinavia, Alaska y Canadá, donde se produce precipitación abundante de plantas, pero en las que las temperaturas bajas retrasan la descomposición bacteriana. Si las tasas de acumulación de turba en el pasado eran de un milímetro por año, similares a las que observamos hoy, podemos inferir que las cuencas carboníferas importantes representan pantanos en los que se acumuló materia durante decenas o centenares de miles de años.

El estudio geológico de las series carboníferas revela que muchas se formaron por sucesivas trasgresiones y regresiones de las líneas de costa. Esto se observa por la intercalación de capas de carbón con sedimentos marinos, y con capas lacustres y terrígenas. Una serie normal podría representar el desarrollo de una zona pantanosa costera, situada a lo largo de una margen de cuenca, con acumulación de potentes masas de turba a medida que la cuenca se hunde paulatinamente. Si el índice de subsidencia es mayor que el crecimiento por la lenta acumulación de turba y sedimento, el mar avanza (o transgrede) sobre el pantano, cubriendo y conservando la turba con arena y fango. Donde las aguas marinas fueran tibias y limpias, a menudo se acumularían lodos calizos. Frecuentemente, al periodo de subsidencia seguiría un nuevo levantamiento del área costera (con una retirada o regresión del océano) y el consiguiente restablecimiento de un área pantanosa y la deposición de otra capa de turba. Como resultado de esta deposición cíclica, muchas cuencas carboníferas del mundo contienen docenas de capas individuales de carbón separadas por areniscas, rocas arcillosas y calizas (Figura 5.10). Cada capa de carbón varía en espesor entre apenas unos pocos centímetros hasta docenas de metros. Los estratos individuales de carbón a menudo se dividen lateralmente en dos o más, lo que indica que

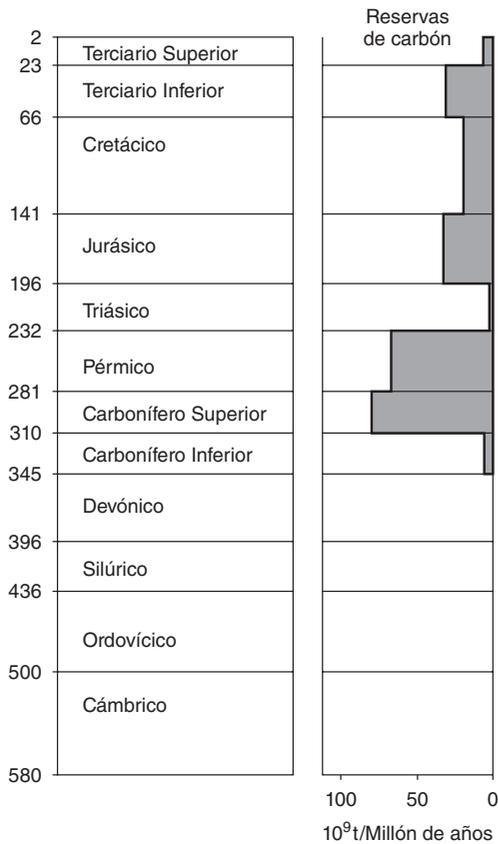
la acumulación en las turberas pantanosas ha sido continua en algunas zonas, pero se ha interrumpido en otras. Esta situación puede observarse hoy en los pantanos que se encuentran en deltas importantes, en los que la dirección de los canales tributarios cambia continuamente y en los que se aprecian importantes diferencias entre los índices de subsidencia y de acumulación de sedimentos.

La formación de turba ha venido sucediendo de forma continua desde el primer desarrollo de las plantas en el periodo Devónico, pero el tamaño de los pantanos y el grado de conservación de los carbones no han sido uniformes. Con gran diferencia, el mayor periodo de formación de carbón en pantanos tuvo lugar, aproximadamente, durante los últimos 70 millones de años de la Era Paleozoica (Figura 5.11). En esa época se formaron los grandes yacimientos de carbón de Gran Bretaña, Australia y el este de los Estados Unidos, y de otros muchos lugares; la abundancia de carbón en este periodo, en Gran Bretaña, dio lugar a que este lapso de tiempo geológico se denominara Carbonífero. Otro gran periodo de deposición de carbón se extiende desde el principio del Jurásico hasta la mitad del Terciario; durante este periodo se depositó la mayor parte del carbón del oeste de los Estados Unidos. La deposición continúa actualmente en ciertas áreas, como en las zonas pantanosas de Florida, el pantano Dismal de Virginia y Carolina del Norte, en los Estados Unidos, y en los pantanos costeros de Canadá, Escandinavia e Irlanda. Aunque no pueden competir en importancia con las turberas pretéritas, nos dan una oportunidad inmediata de entender las condiciones que debían presidir la formación de turbas y carbones.

Inmediatamente después de la acumulación de restos de plantas muertas, comienza la compactación y el ataque de bacterias y hongos. En la formación de turba se descompone la celulosa y otros componentes originales de



◀ **Figura 5.10.** La ciclicidad en las condiciones de formación del carbón ha dado lugar a la presencia de capas en muchas regiones, como las que se ven en este talud de carretera, en West Virginia. (Fotografía cortesía de Kenneth A. Eriksson.)



◀ **Figura 5.11.** La columna de la derecha muestra la distribución de reservas de carbón en el mundo, expresada en millones de toneladas acumuladas por millón de años, a lo largo de los tiempos geológicos. La ausencia de plantas terrestres antes del Devónico impide que haya carbón en estos periodos; el Carbonífero Superior (Misisipiense) y el Pérmico son los periodos de mayor proliferación de yacimientos en Estados Unidos. Según Demaison (1977), Bestougeff (1980) y Bois, Bouch y Pelet, *Boletín de la Asociación Americana de Geólogos de Petróleo*, vol. 66 (1982), p. 1264. (Utilizada con permiso.)

las plantas, dando como resultado la producción de gas metano (CH₄), dióxido de carbono (CO₂) y algo de amoníaco (NH₃). El resto es una masa de geles hidratados de color café, rica en grandes moléculas de hidrocarburos.

Llamamos **carbonización** al proceso por el cual los componentes orgánicos que sobrevivieron a la formación de turba experimentan otros cambios, físicos y químicos,

como resultado de la acción bioquímica, y el aumento de la temperatura y la presión. A medida que el enterramiento profundo aumenta, la temperatura es, con diferencia, el factor más importante en la carbonización. El **rango** del carbón asciende, desde turba a lignito (o carbón pardo), a hulla (o carbón bituminoso), y antracita, como se muestra en la Figura 5.12. La asignación precisa del rango queda

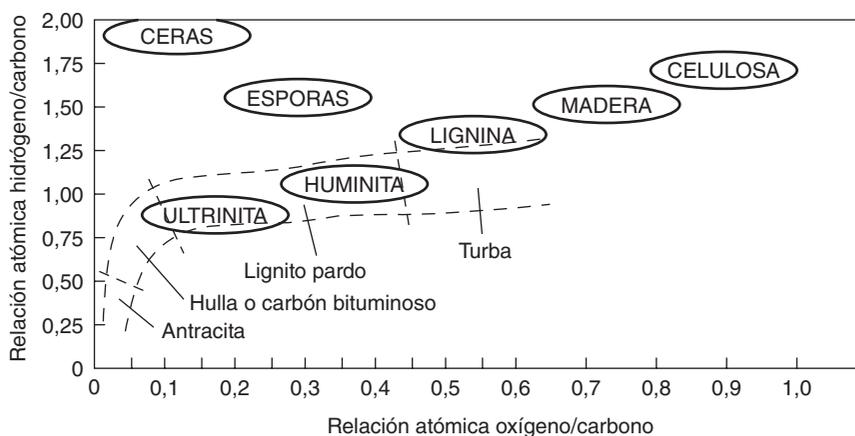
Rango		Características	H ₂ O %	Poder calorífico	
Rango creciente ↓	Turba	Poros grandes Se reconocen aún detalles estructurales de la planta original Tiene celulosa libre	~75	3.000 kcal/kg	
	Lignito	Lignito pardo loven		No tiene celulosa libre	
		Lignito pardo mate	Compactación intensa de estructuras vegetales Estructuras vegetales reconocibles parcialmente	~35	4.000 kcal/kg
		Lignito pardo brillante		~25	5.500 kcal/kg
	Carbón de piedra	Hulla		~10	7.000 kcal/kg
Antracita		No se reconocen ya estructuras vegetales		8.650 kcal/kg	

◀ **Figura 5.12.** Rangos del carbón, poder calorífico y características físicas importantes. Del *Manual Internacional de Petrografía del Carbón* (1963).

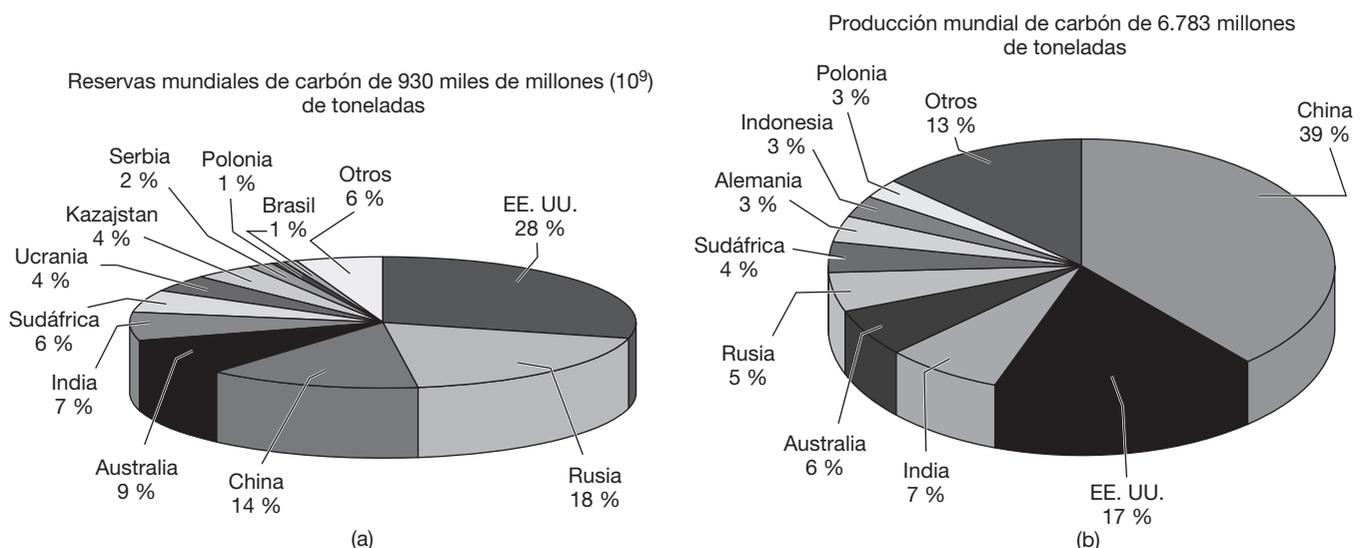
condicionada por el contenido en carbono, el poder calorífico (o calor desprendido cuando se quema), el contenido en humedad y el contenido en volátiles. Los cambios químicos más importantes son la pérdida progresiva en oxígeno e hidrógeno, con el consiguiente aumento relativo del contenido en carbono, como se muestra en el que se conoce como diagrama de van Krevelen (Figura 5.13). A medida que la carbonización avanza, disminuye el número de plantas distinguibles, y se forman cada vez más macerales negros y brillantes. También se produce un descenso de la humedad, un aumento de la densidad, el crecimiento del poder calorífico (hasta llegar a la antracita), y tiene lugar un aumento en el grado de polimerización de los hidrocarburos (cada vez hay más enlaces entre átomos de carbono).

Reservas mundiales y producción de carbón. Los recursos de carbón de la Tierra son abundantes, pero están

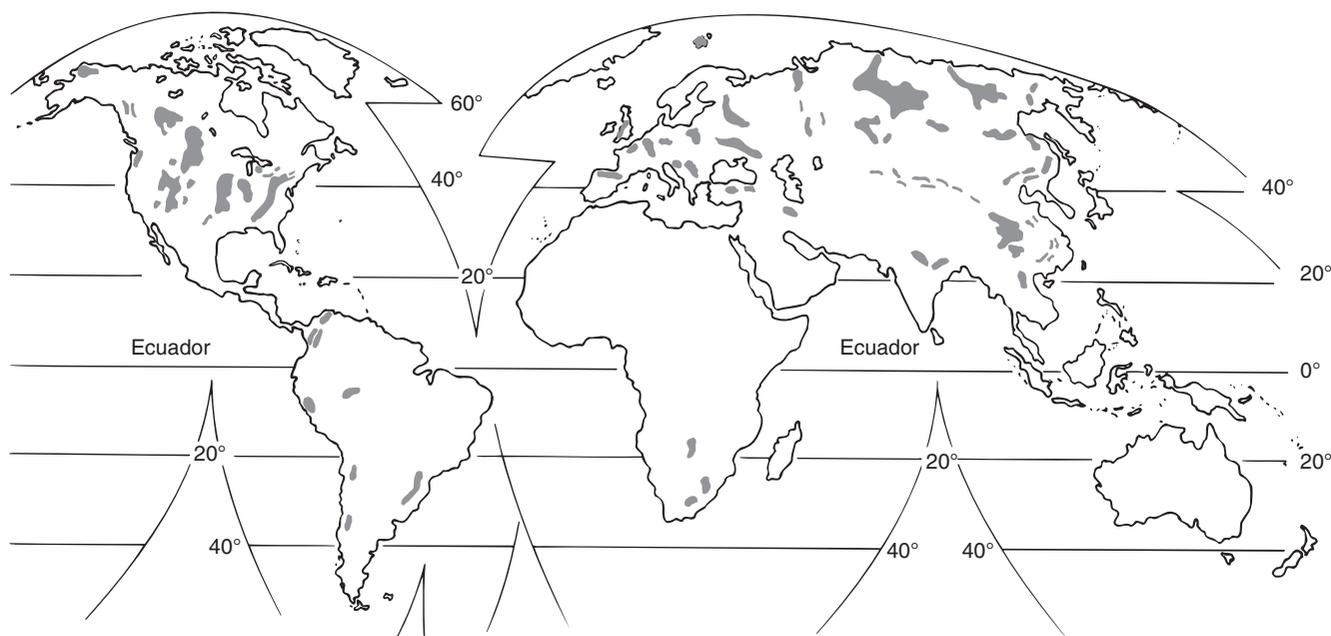
distribuidos de forma irregular. Se calcula que hay unas reservas de más de un billón (10^{12}) de toneladas recuperables, de los que más de dos tercios se encuentran en Estados Unidos, los países de la antigua Unión Soviética y China (Figuras 5.14 y 5.15). Otros países que tienen reservas importantes son Alemania, Polonia, Australia y Sudáfrica. Por el contrario, prácticamente no hay reservas carboníferas en el subcontinente sudamericano. La producción de carbón es, de alguna forma, correlativa con las reservas, ya que Estados Unidos, la antigua Unión Soviética y China agrupan aproximadamente dos tercios del total mundial. El gran tamaño de las reservas de carbón en el mundo y la existencia de infraestructuras, había llevado a la creencia de que el carbón sería una de las principales fuentes de energía previsible para el futuro, especialmente para generar electricidad. En junio de 2009, el informe de la Administración sobre Información de la



◀ **Figura 5.13.** Diagrama de van Krevelen, que ilustra la evolución de la composición de la materia orgánica cuando se convierte en carbón. El contenido de carbono y el poder calorífico aumentan a medida que disminuye la relación hidrógeno/carbono y oxígeno/carbono en los restos de materia orgánica.



▲ **Figura 5.14.** Reservas internacionales y producción de carbón, en miles de millones (10^9) de toneladas, a finales del siglo xx. (Administración para la Información sobre la Energía de Estados Unidos, 2009.)



▲ **Figura 5.15.** Distribución geográfica de los yacimientos de carbón en el mundo. (Según Fettweis, Recursos Mundiales de Carbón, Elsevier, Ámsterdam, 1979.)

Energía, indicaba que las reservas de carbón de Estados Unidos se habían sobredimensionado y eran sólo la mitad de las estimadas. Independientemente de que dicha estimación fuera o no correcta, el carbón continúa como la principal fuente de energía y será también la principal fuente de dióxido de carbono que se liberará durante el primer cuarto o mitad del siglo XXI.

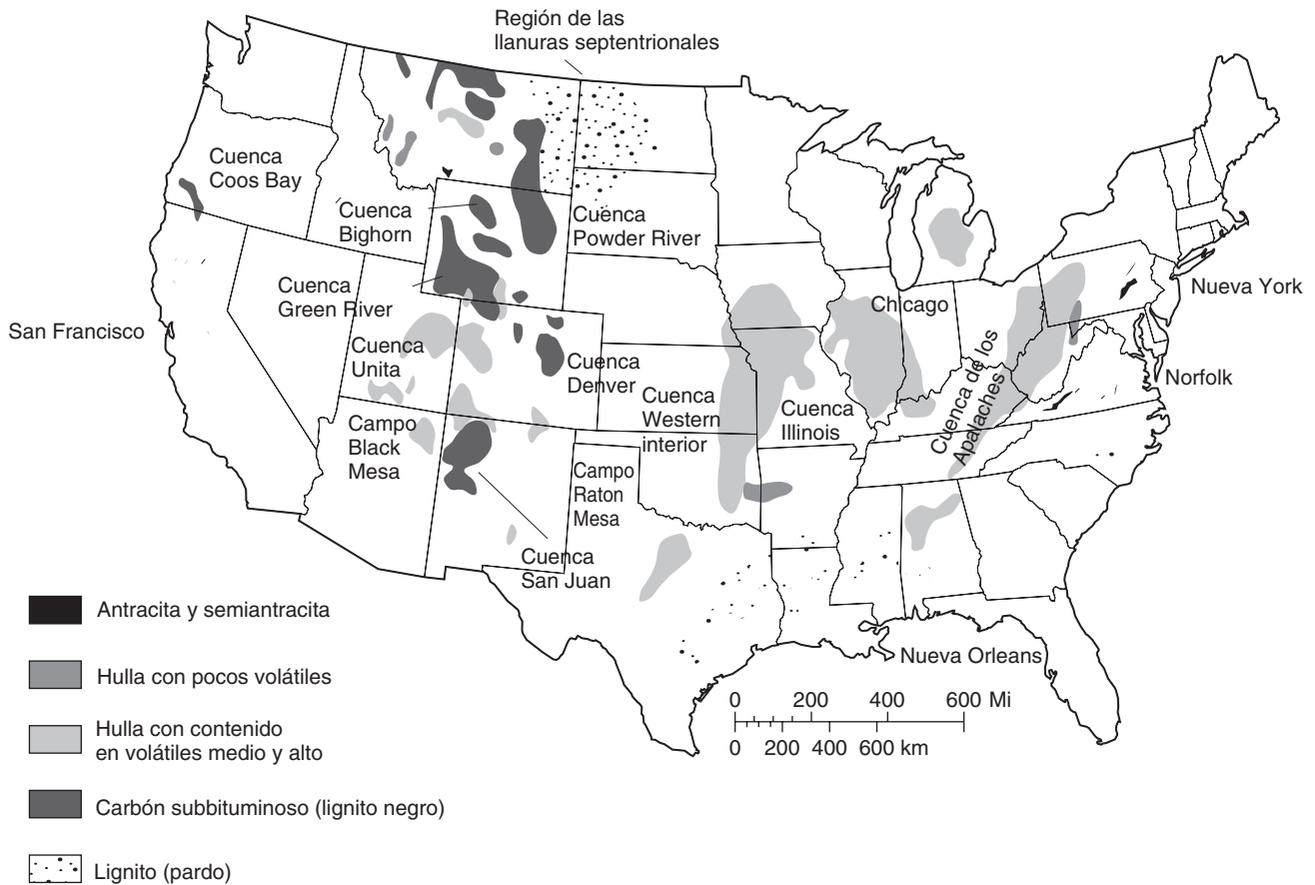
Dentro de los Estados Unidos, los yacimientos carboníferos están muy dispersos, aunque en cuatro provincias principales se acumulan la mayor parte de las reservas (Figura 5.16). En general, las provincias del este y del interior contienen hulla, mientras que las provincias de las Montañas Rocosas y de las Grandes Llanuras del Norte son ricas en carbones sub-bituminosos y lignito. La antracita se encuentra esporádicamente en todas las provincias, pero las mayores reservas y la mayor producción del país se halla en el este de Pensilvania. Alaska contiene cantidades importantes de carbón sub-bituminoso, pero su lejanía hace que estos yacimientos se consideren recursos más que reservas.

La minería de carbón, como la metálica, fue en su origen una industria muy laboriosa y esforzada. Las capas de carbón eran más fáciles de seguir que los filones metálicos, porque muchas estaban casi horizontales, y el mineral era más fácil de sacar porque se extrae a pico y pala de forma más fácil y segura que las menas metálicas. Por contraste, las condiciones de trabajo en una mina de carbón son más difíciles y mucho más peligrosas, porque muchas capas de carbón tienen menos de un metro de potencia y los huecos no tenían más anchura que la de la capa; además, los

incendios y las explosiones en las minas, resultado del escape de gas metano en las labores, eran un fenómeno corriente. En el siglo XIX, en Gran Bretaña, Estados Unidos y otros muchos países, los niños trabajaban en las minas de carbón por su pequeño tamaño y porque se les pagaba menos. Antes de 1898 la jornada semanal en las minas de hulla de Estados Unidos era de 60 horas; luego se redujo a 52 horas, y permaneció así hasta 1917, y finalmente a 40 horas en 1933. Los problemas de bajos salarios y largos horarios llevaron a la sindicación y dieron lugar a conflictos muy fuertes en los primeros años del siglo XX.

A pesar de los esfuerzos sindicales para mantener el empleo, la mecanización ha cambiado notablemente la minería del carbón y ha tenido como resultado una reducción en el número de mineros de los Estados Unidos; en 1923, unos 700.000 mineros producían unos 510 millones de toneladas de carbón; a mediados de los 90, menos de 120.000 extraían 900 millones de toneladas. Tendencias semejantes en los rendimientos mineros se han experimentado en todos los países con producción importante. En Gran Bretaña, donde la minería de carbón ha sido durante muchos años de dominio público, la vuelta a la propiedad privada, combinada con la mecanización, llevó a una drástica reducción de plantillas; aun así, el aumento de la competencia del carbón importado más barato forzó el cierre de muchas minas en las décadas de 1980 y 1990.

De manera similar, la ruptura de la antigua Unión Soviética y el alejamiento del modelo de industria subvencionada y propiedad del estado llevó al cierre de muchas minas, porque no podían competir en rentabilidad con

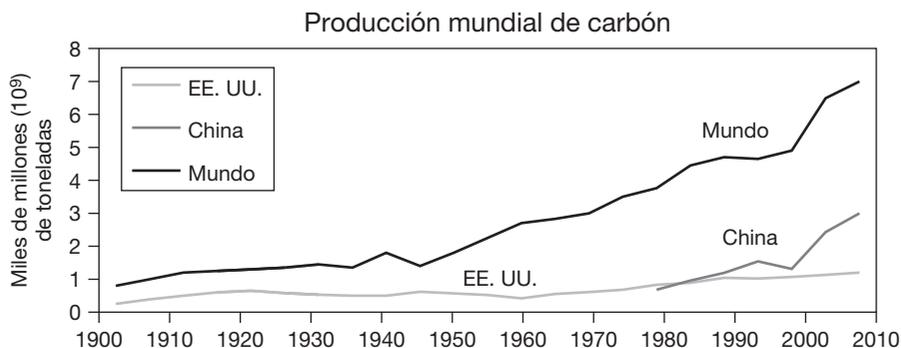


▲ **Figura 5.16.** Yacimientos principales de carbón de los Estados Unidos. En el este de Pensilvania se encuentra casi toda la antracita. En las provincias del este e interiores predomina la hulla, mientras que las provincias de las Montañas Rocosas contienen sobre todo carbones subbituminosos y lignito. (Departamento de Energía de los Estados Unidos.)

operaciones más eficientes en otras partes en el mundo. La producción mundial de carbón creció lenta pero continuamente durante el siglo XIX, y alcanzó la cifra de 1.000 millones de toneladas en 1907 (Figura 5.17). En el siglo XX siguió creciendo, con una excepción debida a la interrupción de la Segunda Guerra Mundial. A partir de los años 50 la producción experimentó un incremento considerable. Alcanzó los 2.000 millones de toneladas en 1953,

los 3.000 millones en 1970, los 4.000 millones en 1982, los 5.000 millones a mediados de los 90, y probablemente alcanzará los 6.000 millones antes del 2010.

La minería de carbón moderna se lleva a cabo tanto en subterráneo (minería profunda) como en superficie, sea en terrazas o en corta, como se explica en el Capítulo 3. En minería subterránea, el pico y la pala del pasado han sido reemplazados por taladros con voladura y por efi-



▲ **Figura 5.17.** La producción mundial de carbón creció desde menos de 1.000 millones de toneladas/año en 1900 a más de 6.000 millones de toneladas en 2010. (Datos de la Administración para la Información sobre la Energía de los Estados Unidos.)

caces máquinas de corte, que arrancan el carbón y lo descargan en cintas transportadoras, para su traslado al punto de carga, o a la superficie. Con el modelo más común de minería se remueve sólo el 50 por ciento del carbón, y se deja el resto en pilares que soportan la roca suprayacente (véase Figura 5.18). Tanto el espaciamiento como el tamaño de los pilares dependen de la profundidad a la que se encuentren, la potencia de la capa de carbón, la estabilidad de la roca del techo y el número de capas individuales que se exploten. Después de terminar la fase inicial de extracción, parte del carbón contenido en los pilares puede re-

cuperarse también, llevando a cabo un hundimiento controlado en retroceso. Este proceso se lleva a cabo en las etapas finales de la actividad minera. Un método minero relativamente nuevo y aún más rentable es el que utiliza el minador continuo (Figura 5.19), que se mueve adelante y atrás, arrancando casi el 100 por cien del carbón con una rueda dentada. La máquina de extracción y la cinta que transporta el carbón están protegidas por una cubierta de acero. La máquina, la cinta y la protección avanzan juntas a medida que se arranca carbón del frente, y se deja que el techo sufra un hundimiento continuo, pero controlado.



▲ **Figura 5.18.** A menudo se dejan pilares en carbón, a los lados del frente de explotación, para sostener el techo, a medida que avanza el frente. Estos pilares, que pueden contener una gran proporción de carbón, se recuperan normalmente en retroceso, cuando los mineros «se retiran» de una mina porque sus reservas están agotadas. (Fotografía cortesía de la Compañía de Aceros Bethlehem.)



◀ **Figura 5.19.** Minador continuo trabajando. El tambor giratorio del frente corta el carbón y lo vuelca en una cinta transportadora que lo lleva hacia atrás para cargarlo en vagonetas o en otra cinta, que lo saca de la mina. (Fotografía cortesía de A. T. Massey Coal Co., Inc., y Heffner & Cook, Inc.)

Comentario 5.2

La reserva estratégica de petróleo de los Estados Unidos

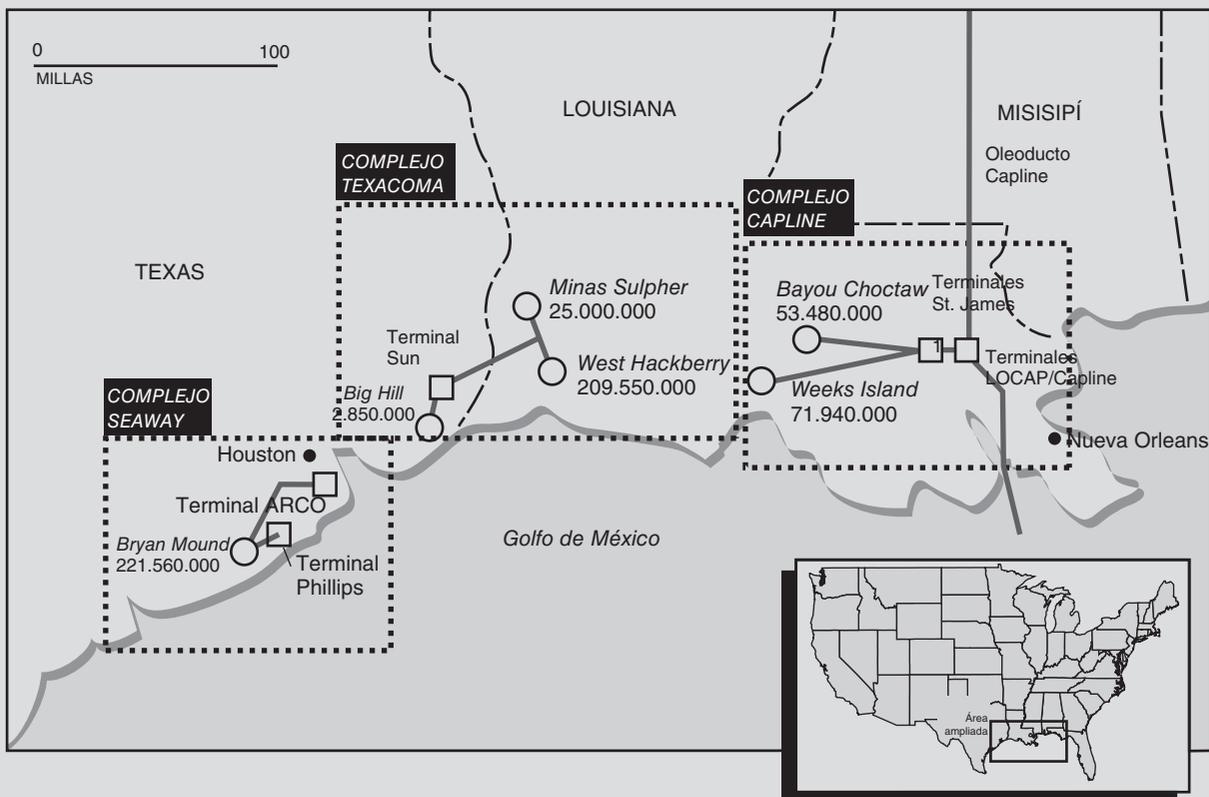
El embargo de petróleo de 1973, hecho por la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo), hizo que muchos estadounidenses y europeos occidentales se dieran cuenta del grado en que sus sociedades habían llegado a ser dependientes de las importaciones de petróleo. Los Estados Unidos, reconociendo que un posible corte futuro en las importaciones de crudo podría crear muchos problemas a la economía estadounidense, decidieron establecer una reserva de este material de la que poder abastecerse en caso de necesidad. La reserva estratégica se creó en 1975 con el propósito expreso de servir como recurso de petróleo para Estados Unidos en caso de limitación de las importaciones. El objetivo era almacenar 1.000 millones de barriles, suficientes para sustituir las importaciones que necesitaba el país durante más de 100 días.

Se consideraron muchas alternativas, pero por fin se decidió que el mejor sitio de almacenamiento eran cavidades en los domos salinos de Louisiana y Texas. Estos domos se han formado a lo largo de millones de años, por el movi-

miento ascensional de masas de sal, que se desplazan lentamente y atraviesan los sedimentos suprayacentes. Son formas groseramente cilíndricas de hasta 8 km de diámetro y más de 16 km de altura. Han sido objeto de numerosas exploraciones de hidrocarburos, porque con frecuencia el petróleo emigra y se acumula en las capas levantadas de las márgenes de los domos. Además, ensayos en Alemania demostraron que el petróleo puede almacenarse en sal durante muchos años, sin que se deteriore su calidad. Al final, se seleccionaron cinco domos o diapiros, para construir en ellos cavidades subterráneas de almacenamiento de crudo; un sexto lugar se obtuvo de la reconversión de una mina de sal (véase Figura 5.C). A tal efecto, se cerraron las minas Sulpher. Las cavernas, formadas por minería de disolución, son típicamente de forma cilíndrica, de unos 65 metros de diámetro y 650 metros de altura. Cada una de ellas podría fácilmente albergar el edificio Empire State, el World Trade Center de Nueva York, o tres monumentos Washington uno sobre el otro.

LA RESERVA ESTRATÉGICA DE CRUDO

BARRILES DE CRUDO ALMACENADOS ANTES DE LA LIMITACIÓN DE VENTAS



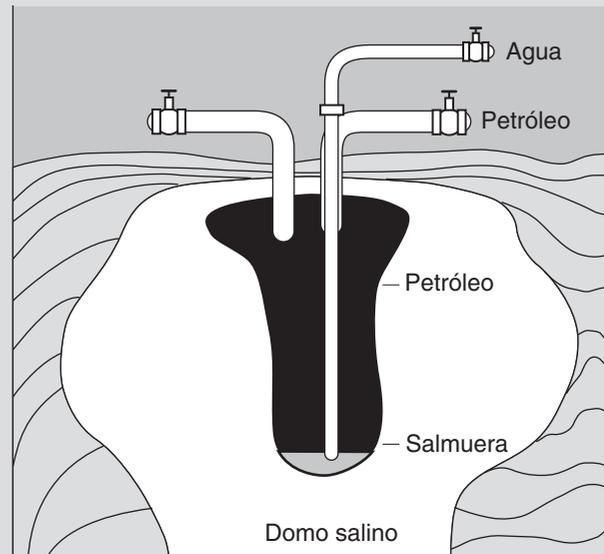
▲ **Figura 5.C.** Mapa de localización de la Reserva Estratégica de Petróleo de los Estados Unidos.

Comentario 5.2

La reserva estratégica de petróleo de los Estados Unidos (continuación)

La minería por disolución comenzó con la perforación de un pozo dentro de cada domo de sal. Se inyectó agua dulce en el pozo para disolver la sal, y la salmuera resultante se bombeó de nuevo en pozos de inyección profunda, o al Golfo de México. Una vez que se consiguió expandir la cavidad hasta el tamaño deseado, se inyectó una pequeña cantidad de petróleo, a fin de que flote en el agua y proteja el techo de la cavidad de cualquier disolución adicional no deseada. También se utilizó la inyección selectiva de agua dulce para aumentar el tamaño de la caverna y para darle la forma deseada (Figura 5.D).

Se hizo un diseño de cada una de las cavidades para que contuvieran entre 25 y 220 millones de barriles. El llenado de la Reserva Estratégica de Petróleo se comenzó en 1977. Desde finales de 1994 se han almacenado aproximadamente 600 millones de barriles de petróleo, y se dispone de una capacidad total de unos 750 millones de barriles. Estados Unidos espera no tener que enfrentarse nunca de nuevo con un embargo del petróleo importado, pero si sucediera, la Reserva Estratégica de Petróleo estará disponible para ayudar a satisfacer la demanda. Un suceso desafortunado que puso en riesgo el desarrollo de la Reserva Estratégica de Petróleo fue la noticia, en octubre de 1995, de que una de las cavernas había tenido un escape grave. Por fuerza hubo que hacer una reparación costosa y extraer algo de petróleo. Cada cierto tiempo, la preocupación sobre los precios del crudo y la seguridad nacional han provocado peticiones para usar la Reserva Estratégica. Ha habido ensayos re-

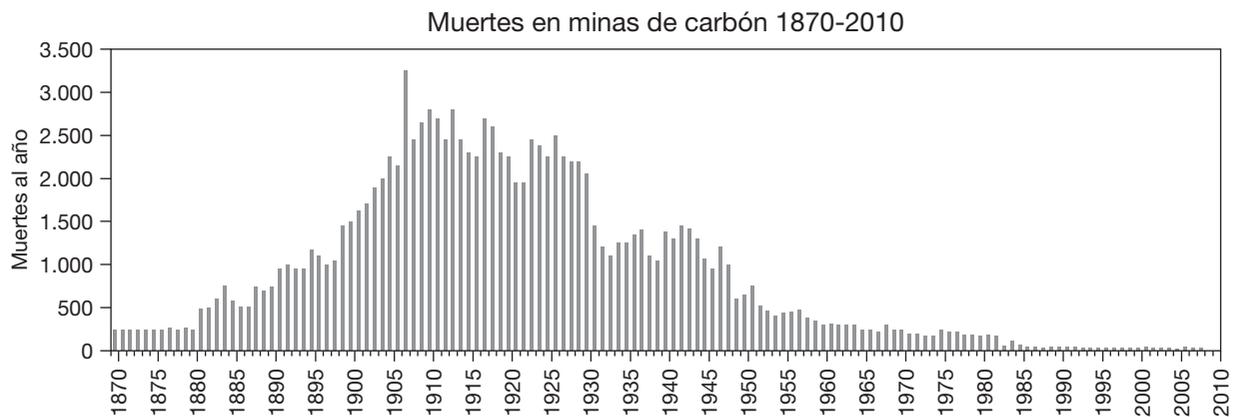


▲ **Figura 5.D.** Corte esquemático que muestra la forma y localización de las cámaras que contienen petróleo en los domos de sal.

lativamente pequeños con los que se comprueba que el petróleo está disponible, pero hasta 2009 no ha habido necesidad de hacer extracciones a gran escala.

La potencia de capa y la calidad del carbón determinan qué capas son explotables con rentabilidad, pero generalmente se consideran explotables capas con una potencia mayor de 60 cm. La minería subterránea es intrínsecamente peligrosa, y desgraciadamente muchos mineros mueren cada año por caída de los techos. Muchos carbones también desprenden gases, y producen grandes cantidades de metano. Aunque el metano es muy peligroso, se ha comprobado que puede ser un recurso valioso, como se comenta más adelante. A pesar del antiguo uso de los canarios y de los modernos equipos de sensores de gas para detectar la presencia de metano, la rápida acumulación de gas todavía da lugar a explosiones (véase Lámina 24 y Figura 4.9). Tal vez podamos apreciar la magnitud del problema de la seguridad minera cuando reparamos en que, desde 1870, han muerto por accidente en los Estados Unidos más de 120.000 mineros de carbón, y sólo en las minas del oeste de Virginia, más de 20.000. Incluso con todas las precauciones y controles de seguridad de hoy en día, mueren más de 30 mineros cada año en las minas de carbón de Norteamérica (Figura 5.20).

En la minería a cielo abierto hay que quitar los estratos suprayacentes, para descubrir las capas de carbón; una vez descubiertas, se extrae el material con equipos pesados de excavación, como buldózers, palas frontales, potentes retroexcavadoras y grandes dragalinas. Para mover grandes masas de cobertera con rapidez y eficacia se han ideado equipos de excavación, que han ido aumentando de tamaño constantemente. La mayor pala cargadora de los Estados Unidos, la «Gema», que trabaja en Ohio, pesa unas 7.000 toneladas, tiene cerca de 60 metros de altura, un cazo con 130 toneladas de capacidad, y se dice que es la máquina de equipamiento móvil terrestre más grande del mundo (Figura 5.21). Es la economía la que señala, por lo general, qué capas de carbón pueden explotarse mediante minería a cielo abierto; una regla empírica indica que la minería a cielo abierto es rentable si la relación entre la potencia del recubrimiento y la potencia de capa no excede de 20:1. Donde el espesor del recubrimiento es demasiado grande, hay que acudir a la minería subterránea, o también puede arrancarse el carbón mediante barrenos horizontales, de más de un metro de diámetro, que se perforan en capas horizonta-



▲ **Figura 5.20.** Desde 1870, más de 120.000 mineros han muerto en accidente en las minas de carbón de los Estados Unidos. Sólo en 1907 murieron más de 3.200. Desde 1920, los esfuerzos de los sindicatos y la mayor exigencia de reglamentos y normas de seguridad han reducido el número de muertes. Sin embargo, tan reciente como en 2008, más de 30 mineros mueren al año por accidentes.

les o de buzamiento pequeño. Al girar el barrenos, corta el carbón y expulsa los pedazos rotos como un taladro de mano o berbiquí expulsa las virutas de madera. Aunque los barrenos pueden recuperar sólo el 50 por ciento del carbón de la veta, se trata de material que no podría recuperarse rentablemente por ningún otro medio.

La mayor parte de la producción de carbón en la primera mitad del siglo xx se obtuvo de la minería subterránea porque los carbones aflorantes o cercanos a la superficie estaban muy alterados para su utilización o porque no había sistemas prácticos para remover las grandes cantidades de roca del recubrimiento y exponer las capas de carbón. Muchas de las capas susceptibles de explotación a cielo abierto, por tanto, permanecían fuera

de mercado, porque la explotación de interior no permitía su transporte, sea por falta de disponibilidad o por inadecuación económica. Los sistemas de transporte más eficaces y el desarrollo de grandes palas y dragalinas hicieron, en la segunda mitad del siglo xx, que la minería de carbón a cielo abierto fuera rentable hasta más de 30 metros de profundidad. La transformación de un área de minería subterránea a cielo abierto puede verse en la cuenca del Río Powder, en Wyoming (Figura 5.22), en donde se produjo un hundimiento de labores subterráneas de principios del siglo xx junto a los trabajos de minería en terraza, que explotaban la misma capa de carbón. En la segunda mitad del siglo xx y en lo que va del XXI, se han ido produciendo cambios en las estrategias



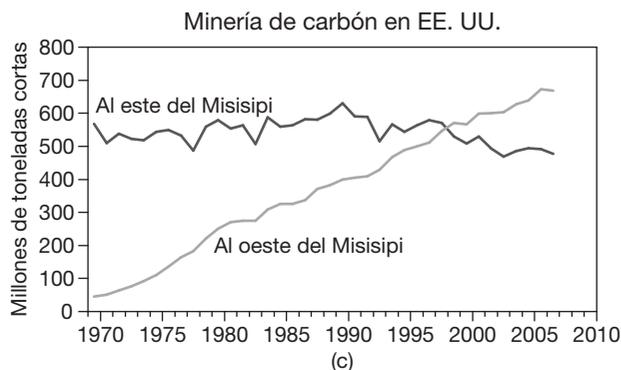
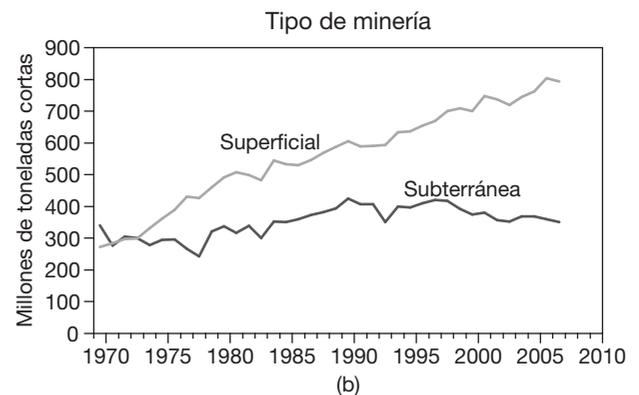
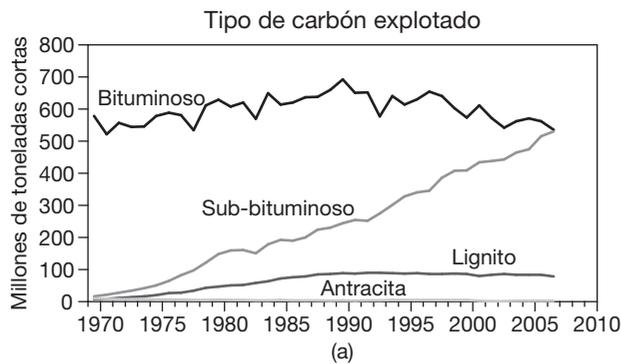
◀ **Figura 5.21.** La «Gema» es la pala de mayor potencia de los Estados Unidos, que se muestra aquí llevando a cabo labores mineras en Ohio. La pala, que tiene una capacidad de cazo de 300 a 500 toneladas, se usa para retirar el recubrimiento y dejar al descubierto las capas de carbón infrayacentes. (Cortesía de la empresa Consolidation Coal.)



◀ **Figura 5.22.** En la cuenca del Río Powder, en Wyoming, se aprecia una gran explotación a cielo abierto detrás de la zona en la que se extrajo carbón a principios del siglo xx por minería de interior en las mismas capas. Los agujeros en primer plano se han formado por colapso de la superficie en los trabajos antiguos citados. (De U. S. Geological Survey Professional Paper, artículo 1164 [1983].)

de explotación carbonífera de los Estados Unidos, como se muestra en la Figura 5.23. Entre los más importantes pueden citarse: el rápido crecimiento de la minería al oeste del río Misisipi, un incremento significativo en la minería de carbones sub-bituminosos y lignitos, una disminución rápida de la minería de antracita, y un rápido aumento de la minería a cielo abierto a costa de la minería de interior. Las principales razones para estos cam-

bios son: (1) la mayor demanda de los carbones cercanos a la superficie, bajos en azufre, que se encuentran en los estados del Oeste (Figura 5.24); (2) la instalación de centrales eléctricas próximas a los yacimientos de carbón del Oeste; (3) la preocupación por las mejoras en seguridad; (4) la mayor productividad por persona en minas a cielo abierto; y (5) la ausencia de sindicatos en muchas minas a cielo abierto del Oeste.



◀ **Figura 5.23.** Cambios en la industria del carbón en Estados Unidos desde 1949. (a) Predominio de producción de bituminosos, que han sido superados por sub-bituminosos y minería se lignito. (b) La minería superficial de carbón ha superado la minería subterránea desde principios de 1970. (c) La minería del oeste del Río Misisipi ha experimentado un aumento notable desde 1970 y ahora excede la minería del este de Misisipi. Todos estos cambios reflejan el rápido crecimiento de la minería de carbón en el oeste de los Estados Unidos, donde las capas están más cercanas a la superficie, pero son de rango más bajo. (Datos de la Administración para la Información sobre la Energía de los Estados Unidos.)



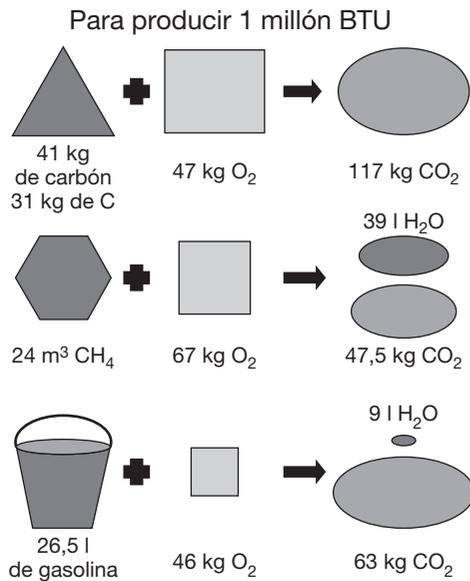
◀ **Figura 5.24.** Algunas capas de carbón, como ésta, de la cuenca del Río Powder en Montana, tienen de 20 a 30 metros de potencia y se extienden sobre miles de kilómetros cuadrados. El recubrimiento, que se puede ver a la derecha de la foto, se retira para dejar al descubierto el lecho de carbón, en el fondo de la corta. El recubrimiento se acopia, como se observa a la izquierda de la foto, y se vuelve a introducir en la corta cuando avanza la recuperación del carbón. (Fotografía cortesía de K. Takahashi, Servicio Geológico de los Estados Unidos.)

La minería del carbón y su utilización han sido objeto de mucho debate ambiental, especialmente en los últimos años. La mayoría de estos debates se centran en los problemas del drenaje ácido de minas, la lluvia ácida (véase Comentario 4.1), el incremento de los niveles de dióxido de carbono en la atmósfera y la recuperación de las minas a cielo abierto. Los dos primeros temas tienen relación con el azufre, que está presente en todos los carbones en cantidades entre 0,2 y 0,7 por ciento. Por lo general, aproximadamente la mitad del azufre presente está ligado a los macerales orgánicos; el resto se encuentra en forma de los dos sulfuros más comunes, la piritita y la marcasita (ambos FeS_2). El azufre tiene su origen, principalmente, en la materia orgánica, o en los sulfatos contenidos en aguas subterráneas, que se reducen por la acción de las bacterias. Cuando el carbón se expone al aire y al agua por la minería, el sulfuro de hierro se oxida a sulfato ferroso, FeSO_4 y ácido sulfúrico H_2SO_4 . El vertido de estos residuos ácidos de mina en ríos y corrientes ha dejado miles de kilómetros de vías de agua desprovistos de peces y de cualquier tipo de fauna o flora acuática. El hierro ferroso es fácilmente soluble en las aguas fuertemente ácidas que lavan las capas de carbón aflorantes y las escombreras, pero se oxida rápidamente a hidróxido férrico y precipita, cuando se produce la dilución en el agua de los arroyos. El resultado de la precipitación de los hidróxidos de hierro es una capa gelatinosa, de color café o rojizo, sobre las rocas y plantas. La mayor comprensión de los procesos implicados en la contaminación por aguas ácidas de mina y el compromiso de que no se produzcan más abusos ha dado lugar a regulaciones más estrictas sobre los vertidos de aguas de mina y sobre la descarga de residuos mineros ricos en azufre.

A pesar de los esfuerzos por limpiar y retirar la piritita del carbón antes de quemarlo siempre queda algo, así como también azufre orgánico. Al quemar el carbón se libera azufre y dióxido de azufre, SO_2 , que suponen aportaciones importantes a la lluvia ácida.

Con respecto al tercero de los puntos enunciados, siempre que se quema carbón, o cualquier combustible fósil, aumenta el nivel de CO_2 de la atmósfera. Por término medio, al quemar una tonelada de hulla se liberan cerca de 2,8 toneladas de dióxido de carbono a la atmósfera (Figura 5.25). Para una cantidad igual de energía producida, quemar carbón produce un 25 por ciento más de dióxido de carbono que si se quema petróleo, y cerca de 2,5 veces más que si se quema gas natural. Esta disparidad ha llevado a la sustitución del carbón por el gas natural en centrales eléctricas, y al desarrollo de investigaciones para recuperar el dióxido de carbono y evitar que entre en la atmósfera. Ambos procesos aumentan el coste de la energía producida; por tanto, existen muchos incentivos para mantener el *statu quo*. A medida que entramos en la era de los combustibles fósiles, hemos ido aumentando el nivel de CO_2 atmosférico hasta casi el doble del inicial (véase Figura 1.8). Como el dióxido de carbono retiene de forma eficaz la radiación infrarroja de la Tierra, y evita su salida al espacio, se produce un calentamiento global de la superficie del planeta. Subsiste, sin embargo, una gran discusión sobre hasta dónde subirán los niveles de dióxido de carbono, y cuánto calentamiento producirán.

Todos los métodos empleados en la minería subterránea pueden ocasionar problemas de subsidencia después de que la minería se haya cerrado (véase Figura 4.14). Puede verse un ejemplo en la Figura 5.26, que muestra un área de Wyoming en la que existe muchos huecos mi-



▲ **Figura 5.25.** De gran parte del aumento de la concentración de CO₂ en la atmósfera terrestre se ha echado la culpa a la incineración de los combustibles fósiles, pero al gas natural se le ha considerado como una alternativa «limpia» al carbón. La combustión completa de 41 kg de carbón o de 24 m³ de gas producirá un millón de BTU de calor. Sin embargo, la combustión de carbón dará lugar a 117 kg de dióxido de carbono, la gasolina producirá 63 kilos de dióxido de carbono mientras el gas natural sólo producirá 47,5 kg (y unos 39 kg de vapor de agua); por tanto, la producción de calor a partir de gas genera menos de la mitad del CO₂ que la de carbón, para cantidades equivalentes de energía.

neros que han provocado cavernas, por estar a sólo unas docenas de metros bajo la superficie. Huecos similares se pueden ver en muchas localidades mineras de Inglaterra, India, y el este y centro de Estados Unidos. Más espectaculares que las subsidencias en antiguas minas son los incendios subterráneos de carbón (véase Lámina 16). Se estima que hay unos 300 incendios subterráneos de mina, que continúan ardiendo en los Estado Unidos. En muchos otros lugares del mundo las capas de carbón entran en ignición de forma accidental o espontánea. Si hay bastante oxígeno, un incendio subterráneo puede seguir ardiendo durante años y extenderse de forma muy considerable. El fuego subterráneo más famoso se produjo en Centralia, Pensilvania, donde el incendio de una escombrera se propagó a una capa de carbón aflorante en 1962. El fuego continúa activo, a pesar del gasto de millones de dólares para intentar sofocarlo por inundación con agua. Se propagó por debajo de la ciudad de Centralia, dando lugar a subsidencias locales y a grietas por las que emanan gases calientes y nocivos. Muchos residentes abandonaron la ciudad, y los que quedaron tenían en sus casas detectores de gases tóxicos, como el monóxido de carbono, porque de vez en cuando el gas se metía en las casas. Finalmente se tomó la decisión de trasladar la ciudad entera, porque se comprobó que era muy difícil, si no imposible, extinguir el fuego.

En el este de la India hay por lo menos 65 incendios importantes en minas subterráneas —muchas están ardiendo desde 1916 y han consumido por lo menos mil



◀ **Figura 5.26.** La subsidencia por desplome de labores en una antigua mina de carbón en Wyoming es una amenaza para la ganadería. (Fotografía de Gary Glass.)

millones de toneladas de carbón—. El área está salpicada de grietas y agujeros que expulsan vapor, humo y gases tóxicos, y la propagación del fuego parece ser cada vez más activa. Incluso donde el fuego no es visible, la tierra está tan caliente que no puede utilizarse para pastos ni cultivos.

China ha sido el país que ha tenido los peores incendios subterráneos de carbón de cualquier país de la Tierra. Todavía continúan más de 60 incendios, y anualmente se queman más de 20 millones de toneladas de carbón a lo largo de una franja de unos 4.800 kilómetros en el norte de China. Estos fuegos, que se ha demostrado hasta ahora ser imposibles de apagar, han forzado el desplazamiento de las poblaciones debido a problemas de abastecimiento de agua, de destrucción de vegetación y de cambios de la vida silvestre. Se estima que sólo los fuegos de las minas de carbón en China aportan el dos o tres por ciento de las emisiones anuales de dióxido de carbono a la atmósfera de todo el mundo.

Recursos de turba

La turba es un material orgánico, natural y renovable que cubre aproximadamente el 4 por ciento de la superficie terrestre emergida, sobre todo en las regiones templadas del hemisferio norte. Se ha utilizado durante siglos como combustible en las naciones de Europa, pero es poco conocida como fuente de energía en el resto del mundo. En algunos países, entre los que se incluye Estados Unidos, también se usa mucho en labores agrícolas.

La turba se considera generalmente como un carbón joven, porque está formada de materia vegetal que sólo ha sido ligeramente compactada y descompuesta. Se clasifica en función del origen biológico de sus plantas

constituyentes, y del grado de descomposición. Las turbas que están menos descompuestas y son ricas en musgo se utilizan principalmente con fines hortícolas, pero tienen poco valor como combustible. Otras, que han sufrido un proceso más avanzado de compresión y descomposición, tienen poderes caloríficos más adecuados, y después de secarse al aire alcanzan un valor de poder calorífico inferior al lignito sólo en un 25 por ciento; estas turbas tienen buenas posibilidades como combustible potencial. La turba utilizada como combustible, cuando se seca al aire y llega a contener sólo un 35-40 por ciento de peso en humedad, contiene más nitrógeno y menos azufre que los carbones de mayor rango. La combustión directa es la forma más simple de obtener calor, pero también se están desarrollando investigaciones para obtener metano también por digestión bacteriana o por craqueo térmico a 400-500 °C.

Los productores de turba más grandes del mundo son Finlandia e Irlanda, con una producción media anual de más de nueve y cuatro millones de toneladas respectivamente. La plantas de generación de energía eléctrica de Rusia, en el pasado utilizaron algunos millones de toneladas de turba, pero nunca supuso más del 2 o 3 por ciento de la producción eléctrica del país. Irlanda es famosa por su producción de turba y tiene una larga tradición de corte y secado manual de la turba para usarla en la calefacción doméstica [Figura 5.27.(a)]. Aunque en el pasado la mayor parte de la producción de turba en Irlanda se utilizó para generar energía, actualmente su principal destino es la horticultura, y su empleo en las plantas de energía ha sido reemplazado por el gas natural.

No existe acuerdo en las cifras que señalan la magnitud de las reservas disponibles de turba en el mundo, pero la cantidad está ciertamente en los trillones de to-



(a)



(b)

▲ **Figura 5.27.** (a) Extracción tradicional de turba en Irlanda. Después de la excavación, la turba se amontona y se seca, y después se quema. (Fotografía cortesía de la Oficina de Turismo de Irlanda.) (b) Bloques cilíndricos de turba comprimida salen por extrusión de la cosechadora de turba, a medida que ésta se desplaza por la parte desaguada de una ciénaga en Carolina del Norte. (Fotografía cortesía de First Colony Farms, Inc.)

Comentario 5.3

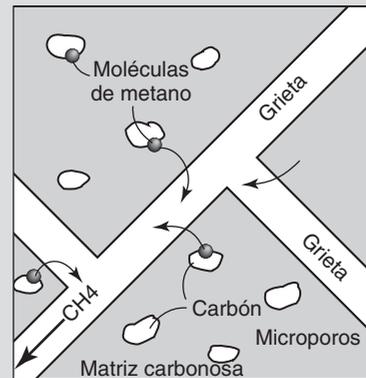
Metano en las capas de carbón

Desde siempre se ha temido al metano de las minas de carbón porque causa explosiones que han matado a cientos de miles de mineros de todo el mundo. La gente conoce el metano, un gas incoloro e inodoro, como el gas natural que se usa de forma general para cocinar, en la calefacción doméstica y en procesos industriales. La mayor parte del gas que utilizamos hoy se obtiene del petróleo y de campos de gas, mediante extracción, transporte y tratamiento de limpieza y eliminación de impurezas. También se le añade un componente que le da olor, de forma que sea fácilmente detectado por el sistema olfativo humano.

Los mineros antiguos llevaban canarios a los tajos para verificar la presencia de metano. Los canarios se desplomaban antes de que la concentración de gas fuera suficientemente grande como para perjudicar a los obreros. A veces, individuos valerosos eran enviados a los frentes de las minas para intentar quemar pequeñas bolsadas de gas antes de que produjeran explosiones (Figura 4.9). Con concentraciones menores del 5 por ciento, el metano es inerte; si es superior al 15 por ciento, arde con llama estable y fácilmente controlable. Pero con concentraciones entre el 5 y el 15 por ciento, la mezcla de metano y aire causa explosiones violentas (Lámina 24). Aunque todavía se producen explosiones esporádicas, los mecanismos modernos de detección suelen avisar con suficiente antelación para prevenir las concentraciones antes de que sean mortales.

En la actualidad, el metano de las capas de carbón comienza a considerarse en muchos lugares como un recurso valioso mal empleado. Después de todo, el mismo gas que explota cuando se libera accidentalmente puede también usarse como fuente de energía cuando se extrae de forma sistemática. El metano en la materia carbonosa es el resultado de la actividad biogénica o termogénica. El gas biogénico puede producirse por bacterias anaerobias al principio del enterramiento, o mucho después, cuando la circulación de agua subterránea introduce dichas bacterias en las capas de carbón. El gas termogénico se produce durante el enterramiento cuando, al calentarse y comprimirse la materia orgánica, desprende hidrocarburos y otros gases (como agua y nitrógeno).

Mientras que el gas metano asociado al petróleo se encuentra libre o en fase disuelta, casi todo el hallado en capas de carbón está en forma de capas monomoleculares adsorbidas en la superficie interna del carbón. Éste se presenta con apariencia sólida, pero realmente es un material microporoso con una superficie específica muy alta (decenas a cientos de metros cuadrados de superficie por gramo de carbón). Por tanto, puede adsorber gran cantidad de gas. Los volúmenes de gas adsorbido pueden variar debido a múltiples factores, pero las hullas altamente volátiles que son mayoría en la producción estadounidense pueden fácilmente contener de 25 a 30 centímetros cúbicos de gas adsorbido por gramo de carbón. La producción rentable de gas metano en capas de carbón se logra mediante perforaciones en el material, disminuyendo la



▲ **Figura 5.E.** El metano de las capas de carbón (esferas negras) se desorbe de los microporos de la matriz carbonosa, se difunde a través de ella, y fluye por las fracturas. En el pasado sólo era una amenaza para la minería, pero ahora su recuperación produce recursos valiosos y reduce los peligros en algunas minas de carbón.

presión de agua presente (que tiende a impedir la liberación de metano), a veces provocando más fracturación, y sacando el gas por bombeo. Al disminuir la presión, el gas se desorbe de los microporos, se difunde por el carbón y escapa por las fracturas (Figura 5.E).

No son bien conocidas las reservas recuperables de metano a partir de capas de carbón, pero en la Tabla 5.8 se muestra una estimación hecha por el Servicio Geológico de los Estados Unidos en 1994. El total mundial, que podría situarse entre 85 y $262 \times 10^{12} \text{ m}^3$, muy bien podría ser superior a todas las reservas conocidas de gas natural convencional, que se estiman en $119 \times 10^{12} \text{ m}^3$. En Estados Unidos, las reservas de metano en carbón, que ascienden a $11 \times 10^{12} \text{ m}^3$, repre-

Tabla 5.A. Reservas y recursos de metano en las capas de carbón de Estados Unidos en miles de millones de metros cúbicos, 2008

Provincia	Reservas	Recursos
Alaska	–	1614
Wyoming	71	697
Apalaches	117	490
Nuevo México	318	360
Illinois	–	215
Missouri	–	173
Rocosas Sur	–	326
Utah	21	156
Rocosas Norte	–	142
Oklahoma	26	130
Otros	–	255
Total mundial	553	4558

Fuente: Administración para la Información de Energía de Estados Unidos.

Comentario 5.3

Metano en las capas de carbón (*continuación*)

sentan más del doble de las reservas de gas natural convencional ($4,7 \times 10^{12} \text{ m}^3$).

El metano de las capas de carbón es un recurso muy poco utilizado, que probablemente se desarrolle mucho más en años venideros. Parte del metano recuperable se extraerá de ca-

pas de carbón que, de otro modo, no habrían producido ningún recurso energético. Sin embargo, otra importante cantidad podrá extraerse de capas explotables, de forma que, en lugar de causar tragedias, se convertirá en un recurso energético valioso.

neladas (véase Tabla 5.3 a modo de resumen de las reservas y producción de turba en el mundo). Además, la turba está en crecimiento constante y puede cosecharse de nuevo en muchas zonas cada cinco o diez años. Sólo unos pocos países, incluidos Estados Unidos y Canadá, han considerado la producción de electricidad a gran escala utilizando turba como combustible, aunque pocas plantas han resultado rentables a largo plazo. Por ejemplo, Minnesota ha llevado a cabo experimentos de utilización de turba como combustible en calefacciones de edificios públicos, y se produjo una competición turba-energía en un proyecto que se llevó a cabo en 1984, cuando se construyeron máquinas que cortaban la turba húmeda, la extruían en forma de bloques cilíndricos largos [Figura 5.27.(b)]. Este proyecto en particular resultó no ser viable, pero una central de producción de energía en Maine alimentada con turba comenzó a suministrar electricidad en 1989 y continúa operando con éxito, tanto en el aspectos de competitividad económica como ambiental. Estaba prevista la construcción de muchas otras centrales en Florida, que debían comenzar a operar a mediados de los 90, pero su construcción se ha ido retrasando porque no soportarían la competitividad con las recientes plantas, que usan gas natural como combustible. Los

yacimientos de turba de Estados Unidos son similares a los de otras partes del mundo, y se concentran en pantanos someros de áreas costeras y terrenos glaciares. En consecuencia, gran parte de la turba norteamericana se encuentra en zonas de alta sensibilidad ambiental, como humedales protegidos y reservas de caza. Los grandes recursos de turba del Canadá se encuentran generalmente en regiones remotas, y a veces árticas, en las que la extracción no resultaría rentable. A pesar de ello, la turba sigue siendo un recurso de combustible fósil considerable, pero su uso en el futuro próximo probablemente permanecerá limitado y tendrá un carácter local.

Petróleo

El petróleo, despreciado durante mucho tiempo por la mayor parte de la sociedad como una materia pegajosa y pestilente que había que evitar, se ha manifestado ahora como el principal combustible fósil de nuestros tiempos. A diferencia del carbón, la apariencia física del petróleo no muestra evidencias de que su origen se encuentre en organismos planctónicos marinos, porque inmediatamente después del enterramiento de estos organismos se produce una completa reconstitución del material. A continuación se exponen el origen, los yacimientos, la extracción, el refinado y el potencial futuro del petróleo como combustible.

Historia del uso del petróleo. Aunque el petróleo es el más importante de los combustibles modernos, se ha utilizado de muchas otras formas desde antes de que existiera historia escrita. En las regiones ricas en petróleo del Oriente Medio, y especialmente cerca de los ríos Tigris y Éufrates, en lo que actualmente es Iraq, el petróleo y el **bitumen** aparecen en numerosas surgencias naturales que se han explotado por los pueblos más diversos. Los mesopotámicos primitivos no utilizaban el petróleo porque ellos no sabían cómo manejar su inflamabilidad, pero posteriormente los Acadios, el pueblo semita más antiguo, los Babilonios y los Asirios encontraron numerosos usos para el bitumen viscoso, como pegamento para sus flechas, para incrustaciones en diseños de mosaicos, y como mortero para mantener juntos los ladrillos.

Tabla 5.3. Reservas mundiales de turba y producción hasta 2008 (en millones de toneladas métricas)

País	Reservas	Recursos
Finlandia	9,1	6.000
Rusia	1,3	1.000
Canadá	1,0	720
Bielorrusia	0,3	400
Lituania	0,3	190
Irlanda	0,65	150
Estados Unidos	4,3	160
Letonia	1,0	76
Estonia	2,0	60
Otros	1,3	1.400
Total mundial	19,15	10.000

Fuente: Resumen de productos minerales, 2009.

llos de construcción. La famosa Torre de Babel, una pirámide de siete pisos que alcanzó una altura de 90 metros sobre los tejados de Babilonia, estaba construida con ladrillos unidos con bitumen. Al mismo tiempo, las gentes que vivían a lo largo de los ríos descubrieron que el bitumen servía para impermeabilizar sus botes. Este conocimiento se pone en evidencia en dos de las primeras historias bíblicas; en una de ellas se narra que Noé, después de construir el arca con madera de ciprés, debía revestirla con brea (o bitumen) por dentro y fuera; en otra, se dice que la madre de Moisés consiguió una «cesta de papiro para él, y la untó con alquitrán y brea». Del Mar Muerto se cosechaban las masas flotantes de bitumen; de hecho, Marco Antonio otorgó la concesión para recolectar este material como una de las muchas muestras de amor que dio a Cleopatra. Los egipcios también descubrieron que el bitumen servía muy bien para preservar a las momias cuando escaseaban las resinas utilizadas originalmente. En América, los indios utilizaban bitumen y petróleo de las filtraciones naturales para impermeabilizar sus canoas y sus mantas, y también encontraron otros usos como medicina, para pegar los azulejos de los mosaicos toltecas, y probablemente como combustible.

Probablemente la utilización de los bitúmenes cambió poco desde los días de Babilonia hasta cerca del año 1000 d.C., cuando los científicos árabes descubrieron la destilación; en el siglo XII los árabes ya fabricaban toneladas de queroseno. Desafortunadamente, este avance tecnológico se perdió con el decaimiento del cénit científico en Oriente Medio después del siglo XII, y no se recuperó hasta el siglo XIX.

Durante el siglo XVII y principios del XVIII la mayoría de los europeos y colonos americanos sabían poco, si es que sabían algo, del petróleo. Pero hacia 1750 se encontraron numerosas filtraciones de petróleo crudo en Nueva York, Pensilvania y Virginia de Oeste, y no era infrecuente que en los pozos que se perforaban para sacar agua y sal se encontraran pequeñas cantidades de petróleo. Este petróleo era generalmente considerado un estorbo, por su mal olor y su tendencia a adherirse a cualquier cosa. Se le encontraron algunas aplicaciones, y hacia 1847, Samuel M. Kier, que tenía una empresa de sal en Pittsburg, comenzó a embotellarlo como un negocio secundario. Incluso el famoso aventurero Kit Carson buscaba petróleo y lo vendía como grasa para ejes de carretas a los pioneros que se desplazaban hacia el Oeste. Hasta 1850 las principales fuentes de lubricantes y grasas para lámparas eran aceites vegetales y animales, especialmente aceite de ballena. El paso más importante hacia la industria del petróleo tuvo lugar en 1852 cuando un geólogo canadiense, Abraham Gesner, descubrió que el queroseno (que él llamaba *aceite de carbón*) que se utilizaba en las lámparas podía fabricarse a partir de petró-

leo y de carbón por destilación. En muchos lugares del mundo se dieron cuenta rápidamente de la utilidad del petróleo, y en 1857 James M. Wilson construyó un pozo petrolífero y una refinería para producir aceite de lámparas en Oil Spring, Ontario. En el mismo año, la producción de petróleo de pozos excavados a mano alcanzó 2.000 barriles en Rumanía.

A pesar de estos logros, la industria moderna del petróleo encuentra sus orígenes en el primer pozo petrolífero estadounidense, que fue perforado por Edwin L. Drake junto a Oil Creek, cerca de Titusville, Pensilvania, en 1859. Anteriormente, George H. Bisel, hombre de negocios de New Haven, Connecticut, que apreció las posibilidades del petróleo como combustible, lubricante, e iluminante, buscó socios y en 1854 estableció en Pensilvania la Compañía Rock Oil para perforar en busca de petróleo cerca de Titusville. Sus esperanzas encontraron un gran estímulo cuando el Profesor Benjamín Silliman, de la Universidad de Yale, analizó una muestra del petróleo crudo que brotaba de forma natural en Pensilvania y escribió en un informe de 1855: «En conclusión, caballeros, me parece que hay mucho terreno para animar la confianza que su compañía tiene en la posesión de una materia prima que, por procesos sencillos y nada caros, puede generar productos muy valiosos». El esfuerzo inicial fracasó y terminó en bancarrota, pero los inversores se reagruparon bajo un nuevo nombre, Compañía Seneca Oil, y contrataron a Drake, un maquinista de ferrocarriles en paro, para dirigir las operaciones. Empezaron a perforar en junio de 1859 usando una torre de perforación de madera y un martillo operado a vapor [Figura 5.28.(a)]. Como el agua y las cavidades amenazaban con hundir el pozo, Drake introdujo un tubo de hierro de 12 metros en el suelo y avanzó la perforación dentro de la tubería. La roca almacén del petróleo se encontró a una profundidad de 21,2 metros el 27 de agosto de 1859. El petróleo subió hasta alcanzar justo por debajo de la superficie del suelo; Drake montó una bomba en el pozo y comenzó a producir entre 10 y 35 barriles de petróleo por día.

Inicialmente, el petróleo se vendió a 20 dólares el barril, pero el éxito tuvo como resultado la perforación de muchos otros pozos [Figura 5.28.(b)], y el precio cayó a 10 céntimos el barril en tres años. Se formaron rápidamente ciudades de carpas y chozas, y en carretas y en gabarras se transportaba el crudo, en barriles de madera, hasta las refinerías que se construyeron en la costa del Atlántico. Las compañías ferroviarias pronto construyeron ramales hasta los campos de petróleo, y en 1865 se construyó el primer oleoducto para llevar crudo a la zona de carga del ferrocarril, a 8 kilómetros de distancia. En 1874 se construyó un oleoducto de 97 kilómetros para transportar 3.500 barriles por día desde los campos de petróleo hasta



(a)



(b)

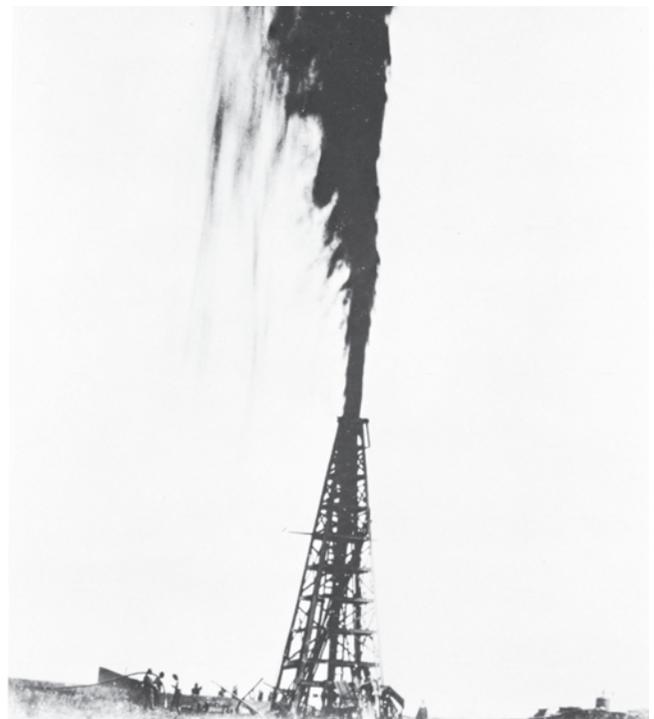
▲ **Figura 5.28.** (a) Edwin Drake (derecha) junto a su pozo de petróleo, en los alrededores de Titusville, Pensilvania, en 1861. Este pozo representó el comienzo de la extracción de petróleo moderna. (b) Al éxito del primer pozo de Drake siguió la perforación de muchos otros pozos muy cercanos entre sí, como se muestra en esta fotografía de 1861, tomada en la granja de Benninghoff a lo largo de Oil Creek. (Fotografía cortesía del Servicio de Fotografía y Películas, del Instituto Americano del Petróleo.)

Pittsburg. Después del éxito de Drake, los hallazgos de petróleo se extendieron rápidamente —al Oeste de Virginia en 1860, a Colorado en 1862, Texas en 1866 y a California en 1875—. En muchas de esas regiones, el descubrimiento inicial condujo a la perforación de numerosos pozos muy próximos, como se muestra en la Figura 5.28.(b) y al inicio de este capítulo. El primero de los campos gi-

gantes en la región de la Costa del Golfo se abrió cuando brotó una surgencia de petróleo en Spindletop, y el chorro subió hasta casi 60 metros, el 10 de enero de 1901 (Figura 5.29); la producción alcanzó los 100.000 barriles/día.

La producción comercial se extendió rápidamente por todo el mundo. Italia se convirtió en una pequeña productora en 1860 y rápidamente la siguieron Canadá, Rusia, Polonia, Japón, Alemania, India, Indonesia, Perú, México, Argentina y Trinidad. El conocimiento de que el petróleo y las surgencias de alquitrán se habían explotado en Oriente Medio a lo largo de cientos de años estimuló considerablemente el interés por la región a finales del siglo XIX y principios del XX. Se hicieron algunos descubrimientos pequeños, pero alentadores, en Irán en 1908 y en Iraq en 1927. El verdadero potencial del área se hizo patente, por fin, cuando se descubrió el primer gran campo en Arabia Saudí en 1938; las perforaciones que siguieron mostraron que en Oriente Medio se encuentran más de la mitad de las reservas mundiales conocidas de petróleo.

La exploración de petróleo después de la Segunda Guerra Mundial se expandió por todo el mundo y dio lugar a descubrimientos en todos los continentes, y desde los trópicos hasta las regiones polares. Aunque se han encontrado numerosos campos pequeños, los dos hallazgos que han recibido mayor publicidad en los últimos años



▲ **Figura 5.29.** Spindletop, en el sureste de Texas, fue una de las surgencias más famosas de petróleo. Comenzó a fluir el 10 de enero de 1901, a un ritmo de 100.000 barriles/día, con un chorro que alcanzaba los 60 m de altura. (Fotografía cortesía del Instituto Americano del Petróleo.)

han sido los del Mar del Norte en 1965 y en la vertiente norte de Alaska en 1968 (Figura 5.30 y Lámina 21)

La formación de petróleo y gas natural. El combustible fósil más importante en el mundo industrial moderno es el **petróleo**; es la base de muchos lubricantes y combustibles y de más de 7.000 compuestos orgánicos. Los primeros descubridores aplicaron el término latín *pe-*



(a)



(b)

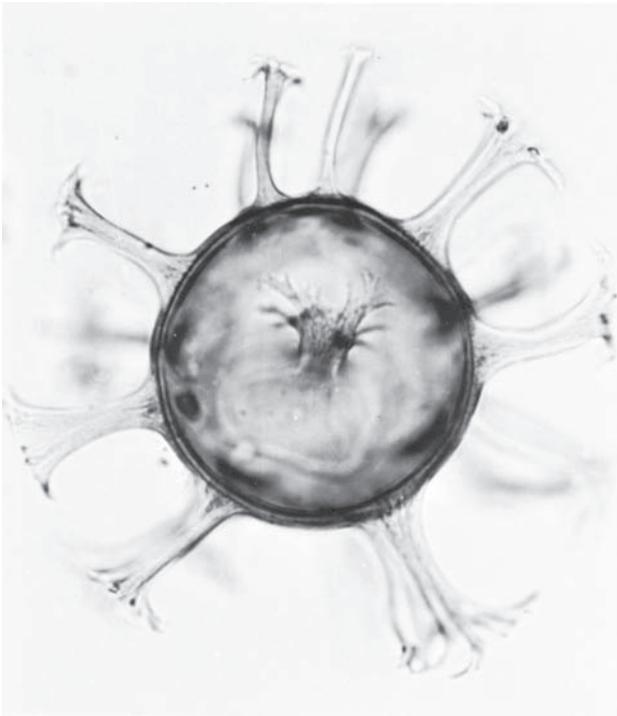
▲ **Figura 5.30.** (a) Plataformas petrolíferas como la que se muestra, en el Mar del Norte, se utilizan para perforar pozos en campos petrolíferos, y luego bombearlo hasta instalaciones en tierra mediante oleoductos submarinos o subterráneos. El humo se produce al quemar el gas natural residual. (Fotografía cortesía de Shell Gran Bretaña.) (b) El oleoducto de Alaska, que tiene una longitud de unos 1.400 km y cuya construcción costó 9.500 millones de dólares, transporta 1,5 millones de barriles/día desde la bahía Prudhoe, en la vertiente Norte de Alaska, hasta Valdez. Allí se cargan en barcos petroleros para llevarlo hasta las refinerías. (Fotografía cortesía de la Compañía Petrolera Sohio.)

tra, que significa roca, y *oleum*, que significa aceite, porque observaron que fluía de las rocas. Este aceite mineral, que ahora se llama *petróleo, crudo* u *oro negro*, tiene su origen, como todos los combustibles fósiles, en la materia orgánica que queda atrapada en el sedimento.

El petróleo se presenta pocas veces sin su acompañamiento de **gas natural**, que es una mezcla de moléculas de hidrocarburos ligeros, gaseosas en las condiciones que se dan en la superficie terrestre. A diferencia del petróleo, que está compuesto por al menos una veintena, y a veces hasta centenares, de diferentes compuestos hidrocarbonados, el gas natural está compuesto sobre todo —con frecuencia en un 99 por ciento o más— de metano (CH_4). También pueden estar presentes pequeñas cantidades de otros hidrocarburos gaseosos, como el etano (C_2H_6), propano (C_3H_8) y butano (C_4H_{10}). Además, el gas natural puede tener mezclas pequeñas cantidades de dióxido de carbono (CO_2), ácido sulfhídrico (H_2S), helio (He), nitrógeno (N_2), hidrógeno (H_2), vapor de agua y amoníaco (NH_3). El petróleo está formado casi exclusivamente por materia orgánica que ha quedado atrapada en sedimentos marinos, mientras que el gas natural puede estar tanto en rocas marinas como terrestres. A principios de 1781, el abad S. Volta, del norte de Italia, dio una primera explicación sobre la formación de petróleo y gas cuando escribió: «La fermentación de la materia animal y vegetal enterrada genera petróleo, que se transforma en nafta (un término para líquidos incoloros volátiles como la gasolina), por destilación debida al calor subterráneo, y sucesivamente se van generando vapores».

La visión del abad resultó bastante acertada, pues ahora sabemos que es la modificación de la materia orgánica enterrada lo que lleva a la formación del petróleo y el gas. Como se ve en la Figura 5.6, el gas natural se forma tanto con el petróleo como con el carbón, y al menos por dos procesos. La mayoría de la materia orgánica, incluso cuando queda enterrada, se descompone totalmente por organismos o por el oxígeno de las aguas circulantes. La porción remanente también está sujeta a un ataque en ambientes anoxigénicos por bacterias anaerobias. El producto de la acción de las bacterias anaerobias, que puede generarse en cualquier momento, desde el enterramiento hasta millones de años después, es **gas biogénico**. El gas es principalmente metano (CH_4), aunque puede haber también cantidades variables de otros gases, y se está produciendo constantemente en pequeñas cantidades en pantanos, suelos y sedimentos del fondo marino.

En medio marino, los tipos principales de materia orgánica que quedan atrapados en los sedimentos son los restos de seres vivos flotantes, organismos planctónicos microscópicos que caen constantemente sobre el fondo (Figura 5.31). Los residuos son ricos en el tipo de materia orgánica que denominamos **lípidos**, pero también contienen cantidades importantes de proteínas y carbohidra-



(a)

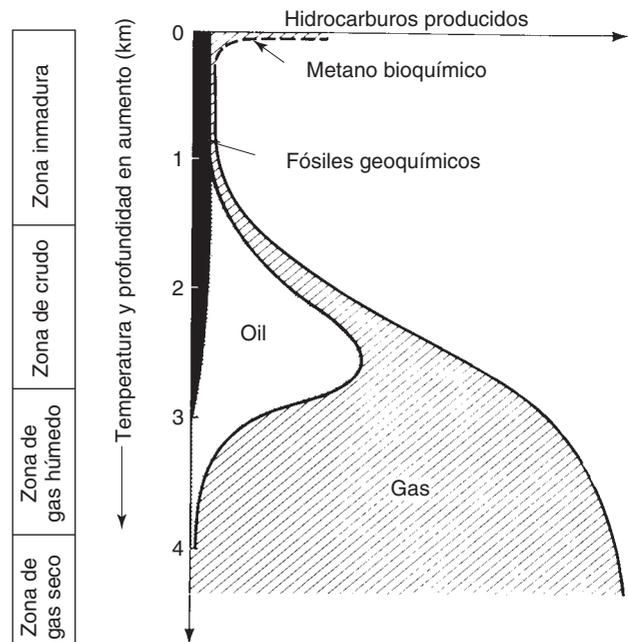


(b)

▲ **Figura 5.31.** El petróleo se forma por acumulación de pequeños organismos dinoflagelados flotantes de plancton. Los hidrocarburos contenidos en cada uno de estos organismos, con diámetros medios de 0,55 mm, se convierten en kerógeno y por último en petróleo y gas. (Fotografía cortesía de D. McLean.)

tos; los residuos vegetales terrestres son muy diferentes, porque contienen mucha celulosa y lignina, que procede de la descomposición de los tejidos leñosos. El proceso de formación del petróleo y del gas en sedimentos marinos se resume en la Figura 5.32. La escala vertical, que indica la profundidad, corresponde también a un incremento en tiempo y temperatura; es sólo aproximada y puede variar con la naturaleza de la materia orgánica de origen.

El enterramiento en profundidad se divide en tres zonas principales, en las que actúan principalmente los procesos de **diagénesis**, **catagénesis** y **metagénesis**. Estos procesos, en los que tanto minerales como materia orgánica se alteran, se caracterizan por un incremento continuo de la temperatura y la presión, como respuesta a la profundidad de enterramiento. La *diagénesis* se produce a partir de la superficie de los sedimentos depositados y se prolonga hasta una profundidad de unos cientos de metros, en los que la temperatura es generalmente inferior a los 50 °C. Los minerales se disuelven y precipitan por acción de las aguas subterráneas, y gran parte de la materia orgánica se oxida, o es consumida por organismos subterráneos o por bacterias. Las bacterias metanogénicas anaerobias son, por lo general, muy activas en la parte superior de esta zona y son las responsables de la producción de una gran cantidad de gas biogénico.



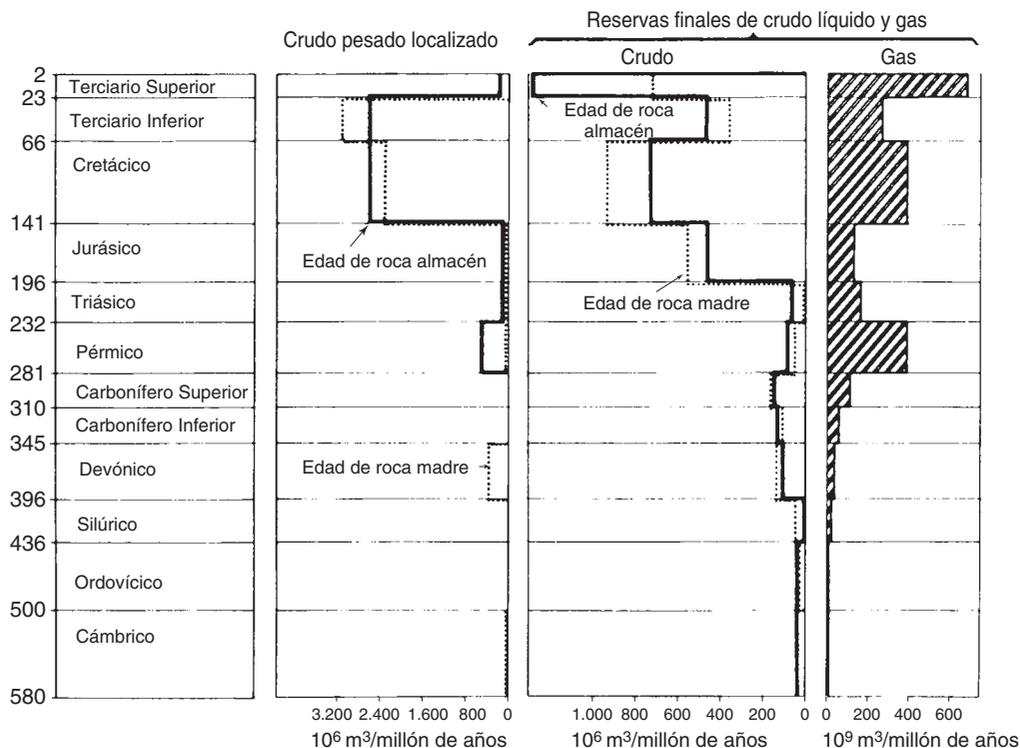
◀ **Figura 5.32.** La conversión de materia orgánica en kerógeno, petróleo y gas se representa en función de la profundidad de enterramiento (y del correspondiente incremento de la presión y la temperatura). El metano biogénico se genera cerca de la superficie por actividad bacteriana. La profundidad real de generación de petróleo y gas termogénico varía ligeramente de una región a otra, con dependencia del tipo de roca, el gradiente geotérmico y la naturaleza de la materia orgánica.

La *catagénesis*, que se produce en rangos de temperatura que van desde los 50 °C hasta cerca de los 150 °C y con presiones de hasta 1.500 atmósferas a profundidades de 3,5 a 5 kilómetros, conlleva la compactación de las rocas y la expulsión del agua. La materia orgánica se altera progresivamente a kerógeno y petróleo líquido. Los procesos generadores de gas biogénico disminuyen su efectividad a medida que aumenta la profundidad, pero los procesos de gas termogénico se hacen importantes y tienen como resultado la formación de gas por craqueo térmico de parte del kerógeno. A medida que la profundidad continúa aumentando, los procesos de formación de petróleo dan lugar a la producción de **gas termogénico**. A este gas se le llama normalmente gas «húmedo» porque el constituyente principal, metano, se suele acompañar de pequeñas cantidades de etano, propano, y butano, que son fácilmente condensables a fase líquida.

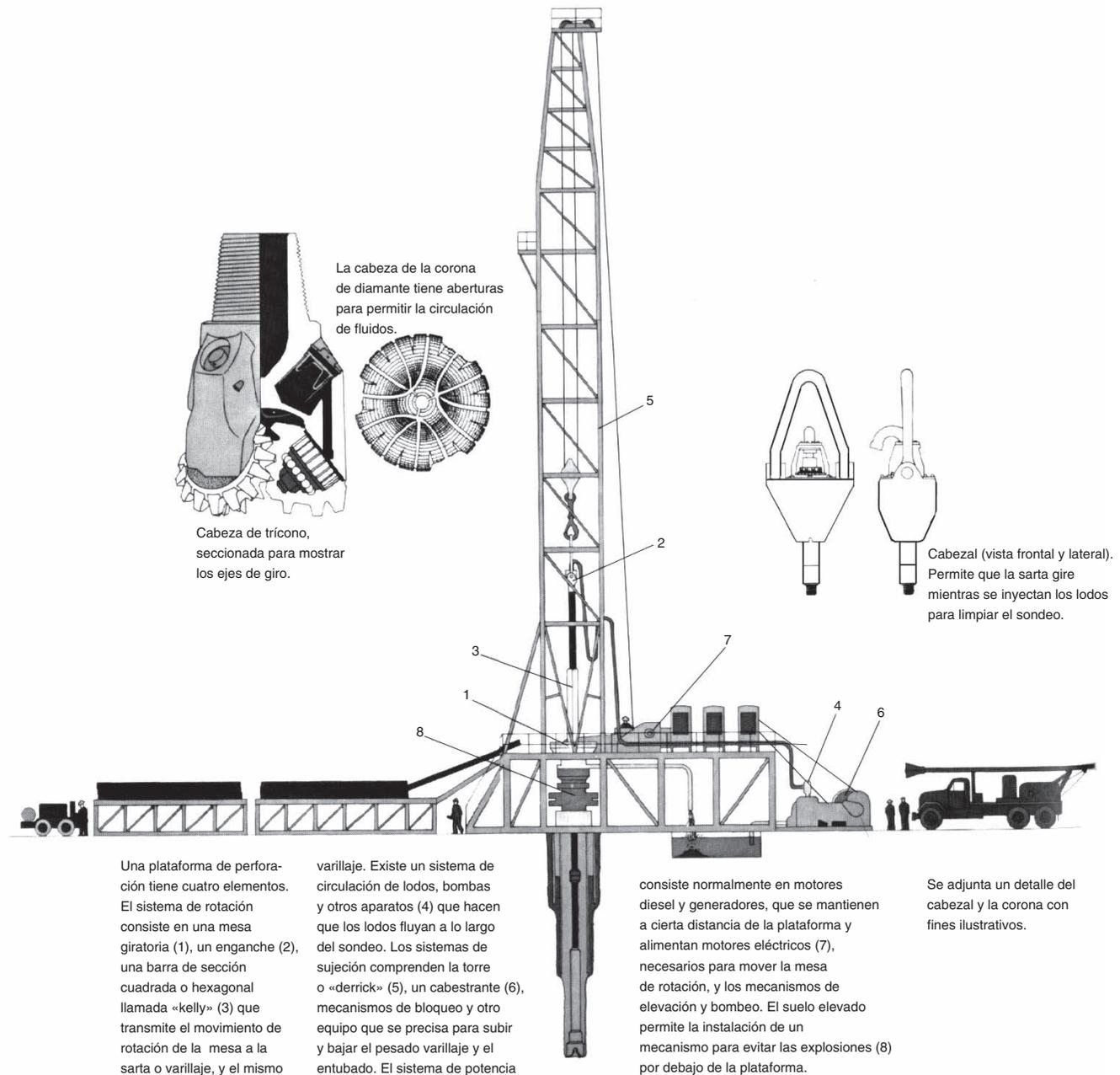
Por debajo de los 3.500 a 4.000 metros, donde las temperaturas superan los 150 °C y la presión aumenta por encima de las 1.500 atmósferas, se producen las primeras etapas del metamorfismo, que se denomina *metagénesis* cuando afecta a la materia orgánica. En esta etapa, el resto de materia orgánica es o bien convertida en gas seco, que es metano termogénico casi puro, o se mantiene como un residuo sólido rico en carbono. Si se produce un enterramiento más profundo, los efectos metamórficos se incrementan y el residuo se convierte en grafito.

De la exposición anterior debería deducirse que las rocas que contienen diferentes tipos de materia orgánica, o aquellas que tienen materia orgánica similar pero han sufrido diferentes condiciones de enterramiento, pueden contener relaciones muy diferentes de petróleo o gas. Esto es cierto, desde luego. Los sedimentos marinos, con materia orgánica rica en lípidos, tienden a producir petróleo y gas húmedo cuando quedan sometidos a catagénesis; al someterlos a condiciones similares, los terrestres, que tienen materia rica en celulosa, producen carbón y gas seco. Los sedimentos marinos ricos en materia orgánica, enterrados a profundidades de 2.000 y 3.000 metros, generalmente producen grandes cantidades de petróleo y gas, pero el mismo sedimento, si estuviera enterrado 1.000 metros más, produciría generalmente mucho gas pero poco petróleo.

La formación de petróleo, incluyendo los crudos pesados y el gas natural, depende de la disponibilidad y preservación de los organismos planctónicos marinos. Estas criaturas están presentes en todos los océanos del mundo desde el Precámbrico tardío, pero su abundancia ha ido aumentando a medida que han avanzado los tiempos geológicos. No es sorprendente que las reservas conocidas de hidrocarburos líquidos y gaseosos reflejen este incremento de la cantidad de plancton con el tiempo (Figura 5.33). El



▲ **Figura 5.33.** Distribución de las reservas finales de petróleo, gas y crudo pesado en yacimiento, expresadas como millones de metros cúbicos por millón de años, y distribuidas a lo largo de los tiempos geológicos. (Según Demaison [1977], Bestougeff [1980] y Bois, Bouch y Pelet, Boletín de la Asociación Americana de Geólogos de Petróleo, vol. 66 [1982], p.1264; utilizado con permiso.)



▲ **Figura 5.34.** Sección de una torre típica de perforación terrestre a rotación, utilizada en la prospección de petróleo y gas. (De *The Upstream*, publicación de Exxon; reimpresso con permiso de Exxon Corporation.)

incremento en la abundancia de hidrocarburos en rocas jóvenes sin duda también evidencia el escape y la destrucción de algo de petróleo y gas procedente de las rocas más antiguas, como resultado de la alteración y erosión de las mismas. El gas metano puede formarse también a consecuencia de algunos tipos de reacciones metamórficas e ígneas y se encuentra atrapado en pequeñas inclusiones de algunos minerales. La mayor parte de los geólogos del petróleo creen, sin embargo, que sólo el gas de origen biogéni-

co podrá encontrarse en cantidades suficientes como para que su recuperación sea rentable.

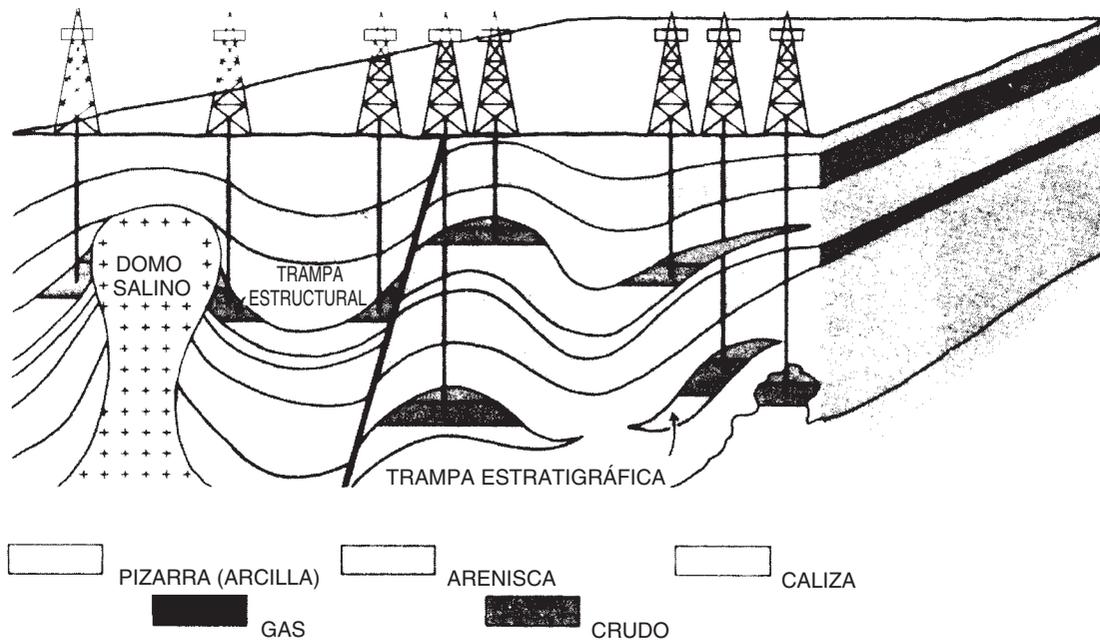
Las cantidades iniciales de materia orgánica en casi todos los sedimentos son escasas, y se encuentran dispersas para formar cantidades comerciales de petróleo. Sólo se encuentran acumulaciones rentables donde el petróleo ha migrado de las **rocas madre**, en las que se han formado pequeñas cantidades dispersas, a un medio poroso y permeable que se llama **rocas almacén** (general-

mente areniscas o calizas porosas). El requisito definitivo para que se produzcan acumulaciones rentables de gas y petróleo es que se formen trampas (Figura 5.35), zonas en las que los hidrocarburos que migraron quedaron confinados y protegidos de nuevos movimientos por una capa impermeable o sello de roca. Hay dos tipos principales de trampas: las **trampas estructurales**, formadas por pliegues o fallas, y las **trampas estratigráficas**, que se forman cuando las capas de rocas permeables y porosas se sellan por capas impermeables que las recubren. En la región de la Costa del Golfo, en Estados Unidos, y en otras áreas geológicamente similares, se encuentran cantidades considerables de petróleo en trampas estructurales, que se han desarrollado en capas adyacentes a domos salinos; éstos, al ascender, han doblado hacia arriba y penetrado los estratos que contienen el crudo, como se muestra en la Figura 5.35. La migración de agua y gas natural junto con el petróleo generalmente da como resultado la estratificación de estos materiales en las trampas, con el agua más densa debajo del petróleo, y el gas, más ligero, encima.

Recuperación del petróleo. Las primeras obtenciones de petróleo se produjeron a partir de filtraciones naturales en las que el petróleo, y más corrientemente el gas natural, migraron a lo largo de fallas o planos de estratificación hasta la superficie terrestre, o hasta zonas de aguas subterráneas circulantes, que arrastraron el petróleo

hasta salir a la superficie en una fuente. Al aflorar, el gas natural se habrá disipado en el aire y las fracciones ligeras del petróleo se habrán evaporado, dejando un residuo de bitumen o brea. La brea se recuperaba de las costas, o de la superficie del mar, desde hace miles de años, tanto en Oriente Medio como en las Américas. Aunque sigue surgiendo petróleo en algunos sitios de forma natural, prácticamente todo el que se produce en el mundo se recupera hoy de pozos, que utilizan los métodos primarios y secundarios de extracción que se describen más abajo.

Los primeros pozos petrolíferos se perforaban haciendo rotar piezas de tubo, en las que se tallaban unos dientes cortantes toscos, que desgastaban la roca o el suelo. Estas máquinas de perforación sencillas pronto fueron reemplazadas por **cabrias**, que consisten en una broca pesada atada a un cable largo de acero. El cable levanta la broca y la deja caer una y otra vez cortando poco a poco la roca; periódicamente, hay que sacar del agujero del sondeo el cable y la broca, y echar fuera los fragmentos de roca. Las cabrias de percusión, que alcanzan con eficacia profundidades de varios miles de metros, han sido reemplazadas por **perforadoras rotativas**, que son más eficientes y pueden operar hasta profundidades superiores a los 10.000 metros. Las perforaciones a rotación utilizan una broca compleja con dientes rotativos que cortan la roca cuando la cabeza gira; la cabeza de rotación está unida al extremo de una serie de tubos de acero huecos, que se hacen rotar por medio de motores que se encuen-

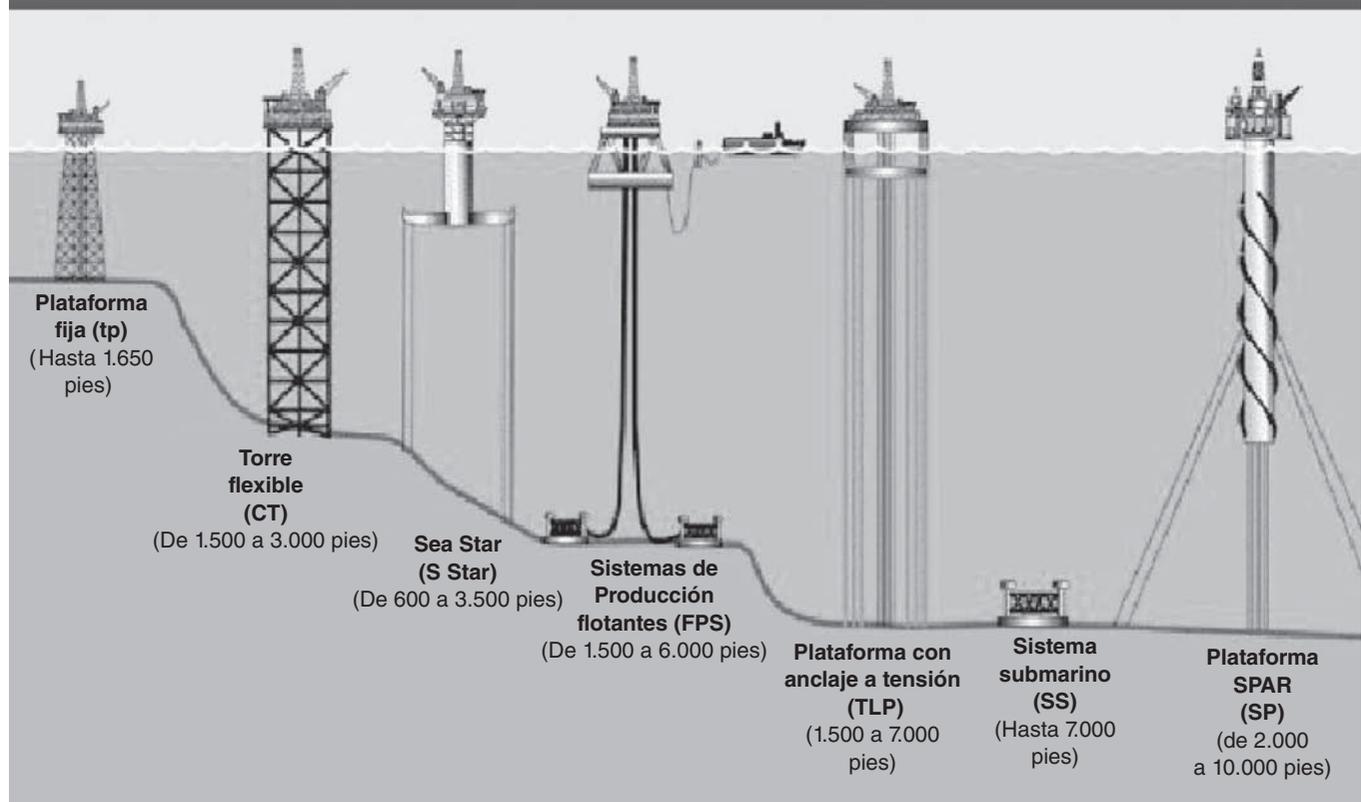


▲ **Figura 5.35.** Aunque ocasionados por diferentes fenómenos naturales, todos los tipos de trampas de hidrocarburos proporcionan sitios para la acumulación de petróleo y gas bajo la superficie y, de esa manera, se forman los campos que se explotan mediante sondeos. Este bosquejo simplificado muestra ejemplos de las principales trampas. (De *How Much Oil and Gas*, publicación de Exxon; reimpresso con permiso de Exxon Corporation.)

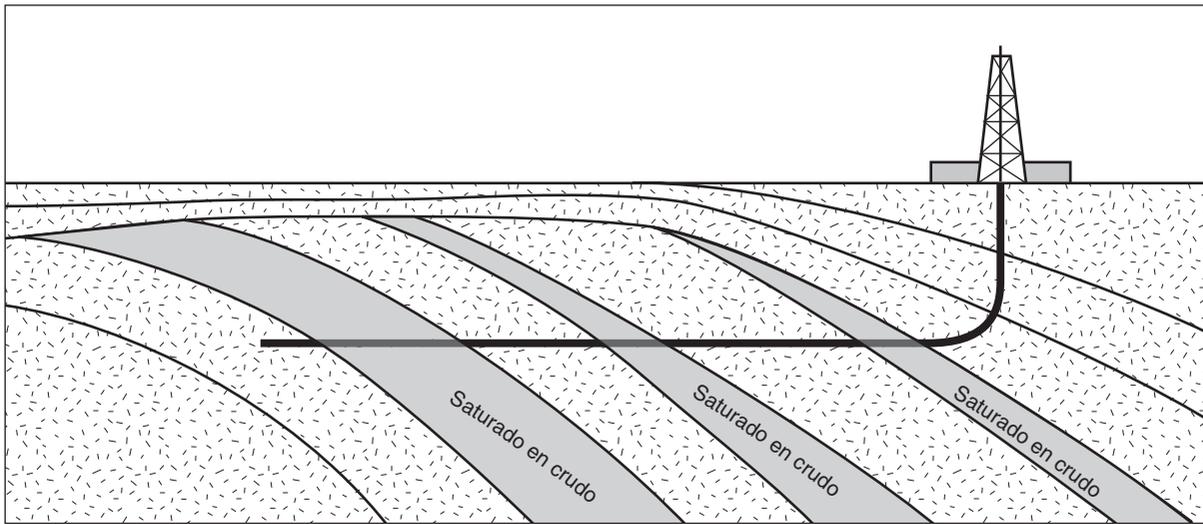
tran en la plataforma de perforación. Los lodos de sondeo se bombean hacia abajo por el centro del tubo para enfriar el cabezal e impulsar los detritus de la perforación fuera del sondeo. Para cambiar los dientes del cabezal, el equipo de perforación tiene que sacar por completo todo el varillaje de perforación y separar la sarta en piezas de 10 a 20 metros de longitud; una vez la broca ha sido reemplazada, hay que volver a ensamblar por completo todo el sistema de tubos, e irlo bajando una unidad tras otra por el hueco del sondeo. En tierra, la perforación se realiza mediante torres de perforación como las que se muestran en la Figura 5.34. En los últimos años, muchas perforaciones de pozos de petróleo se han realizado en el mar (*off-shore*), en las plataformas continentales, y se han empleado perforadoras rotativas instaladas sobre plataformas flotantes, estacionarias o sobre barcos especiales (Figura 5.36; véase también Lámina 19).

Una vez han sido perforados una serie de sondeos, se unen por una red de producción que permite que el petróleo de todos ellos se transporte de manera segura hasta los puntos de carga. Un buen ejemplo es el campo de petróleo Strathspey, en el Mar del Norte, en el que 15 pozos, entre los que se encuentran los de inyección de agua, los de gas y los de petróleo, están conectados a un mismo sistema; el petróleo fluye a la plataforma de carga por un oleoducto de 36 pulgadas (91,5 cm) de diámetro. Los primeros perforadores asumían que los sondeos que perforaban eran verticales, y alcanzaban una profundidad por debajo de la plataforma igual a la longitud del cable o el varillaje. Esto con frecuencia era verdad, pero en muchos casos diferencias en la composición y dureza de la roca, especialmente cuando los estratos estaban inclinados, causaban que las perforaciones se desviaran, y no alcanzaban los objetivos programados. A medida que la tecnología de perforación mejoraba con el tiempo, se

Opciones de perforación en aguas profundas



▲ **Figura 5.36.** La prospección más intensa, y la producción de petróleo en aguas marinas, han tenido como resultado la implantación de plataformas fijas cada vez más altas y una gran variedad de plataformas flotantes, que se mantienen en su sitio anclándolas al fondo marino. Además, una vez perforados los pozos e instalados sus entubados metálicos, la producción puede llevarse a cabo mediante sistemas de control situados en el fondo del mar, operados por control remoto.



▲ **Figura 5.37.** La perforación dirigida, incluida la perforación horizontal, es hoy común en muchos campos de petróleo. Las perforaciones inclinadas u horizontales pueden ser útiles para aumentar el gas o el petróleo recuperables, al cortar zonas de producción más anchas, o campos múltiples, ocasionados por fracturación o desplazamiento de las arenas. Además, desde un solo lugar de perforación se pueden embocar varios pozos dirigidos y horizontales, lo que disminuye el impacto ambiental y el coste.

consiguió que los sondeos alcanzaran sus objetivos, y se desarrollaron sistemas de *perforación dirigida*. Con estos sistemas se pueden perforar sondeos con cualquier ángulo, incluso horizontales (Figura 5.37). Estas técnicas se utilizan en la actualidad con profusión para alcanzar lugares antes inaccesibles, como por debajo de lagos, ríos o bahías, para investigar con mayor efectividad acumulaciones de petróleo que se encuentran en fracturas verticales, para extraer con buenos rendimientos el crudo de potentes capas horizontales, y para acceder a varios reservorios desde un sitio con una sola perforación. Los sondeos dirigidos se logran mediante el uso de máquinas de perforación que se hacen descender al fondo del sondeo y se guían por complejos sistemas de navegación y control. La perforación dirigida es especialmente importante cuando se perfora desde un único lugar estacionario, como en las grandes plataformas del Mar del Norte o del Golfo de México, y en áreas donde la perforación vertical puede considerarse ambientalmente inaceptable, como en la Bahía Chesapeake (Estados Unidos).

Un buen ejemplo de la efectividad de la perforación horizontal se puede ver en el campo Captain, que almacena 1.500 millones de barriles a una distancia de 130 kilómetros de la costa norte de Escocia, en el Mar del Norte. La utilización de sondeos horizontales redujo el número de pozos que se necesitaban de 100 a 30, los emplazamientos de perforación de seis a dos, y permitió que cada pozo extrajera la producción de una zona en un radio de 2.000 metros, cruzando el campo petrolífero. Un pozo vertical convencional sólo podría haber extraído el petróleo de una zona de unos pocos cientos de metros de

potencia. En consecuencia, se han perfeccionado las técnicas y actualmente hay pozos que se extienden hasta 10 kilómetros lateralmente desde el punto en el que se inicia la perforación. Así se reducen costes, se disminuye el impacto ambiental, se aumentan las posibilidades de éxito de las exploraciones y se incrementa la productividad de reservorios individuales.

Como el petróleo se encuentra en las rocas en forma de gotitas y películas entre los granos, en poros y a lo largo de pequeñas fracturas, como se muestra en la Figura 5.38, su movimiento es normalmente muy lento.



▲ **Figura 5.38.** El petróleo y el gas se encuentran y se mueven por los intersticios de los granos, en las rocas almacén. La porosidad no suele superar el 30 por ciento del volumen total de la roca. El gas natural se mueve rápidamente por los poros interconectados, pero el petróleo se pega a la superficie de los minerales y las grietas, por lo que la recuperación primaria es normalmente sólo del 30 al 35 por ciento. A menudo puede obtenerse más petróleo usando métodos de recuperación secundaria.

Para permitir que el petróleo fluya con más facilidad, a menudo es necesario agrandar los canales por los que fluye en la roca o hacer unos nuevos. Un método común para lograrlo es inyectar disoluciones fuertemente ácidas que disuelven los agentes cementantes que mantienen unidos los granos minerales, aumentando de este modo la permeabilidad entre los poros. Otro método que también se utiliza para incrementar la permeabilidad es inyectar en el pozo agua y arena gruesa con presión suficiente para fracturar la roca almacén del petróleo; los granos de arena consiguen abrir las fracturas y permitir el movimiento del crudo. En otras zonas, se utilizan balas de gran calibre o pequeñas cargas de explosivos para fracturar la roca contigua al pozo. Todos estos procedimientos incrementan la cantidad total de petróleo recuperado, porque abren nuevos canales y rompen las ligaduras que mantienen los poros cerrados, a través de los cuales el petróleo, que de otra forma no podría hacerlo, puede fluir hacia el pozo.

La **recuperación primaria** es el método más sencillo y menos costoso de recuperar petróleo de un yacimiento, porque aprovecha las presiones naturales dentro del reservorio para empujar el crudo hacia el pozo y a veces hacerlo ascender por él. Si las presiones son muy altas, la primera perforación de un yacimiento puede producir una **surgencia de petróleo** (Figura 5.29), en la cual éste es expulsado y brota de forma súbita por la boca del sondeo. Las surgencias han sido en realidad muy poco frecuentes en el pasado, y en la actualidad se evitan casi siempre mediante el uso de válvulas especiales que cortan o controlan el flujo del crudo cuando se producen presiones altas. Si las presiones naturales son bajas, hay que elevar el petróleo hasta la superficie mediante bombas que se sitúan en el fondo del pozo.

Las presiones naturales que ayudan a la concentración y extracción del petróleo son la debida al agua, la producida por el gas, y la generación de gas disuelto [Figura 5.39.(a), (b), (c)]. La mayor parte de los crudos contienen gases disueltos que se mantienen en disolución por la presión, de la misma forma que el CO_2 se mantiene en disolución en un refresco mientras que la lata o la botella están sin abrir. Cuando se empieza a remover el petróleo, la presión de confinamiento baja y parte del gas sale de la disolución. Al igual que el CO_2 puede causar que algo de refresco desborde la lata o la botella, el gas natural puede forzar a que algo del petróleo que está dentro de la roca almacén salga por el pozo.

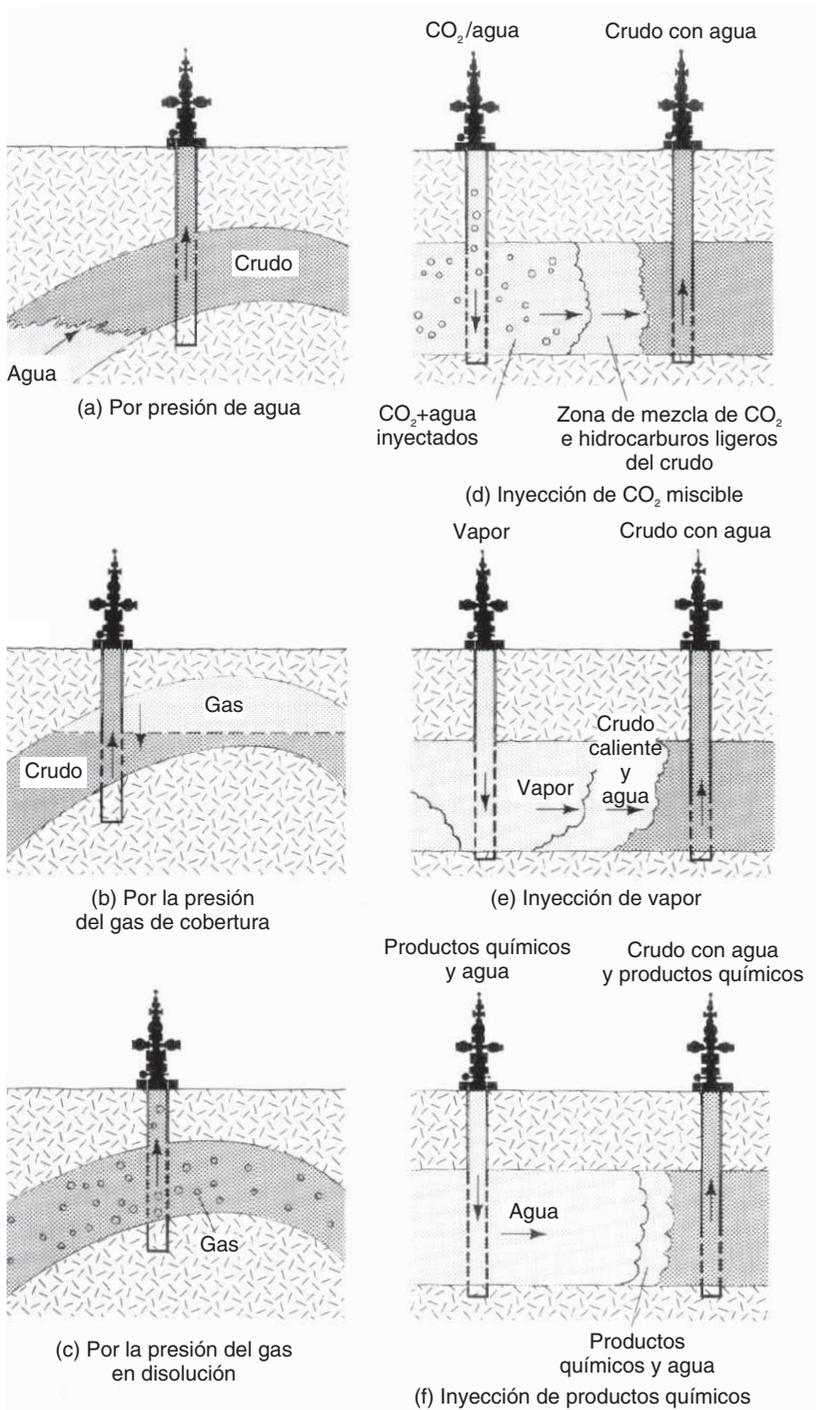
En muchas trampas, el gas natural, ya sea en estado líquido o gaseoso, está sobre el petróleo, como se muestra en la Figura 5.39.(b) y ejerce una considerable presión desde arriba. Cuando se extrae petróleo de la parte superior del pozo la capa de gas se expande, y el efecto es que la presión ayuda a empujar el crudo hacia el pozo. El

efecto del agua [Figura 5.39.(a)], normalmente el proceso natural más eficaz, se produce cuando la presión de la porción de agua que subyace en el depósito es suficiente como para empujar el petróleo hacia arriba a medida que se produce la extracción.

Aunque los procesos naturales pueden ayudar mucho a que el petróleo fluya y pueda extraerse, la fase primaria de recuperación comúnmente sólo recupera del 20 al 30 por ciento del crudo total del yacimiento. Para mejorar la recuperación, se utilizan técnicas artificiales o de **recuperación secundaria**. En estas técnicas normalmente se emplea agua, vapor o disoluciones químicas para invadir, desplazar o disolver y movilizar el crudo [Figura 5.39.(d), (e), (f)]. La **inyección de agua** es el método más común y económico; como su nombre indica, supone inyectar agua en uno o más de los pozos periféricos de la trampa o campo. El agua desplaza parte del petróleo y lo impulsa hacia los pozos de producción, en los que se bombea. La **inyección de vapor** [Figura 5.39.(e)] es una variante de la inyección de agua en la que se inyecta vapor sobrecalentado. El calor disminuye la viscosidad del petróleo, y permite así que fluya más fácilmente; el vapor condensado actúa entonces como una inyección de agua. La **inyección química** [Figura 5.39.(f)] es similar a la inyección de agua, excepto en que se utiliza una sustancia química que sea soluble en el petróleo y que reduzca su viscosidad (como hidrocarburos ligeros), o que ayude a reducir la tendencia del petróleo a pegarse a los granos minerales (como los polímeros o surfactantes). Por lo general, las disoluciones químicas se inyectan por un pozo, y la producción de petróleo se lleva a cabo en otro.

Algunas veces, el gas natural que se recupera junto con el crudo se separa y se reinyecta en una capa de expansión que ayuda a mantener la presión del yacimiento y mejorar la recuperación del crudo. En este caso, el gas tiene la característica de un recurso futuro, porque en gran parte puede extraerse después, si las condiciones económicas resultan favorables. A pesar de lo costosa que resulta la recuperación secundaria, normalmente el 50 por ciento o más del petróleo original se queda en la tierra.

En los últimos años, especialmente después del rápido crecimiento de los precios del petróleo entre 1979 y 1981 (véase Figura 3.14), ha habido una controversia considerable sobre la **minería o extracción de petróleo**. El interés en estos procedimientos ha sido impulsado por la economía, por la disminución de las reservas de petróleo líquido, y por la observación del Instituto Americano del Petróleo en el sentido de que los diez campos más grandes de los Estados Unidos todavía contienen el 63 por ciento de su petróleo original en el yacimiento, después de haber agotado la producción. Sólo en Estados Unidos, estas cantidades se estiman en 300.000 millones de barriles, diez veces más que las reservas conocidas y recuperables



◀ **Figura 5.39.** La recuperación de petróleo y gas de las trampas puede ser por métodos primarios: (a) por presión de agua, (b) por presión de gas, (c) por presión de disolución de gas; o por métodos secundarios: (d) por inyección de dióxido de carbono disuelto, (e) por inyección de vapor, (f) por inyección de sustancias químicas. (De *The Upstream*, publicación de Exxon; reimpresso con el permiso de Exxon Corporation.)

de petróleo líquido. En el mundo, el petróleo potencialmente recuperable es sin duda muchas veces mayor que los dos billones de barriles que se espera poder extraer de los pozos; esto sin contar las pizarras bituminosas y las arenas asfálticas, de las que luego se hablará. La minería de petróleo podría llevarse a cabo (1) como minería a cielo abierto, más o menos como el cobre de baja ley se explota hoy en muchas partes del mundo; (2) como minería subterránea, utilizando procedimientos de extracción

de grandes tonelajes, como los que se emplean en muchas minas metálicas, o (3) mediante sistemas de drenaje subterráneo, con los que el crudo se drena a cavidades subterráneas aprovechando la gravedad. En las primeras dos técnicas, la roca, que puede llegar a contener de un 10 a un 50 por ciento de barril por tonelada, se extrae, se tritura, y después se trata con vapor o disolventes químicos para liberar el crudo. El sistema de drenaje subterráneo podría llevarse a cabo con túneles mineros bajo los hori-

zontes de roca almacén y luego con perforaciones ascendentes para cortar esas capas. Habría que fracturar la roca y tal vez tratarla con vapor o sustancias químicas para reducir la viscosidad del crudo y su tendencia a pegarse a los sedimentos. El petróleo podría extraerse por los sondeos y llevarse a cámaras de almacenamiento, desde donde se bombearía hasta la superficie para su proceso.

La minería del petróleo no es de ninguna manera un concepto nuevo. La excavación de huecos a cielo abierto para sacar petróleo ya se llevaba a cabo en el área de Bakú, en Persia (actualmente Azerbaijan) a principios del siglo vi a.C., y en 1830 se sabe que esta zona producía 30.000 barriles/año de crudo, procedente de minas y manantiales. Pozos artesanales para sacar petróleo ya se hacía en los siglos xvi y xvii en regiones tan diversas como Sumatra, Alemania, Cuba, México y Suiza. Los únicos esfuerzos serios de minería de petróleo en el siglo xx han sido los muy limitados de Alemania y Japón, en tiempos de economía bélica, durante la Segunda Guerra Mundial, y los de Estados Unidos, cuando la necesidad de una calidad especial de crudo incentivó una tentativa semejante en Pensilvania. La reducción de los precios del petróleo desde mediados de los 80 redujo el interés por la minería de petróleo (y también el interés por las pizarras bituminosas), y todas las operaciones previstas fueron pospuestas o canceladas. Sin embargo, el rápido aumento del precio del petróleo después de 2000, ha hecho rentable la minería de las arenas bituminosas del oeste de Canadá, y en un breve periodo de tiempo las reservas de petróleo de Canadá han pasado de menos de 20.000 millones a cerca de 200.000 millones de barriles. La abundancia de los depósitos de arenas bituminosas ha transformado algunas comunidades, tales como Fort McMurray, en ciudades en auge a las que se han desplazado miles de trabajadores. Esta minería aunque ha demostrado ser rentable, también recibe críticas por los efectos ambientales sobre el paisaje que conlleva.

Refino del petróleo. El petróleo crudo que se extrae de los pozos es un fluido negro, pegajoso, con una consistencia que varía desde aguada a gelatinosa. A menudo se parece muy poco a la gasolina, al queroseno, a los aceites lubricantes, a las sustancias químicas, a los plásticos, y a la gran variedad de productos derivados que utilizamos cada día. El petróleo crudo realmente consiste en una mezcla de miles de compuestos hidrocarbonados que deben separarse y aislarse antes de que puedan transformarse en productos que nos son familiares; el proceso por el que esto se logra se denomina **refino**. Los científicos árabes de Oriente Medio, hacia el año 1000 d.C. desarrollaron un método primitivo de refino al hervir bitumen y condensarlo en un matraz o en una columna de vidrio refrigerada con agua fresca. Aunque el conocimiento de estas innovaciones tecnológicas se

perdió al declinar la ciencia en la Edad Media, se volvió a descubrir en el siglo xix, y ahora sirve de base a las técnicas modernas de refino [Figura 5.40.(a)].

El primer paso del refino es la **destilación** o **fraccionamiento** del petróleo crudo en una serie de fracciones, de acuerdo con sus temperaturas de condensación. El crudo se calienta primero a una temperatura cercana a los 500 °C y se divide después en un gran número de productos diferentes, como se muestra en la Figura 5.40.(b). La más ligera de estas fracciones, la gasolina ligera, asciende a la parte superior de la torre de fraccionamiento; las fracciones más pesadas, como el combustible diesel y aceites para calefacción, se condensan más abajo: el residuo más pesado, que es el asfalto, se extrae por la base de la torre. La composición típica de un crudo se ofrece en la Tabla 5.4.

En los primeros días de la industria del petróleo, la destilación era el método más importante para separar productos. Las fracciones más usadas eran el queroseno, los aceites para calefacción y los aceites lubricantes; la gasolina era muy explosiva para el uso casero y normalmente se desechaba. Al llegar la era del automóvil, se incrementó la demanda de un porcentaje cada vez mayor de gasolina. En razón de esta demanda, se desarrollaron técnicas para convertir fracciones pesadas menos útiles en otras más ligeras.

Demanda y uso de gasolina. El ejemplo de Estados Unidos. La mayor parte el petróleo que se produce actualmente se convierte en algún tipo de combustible para el transporte; gasolina, combustible de aviones o gasóleo. De los más de 20 millones de barriles de crudo consumido en América cada día, a diario se producen unos 9 millones de barriles de gasolina, equivale a cerca de 1.500 millones de litros de gasolina diarios.

Debido a que la economía y la forma de vida de América depende de la gasolina y gasóleo, y por tanto del petróleo de los que se obtienen, han sido muchas las declaraciones políticas en busca del autoabastecimiento de Estados Unidos, promoviendo incrementar la producción de combustible nacional, fomentando el empleo de combustibles

Tabla 5.4. Composición de un petróleo crudo típico

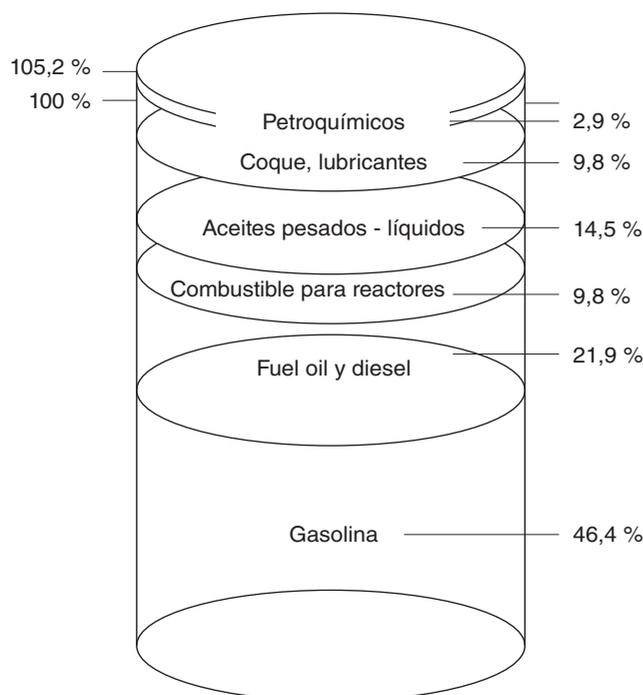
Componentes (tamaño molecular)	Porcentaje del volumen
Gasolina (C ₄ a C ₁₀)	27
Queroseno (C ₁₁ a C ₁₃)	13
Combustible diesel (C ₁₄ a C ₁₈)	12
Gas oil pesado (C ₁₉ a C ₂₅)	10
Aceites lubricantes (C ₂₆ a C ₄₀)	20
Residuo (>C ₄₀)	18
TOTAL	100

(De Hunt, *Geoquímica y Geología del petróleo*, 1979.) La naturaleza física de los hidrocarburos depende de la organización de los átomos y moléculas así como del número de átomos presentes.



(a)

¿Qué sale de un barril de crudo?



(b)

alternativos y mejorando el rendimiento de la gasolina en los automóviles. A pesar de la perforación de nuevos pozos de petróleo y de las mejoras en los métodos empleados, la producción de petróleo nacional ha continuado su descenso desde 1970, y es probable que continúe haciéndolo hasta que los principales campos se agoten.

Después del embargo petrolífero y de la escasez de gasolina que tuvo lugar en 1973, en el año 1975 el Congreso de EE. UU. implantó las normas «Corporate Average Fuel Economy» (CAFE). Estas normas tenían la intención de mejorar el rendimiento del consumo de gasolina en los automóviles y reducir así la dependencia del petróleo importado. En 1974 que el rendimiento de los automóviles en EE. UU. era de 5,74 kilómetros por litro, se esperaba mejorar a 8,5 kilómetros por litro en 1980, y 11,69 kilómetros por litro en 1985. El rendimiento máximo alcanzado fue de 11,4 kilómetros por litro. Desde hace unos 20 años, a pesar de las actuaciones políticas el rendimiento está disminuyendo lentamente. El rápido aumento del precio de la gasolina, que en 2008 llegó a ser más de 1 dólar por litro en toda América, combinado con el incremento debido a la subida de los niveles de CO₂ en la atmósfera, contribuyó a crear un mercado para vehículos eléctricos y coches híbridos capaces de funcionar gran parte del tiempo con electricidad. Al mismo tiempo, hubo un aumento, aunque controvertido, para impulsar la producción de alcohol y su empleo como combustible (véase Capítulo 6).

En Europa, la subida de los precios en América también supuso un aumento del precio de la gasolina. Como consecuencia, los europeos han fabricado coches más pequeños que los coches americanos mejorando el rendimiento y kilometraje realizado.

Se llama **craqueo térmico** a la aplicación de calor y presión a los hidrocarburos pesados para «craquearlos» o romperlos, y conseguir otros más ligeros. El **craqueo catalítico** obtiene el mismo resultado mediante el uso de un

◀ **Figura 5.40.** (a) En una refinería, el petróleo crudo se destila por calentamiento a temperaturas superiores a 500 °C; algunas fracciones se hacen reaccionar con gas natural. Los productos finales son gases, gasolinas, combustible para reactores, combustible diesel, y diversos tipos de aceites, ceras y alquitranes. Se retiran contaminantes como azufre y metales. (Fotografía cortesía de la compañía M. W. Kellogg.) (b) ¿Qué se obtiene de un barril de crudo? Los petróleos son muy variados en sus características químicas y físicas, pero este diagrama ilustra los productos que se obtienen hoy en día, como porcentajes medios, de un barril de petróleo. Durante el refinado se añade hidrógeno al petróleo para mejorar los productos; por eso, los productos finales exceden en aproximadamente un 5 por ciento al crudo inicial. (Datos de la Administración para la Información sobre la Energía de Estados Unidos.)

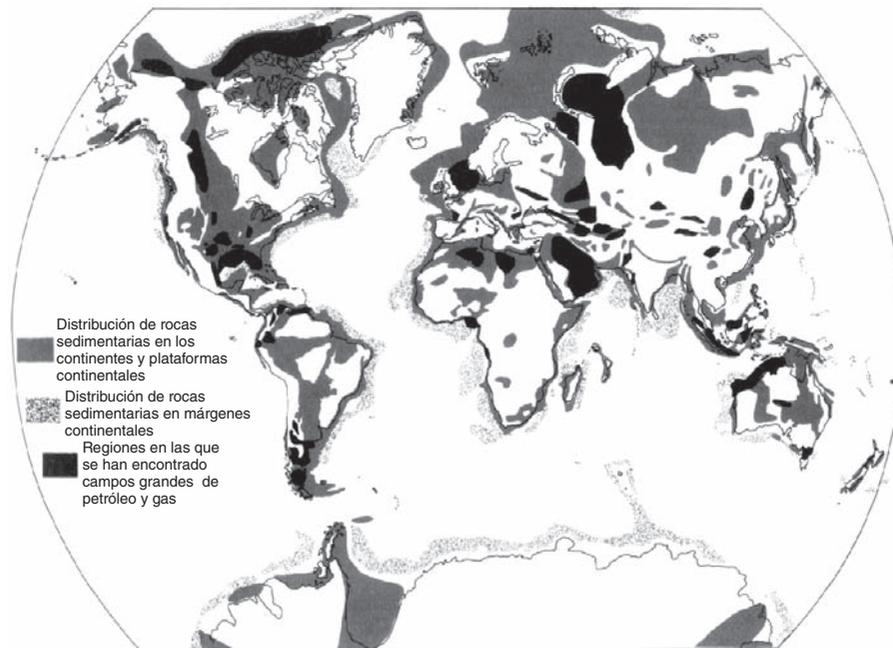
catalizador, normalmente una zeolita sintética, que acelera y facilita el proceso. La zeolita, al actuar como catalizador, no sólo reduce la energía que se requiere para el craqueo, sino que también se utiliza para adicionar hidrógeno a los hidrocarburos del petróleo; a este proceso se le llama **hidrogenación**, proceso que incrementa la producción de gasolina. Los crudos son muy variados en cuanto a calidad de los productos de la destilación y a contenido en contaminantes (sobre todo azufre, pero también algo de metales, como níquel y vanadio), pero una refinería moderna puede producir cerca del 50 por ciento de gasolina, 30 por ciento de gasoil, y 7,5 por ciento de fuel para reactores, a partir del crudo original. Para que los productos derivados del petróleo sean aceptables desde un punto de vista ambiental es preciso retirar el azufre, lo que ha tenido como consecuencia que las refinerías de petróleo hayan llegado a ser importantes productoras de este elemento. De hecho, en Estados Unidos, del refinado del petróleo se obtiene en la actualidad más del 55 por ciento de la producción nacional de azufre.

¿Dónde se encuentra el petróleo en el mundo? Dos de las preguntas más frecuentes que se hace la población en lo tocante a la suficiencia de abastecimiento de petróleo son: (1) ¿Dónde está el petróleo? y (2) ¿Cuánto petróleo hay? Ni una ni otra se pueden contestar con certeza absoluta, pero la exploración realizada a lo largo de

más de un siglo y la perforación de millones de pozos nos han permitido hacer estimaciones razonables.

En la actualidad hemos establecido con seguridad que el petróleo se forma a partir de la materia orgánica enterrada en rocas sedimentarias, y que un metamorfismo, incluso de bajo grado, destruye o convierte en grafito cualquier hidrocarburo líquido que pudieran guardar originalmente los sedimentos. Por consiguiente, la búsqueda de petróleo se reduce a las 600 provincias sedimentarias que, aproximadamente, se conocen en el mundo, según la cartografía geológica realizada (Figura 5.41). Hacia mediados de los 80 se habían examinado más de 420 de ellas, al menos con sondeos de exploración. Prácticamente todas las provincias sedimentarias contienen algo de hidrocarburos, y más de 240 contienen petróleo o gas susceptible de una producción rentable. Sin embargo, la presencia casi universal de hidrocarburos no debe engañarnos, y debemos reconocer que las acumulaciones importantes de petróleo o gas son acontecimientos muy raros, tanto desde el punto de vista geológico como estadístico.

Después de más de 150 años de exploración en más del 75 por ciento de las áreas que pueden tener sedimentos portadores de petróleo, incluidos todos los más grandes y accesibles, se han encontrado solamente siete provincias que contengan más crudo que el que el mundo utilizó en un solo año de los de máximo consumo en la década de los 70 (Tabla 5.5). En estas siete provincias (cada una



▲ **Figura 5.41.** Principales regiones con rocas sedimentarias y regiones en las que se han encontrado los principales yacimientos de crudo. El campo más grande, con mucho, es el que se encuentra en las inmediaciones del Golfo Pérsico (véase Tabla 5.7). Es probable que los futuros descubrimientos tengan lugar en las regiones más profundas de las plataformas continentales, y en regiones poco conocidas, como los bordes continentales alrededor de la Antártida. (De B. J. Skinner, *Recursos de la Tierra*, 3.^a ed., Englewood Cliffs, N. J.: Prentice-Hall, 1986, p. 38.)

Tabla 5.5. Las provincias petrolíferas más importantes del mundo

Provincia	Localización	Reservas recuperables (miles de millones de barriles)	Edad de la roca almacén más importante
Megaprovincias (Más de 100 000 millones de barriles)			
1. Árabe-Iraní	Arabia-Golfo Pérsico	626,3	Cretácico, Jurásico
Superprovincias (25-100 000 millones de barriles)			
2. Maracaibo	Venezuela-Colombia	49,0	Cretácico
3. Oeste Siberiano	Rusia	45,0	Jurásico, Cretácico
4. Reforma-Campeche	México	42,2	Jurásico, Cretácico
5. Volga-Ural	Rusia	41,0	Devónico
6. Permian	Estados Unidos	32,6	Pérmico, Pensilvaniense
7. Sirte	Libia	28,0	Cretácico, Paleoceno
Subtotal de las Superprovincias		237,8	
Otras provincias importantes (7,5-25 000 millones de barriles)			
8. Delta del Misisipí	Estados Unidos	22,4	Mioceno-Oligoceno
9. Mar del Norte septentrional	Gran Bretaña-Noruega-Dinamarca	22,4	Jurásico
10. Delta del Níger	Nigeria-Camerún	20,8	Oligoceno-Mioceno
11. Venezuela oriental	Venezuela-Trinidad	19,5	Cretácico
12. Costa del Golfo de Texas-Burgos	Estados Unidos-México	18,7	Oligoceno-Mioceno, Eoceno
13. Alberta	Canadá	17,0	Cretácico, Devónico
14. Este de Texas-Arkla	Estados Unidos	15,2	Cretácico
15. Triásica	Argelia-Túnez	13,5	Silúrico
16. San Joaquín	Estados Unidos	13,0	Mioceno
17. Norte del Cáucaso-Mangyshlak	Antigua Unión Soviética	12,0	Oligoceno-Mioceno, Jurásico
18. Sur del Caspio	Antigua Unión Soviética	12,0	Mioceno
19. Anadarko-Amarillo-Ardmore	Estados Unidos	10,8	Pensilvaniense
20. Tampico-Misantla	México	10,7	Jurásico, Eoceno
21. Vertiente Ártica	Estados Unidos	10,3	Cretácico
22. Sumatra Central	Indonesia	10,0	Mioceno
23. Los Ángeles	Estados Unidos	8,9	Mioceno
24. Chautauqua	Estados Unidos	8,5	Pensilvaniense
25. Sung-liao	China	8,5	Cretácico
Subtotal de las otras provincias importantes		254,2	
Subtotal de todas las provincias importantes		1.118,3	
Subtotal de todas las otras provincias		202,0	
TOTAL MUNDIAL		1.320,3	

de ellas con más de 25.000 millones de barriles de reservas recuperables probadas) se encuentran más de los dos tercios de todas las reservas conocidas del mundo. Una megaprovincia, la Árabe-Iraní, a la que nos referimos corrientemente como Oriente Medio, contenía 626.000 millones de barriles, casi la mitad de los recursos conocidos actualmente en el mundo. Las 25 provincias más importantes, cada una de las cuales se sabe que contiene por lo menos 8.500 millones de barriles recuperables, almacenan 1,118 billones de barriles, o sea, más del 88 por ciento de la suma de todo lo producido y las reservas remanentes del mundo. Esto significa que en el 6 por ciento de las provincias sedimentarias exploradas, y sólo en el 10 por ciento de ellas con crudo rentable, se almacena casi el 90 por ciento de todo el petróleo recuperable conocido.

No sabemos dónde, cuándo o cómo se encontrará más petróleo. Sin embargo, las áreas sedimentarias más

grandes y accesibles ya han sido exploradas intensamente; por tanto, es probable que los descubrimientos futuros se lleven a cabo, sobre todo, en regiones más pequeñas y remotas, en las que la producción será más difícil y más cara. Además, las tasas mundiales de hallazgos han ido disminuyendo, y en algunas áreas, como la plataforma continental atlántica de Norteamérica, que en un tiempo se pensó que poseía un potencial petrolero importante, se obtuvo un fracaso en la producción de petróleo recuperable. Antes de 1935, la tasa de petróleo descubierto en el mundo (sobre la base de periodos quinquenales) nunca superó los 12.000 millones de barriles/año; entre 1935 y 1970 se descubrieron, como media, de 25 a 30.000 millones de barriles/año; y desde 1970 esta media sólo alcanza los 15 a 18.000 millones de barriles.

En muchas partes del mundo y en diferentes épocas geológicas se han dado las condiciones geológicas y

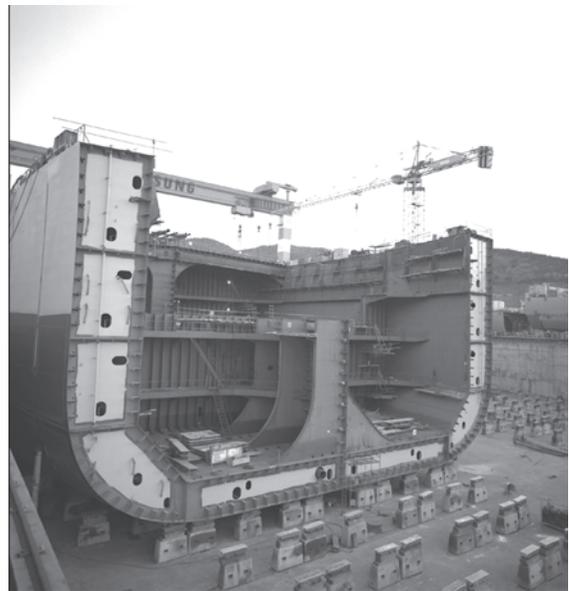
climáticas necesarias para la formación y conservación de petróleo. Esta génesis ha sido un proceso continuo desde el Precámbrico, pero a escala mundial parece que ha habido cuatro épocas muy productivas en cuanto a la generación de sedimentos fuente de petróleo (véase Figura 5.33). Son las siguientes: (1) El periodo Devónico (hace 396-345 millones de años); (2) El Carbonífero Superior (hace 310-281 millones de años); (3) Desde el Triásico Superior al Cretácico Superior (entre 200 y 65 millones de años); (4) desde el Oligoceno al Mioceno Medio (35-12 millones de años). Cada uno de estos intervalos comenzó con actividad tectónica, que dio lugar a cuencas sedimentarias de subsidencia rápida, que se colmataron con sedimentos ricos en materia orgánica. La formación del petróleo continúa actualmente y no hay duda de que en el futuro actuarán los mismos tipos de procesos geológicos, pero la velocidad de este proceso es mucho más lenta que las tasas de consumo, por lo que este recurso no puede considerarse renovable. Suponiendo, en una estimación generosa, que en los últimos 200 millones de años se hayan formado 3 billones de barriles de petróleo líquido recuperable, la tasa de generación alcanzaría sólo unos 15.000 barriles/año. El consumo mundial se sitúa en más de 30.000 millones de barriles/año, lo que significa que el consumo es aproximadamente 2 millones de veces más rápido que la producción.

Producción y comercio internacional de petróleo.

Como el petróleo es la principal fuente de energía del mundo en la actualidad, es el artículo más importante y valioso del comercio internacional. Una compleja red de rutas de comercio, cruzan los océanos y continentes y unen la política y economía de países que, de otro modo, tendrían poco en común. Desde 1940, el comercio internacional de petróleo ha sido más o menos proporcional a la producción. Después del pico en 1980, cuando el flujo internacional de crudo excedió los 31 millones de barriles/día, el comercio descendió hasta aproximadamente 28 millones de barriles/día en 1984 y luego creció lentamente hasta casi 38 millones de barriles/día en 2000. Esto representa sólo el 50 por ciento del total de la producción mundial, en gran parte porque los productores más importantes, como Estados Unidos, Rusia y el Reino Unido, consumen gran medida del petróleo que producen. Como era esperable, Oriente Medio ha sido y sigue siendo el principal exportador de petróleo; suministra crudo principalmente a Europa Occidental, Japón y Estados Unidos. Europa también recibe crudo de los campos del Mar del Norte y de África; Japón, de Indonesia, y Estados Unidos lo obtiene de México, Venezuela, África y el Mar del Norte.

Para satisfacer las demandas de petróleo, que son enormes y constantes, y minimizar los costes de trans-

porte, los petroleros modernos (Figura 5.42) son hoy los mayores barcos del mar; los más largos alcanzan una longitud (eslora) de más de 430 metros, y un ancho (manga) de más de 66 metros, y tienen una capacidad de almacenamiento de más de 3,5 millones de barriles, lo que equivale a 500.000 toneladas. Antes del cierre del Canal de Suez, en 1967, por el conflicto de Oriente Medio, la mayoría de los petroleros transportaban crudo desde Oriente Medio a Europa Occidental o a Estados Unidos pasando por él; ahora ninguno de los grandes petroleros podría acceder a sus esclusas; tienen que rodear el Cabo de Buena Esperanza para entregar su carga.

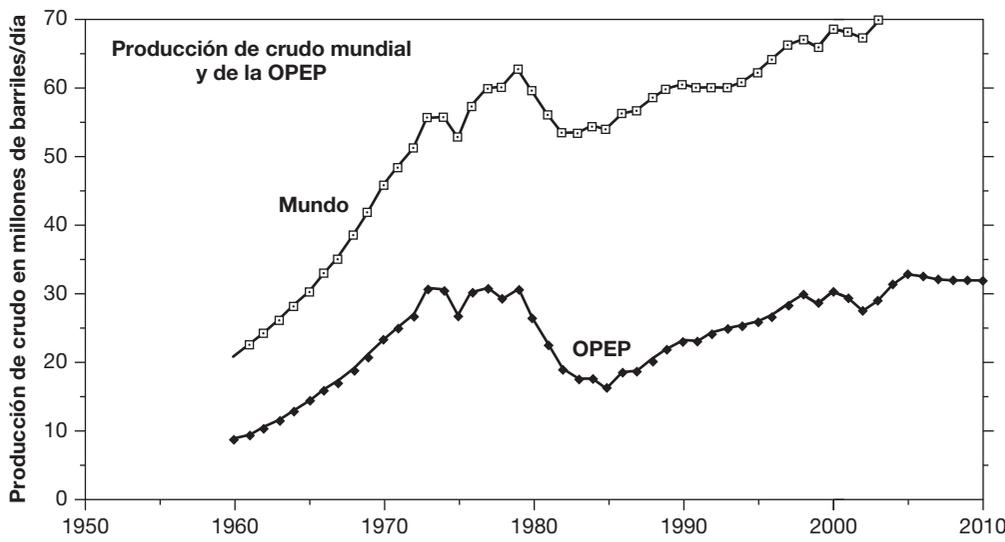


▲ **Figura 5.42.** El petrolero *Batillus* (499.000 toneladas, 430 metros de eslora, 66 metros de manga), que aquí se muestra cargando petróleo en el Golfo Pérsico, es un ejemplo de los grandes y modernos buques petroleros (fotografía cortesía de Arabian-American Oil Company y el Servicio de Fotografía y Películas del Instituto Americano del Petróleo). (b) Como resultado del derrame en Alaska del *Exxon Valdez*, la mayor parte de los petroleros modernos se construyen con un diseño de doble casco, como se muestra aquí. Los cascos interno y externo están separados unos 3 metros y tienen muchos refuerzos entre ellos para prevenir derrames, en caso de accidente. (Fotografía cortesía de CONOCO, Inc.)

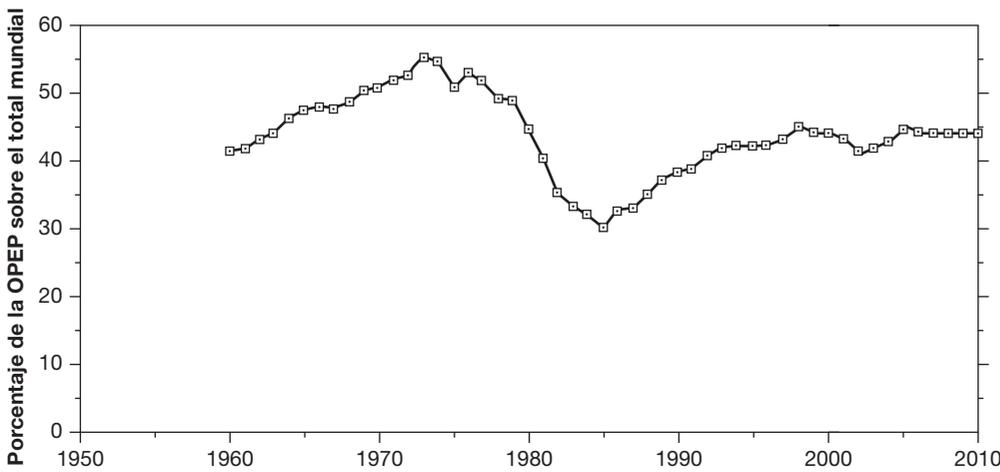
Estados Unidos ha sido el principal productor mundial de petróleo desde los días del pozo de Drake, en 1859, hasta mediados de la década de los 70, cuando fue superado por Arabia Saudita y la Unión Soviética. Este último país conservó la mayor parte de su petróleo para consumo nacional y para abastecer a sus países satélites, en Europa Oriental. Por el contrario, Arabia Saudita y los otros miembros de la OPEP (cuya historia se comentó en el Capítulo 2) se convirtieron en los suministradores del mundo no comunista. La participación en la producción mundial de la OPEP subió desde un 41,5 por ciento en 1960, a más del 55 por ciento en 1973. El incremento que siguió de la producción de la Unión Soviética y otros países, y la reducción de la producción de la OPEP después de 1979, redujo su cuota de mercado hasta un 33 por ciento en 1983. Durante la última parte de la década de los 80 y la primera mitad de los 90 la producción mundial total comenzó a incrementarse gradualmente, a pe-

sar de la disminución de la producción de Estados Unidos; en cuanto a la Unión Soviética (Rusia desde 1991), la producción llegó a su punto más alto y luego disminuyó. A mediados de la década de los 90 la producción mundial había superado de nuevo los 60 millones de barriles/día, y la cuota de la OPEP superaba el 40 por ciento. Además, se cree que las naciones de la OPEP almacenan el 75 por ciento de las reservas mundiales.

La producción mundial total creció, desde unos pocos miles de barriles/año en 1859, a más de 20.000 millones de barriles/año (55 millones de barriles/día) en 1979 (véase Figura 5.43). La subida fue gradual e irregular durante la primera mitad del siglo xx, según las guerras iban promoviendo el uso del petróleo, y la gran depresión de 1930 reducía su demanda. Después de la Segunda Guerra Mundial, la producción y la demanda subieron continuamente hasta 1973, fecha en la que el embargo de crudo por la OPEP aumentó el temor a las restricciones. Tras una leve



(a)

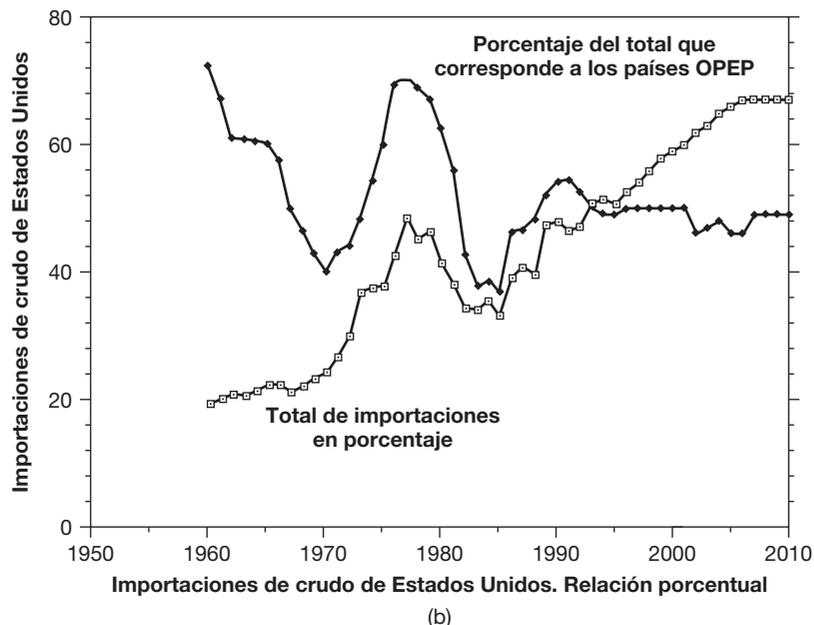
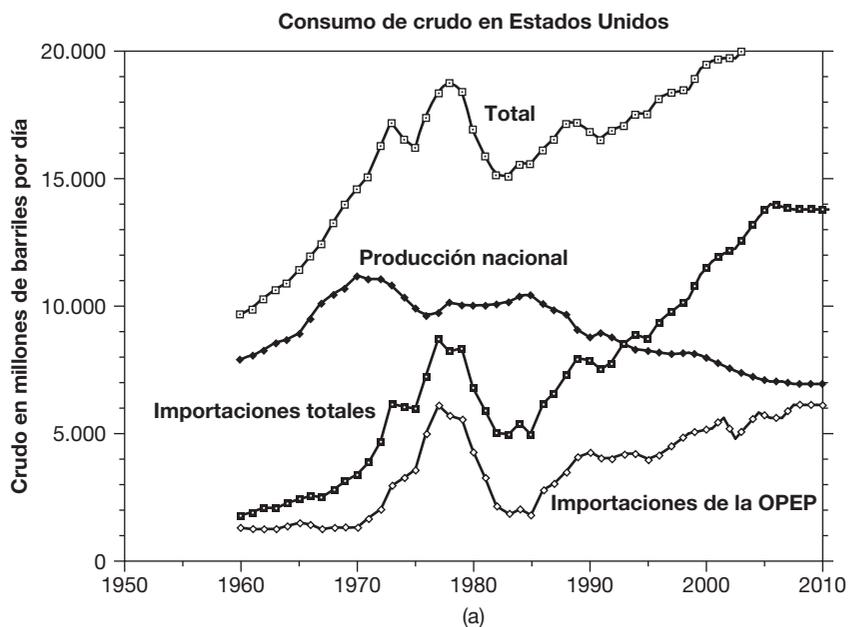


(b)

◀ **Figura 5.43.** Producción mundial de crudo 1960-2008 y cuota producida por los países miembros de la OPEP. La curva inferior muestra la proporción de la OPEP sobre la producción petrolífera mundial. (Datos de la Administración para la Información sobre la Energía de Estados Unidos.)

depresión en la producción mundial en 1975, ésta subió nuevamente hasta 1979, en que el ahorro energético, estimulado por un aumento hasta de tres veces de los precios, tuvo el efecto de reducir el consumo en un 15 por ciento, aproximadamente, en 1983 (Figura 5.43). Esta reducción en el consumo de petróleo, y especialmente con dependencia de la OPEP, queda bien demostrado en el caso de Estado Unidos (Figura 5.44). El consumo total del petróleo en Estado Unidos subió desde 6,1 millones de barriles/día en 1949 a 19,2 millones de barriles/día en 1978, pero luego bajó a menos de 16 millones de barriles/día en 1983. Sin embargo, a mediados de la década de los 90, la

tasa de consumo había superado de nuevo los 17 millones de barriles/día y continuaba su lento ascenso. El consumo de petróleo importado, y especialmente el de las naciones de la OPEP, ha seguido tendencias similares. El total de importaciones alcanzó los 8,5 millones de barriles/día (la participación de la OPEP fue de 6,2 millones de barriles) en 1977, pero se redujo a 5,3 millones de barriles/día (participación de la OPEP sólo de 1,8 millones de barriles) en 1983. A finales de la década de los 90, las importaciones de petróleo de los Estados Unidos habían vuelto a alcanzar casi los 10 millones de barriles/día, con participación de la OPEP de más de 5,3 millones de barriles.



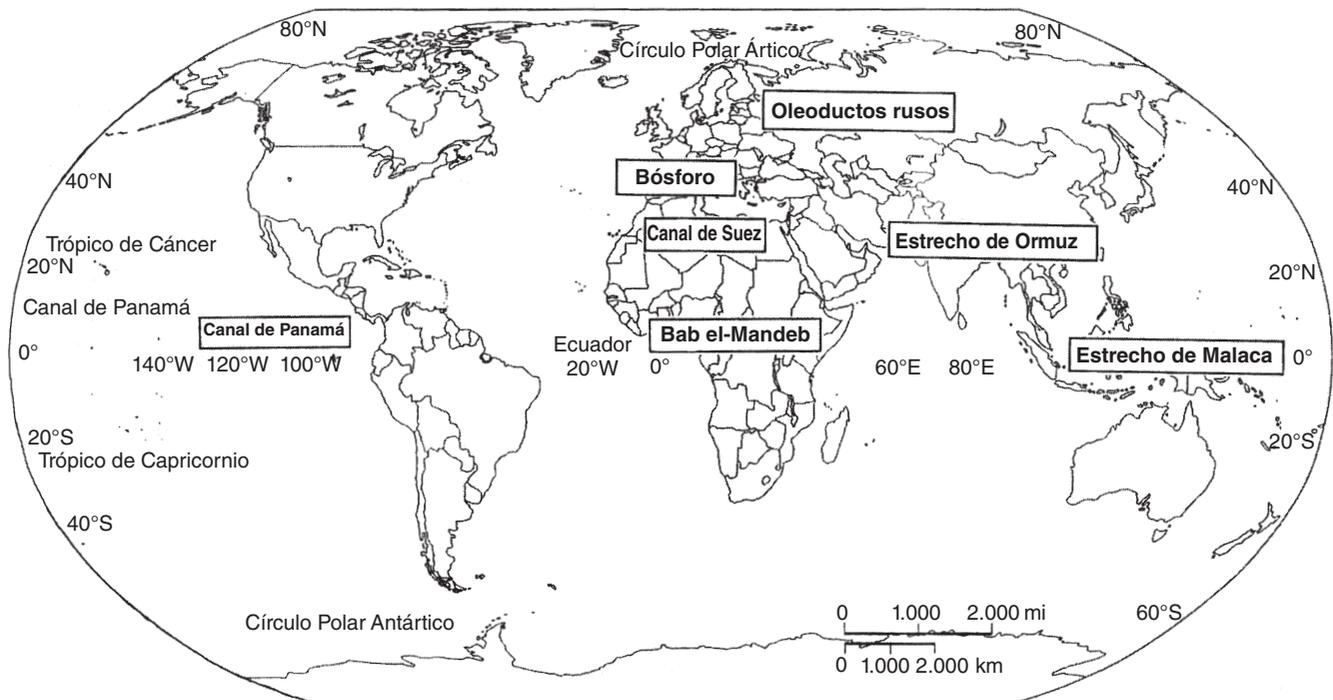
◀ **Figura 5.44.** Consumo de petróleo de Estados Unidos en 1960-2008. La curva más alta de la mitad superior del diagrama muestra el consumo total de Estados Unidos. Las dos curvas siguientes muestran la producción nacional y las importaciones. La curva inferior representa la parte de las importaciones que proviene de los países de la OPEP. Obsérvese que la producción nacional alcanzó su máximo en 1970, y que las importaciones superaron a la producción nacional a principios de los 90. La parte inferior del diagrama muestra la evolución del porcentaje de las importaciones de crudo sobre el total consumido en Estados Unidos; pasó desde un 20 por ciento en 1960 a más del 50 por ciento en 1990. El porcentaje de las importaciones procedentes de la OPEP disminuyó desde un 70 por ciento en 1960 a menos del 50 por ciento en los 90. (Datos de la Administración para la Información sobre la Energía de Estados Unidos.)

La reducción mundial de la tasa de consumo de petróleo, que empezó hacia 1980, alargó la vida de los suministros mundiales y redujo durante algún tiempo el impacto político y económico de la OPEP. Sin embargo, el precio del petróleo empieza progresivamente a crecer después del 2000, especialmente como consecuente de la creciente economía de China. Por otra parte, a pesar de que EE. UU. y Europa solicitan a la OPEP un incremento de la producción de petróleo para satisfacer la demanda y bajar los precios, la OPEP mantiene una producción más o menos constante con precios que se dispararon después de 2005, alcanzando cerca de los 150 dólares el barril en 2008. La importancia política del petróleo es mayor que la de cualquier otra mercancía. Por lo tanto, se mantienen las preocupaciones sobre la continuidad de suministro para satisfacer las necesidades del mundo. Cualquier interrupción, o amenaza de interrupción, crea tensión, aumenta rápidamente los precios, y puede acarrear respuestas militares (Figura 5.45). Nunca fue esto tan evidente como en la Guerra del Golfo Pérsico, de 1990-91, que se glosó en el Comentario 5.1

¿Cuánto petróleo hay y cuánto tiempo durará? Durante los primeros cien años de la moderna industria del petróleo, poco se sabía de cuánto petróleo recuperable podría haber en la Tierra. La exploración de nuevas cuen-

cas sedimentarias y la perforación de pozos en los continentes y en las plataformas continentales condujeron al descubrimiento paulatino de nuevos campos, y las reservas mundiales fueron aumentando en la misma medida en que aumentaba la demanda. La disponibilidad, el uso relativamente limpio y el bajo precio de los productos derivados del petróleo, especialmente la gasolina, tuvieron como consecuencia que se usara cada vez más. Y sólo en 1973, cuando la OPEP embargó una parte de los suministros de petróleo a Europa occidental y a Estados Unidos, la mayor parte del público en general comenzó a darse cuenta de que hay límites en las reservas de petróleo del mundo. El miedo al embargo, unido al consiguiente incremento en el precio, desde 3 dólares/barril a cerca de 10 dólares/barril en 1973-74, hasta 20 dólares/barril en 1979-80, y por último hasta cerca de 35 dólares/barril en 1981, convirtieron en términos de uso corriente los de *crisis del petróleo* y *escasez*. Aunque tal vez excesivamente utilizados, estos términos han contribuido a que se enfoque la atención en el hecho cierto de que el suministro de crudo es, en efecto, limitado.

A principios de 1948, el Dr. M. King Hubbert, del Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS en sus siglas en inglés) presentó un diagrama que mostraba un importante descenso de las reservas mundiales de petróleo antes del año 2000 si no se atenuaba el crecimiento



▲ **Figura 5.45.** Los «cuellos de botella» más importantes en el flujo del petróleo en el mundo. Se pueden llamar así los lugares críticos en los que la interrupción de paso (debido a eventos naturales o políticos) podría someter a severas restricciones el suministro mundial de crudo. El cuello de botella más crítico es el Estrecho de Ormuz, por el que salen del Golfo Pérsico todos los grandes petroleros. (Basada en criterios de la Administración para la información sobre la Energía de Estados Unidos.)

de la producción. Su predicción, hecha en un momento en que las economías de postguerra de Europa, Japón y los Estados Unidos estaban alimentadas por lo que parecía un suministro interminable de petróleo, fue muy poco atendida por la población en general y por la industria petrolera en particular. Sin embargo, la gran cantidad de exploraciones, perforaciones, campos de producción y modelos informáticos sobre las existencias de crudo han servido en los años siguientes para confirmar las predicciones del Dr. Hubbert. Su curva original indicaba que una producción irrestricta llevaría a un constante aumento del consumo hasta mediados de los 90, y posteriormente habría un decrecimiento igualmente rápido.

La tasa real de la producción petrolera mundial se muestra en la Figura 5.43. La gran pendiente de incremento de los 60 fue atenuada por el embargo de la OPEP, y el instantáneo aumento de precios de 1973. El consumo comenzó a crecer otra vez a mediados de los 70, pero se detuvo de nuevo por el incremento de precios, que fue aún más acusado, de los años 1979 a 1981. La rápida y acusada disminución de mediados de los 80, seguida por unos precios relativamente estables durante los 90, con la excepción del breve pico debido a la Guerra del Golfo Pérsico en 1990-1991, provocó un nuevo crecimiento en el consumo de petróleo. Estas fluctuaciones, combinadas con los nuevos descubrimientos y técnicas de recuperación, han hecho difíciles los pronósticos sobre la producción mundial de petróleo, que han sido objeto de considerables debates.

Queda claro a partir de los ejemplos de los pasados treinta años que las fluctuaciones en el precio del petróleo influyen sobre las reservas de petróleo de dos maneras: (1) la subida de precios generalmente lleva a una reducción del uso y a un incremento en el rendimiento de utilización; (2) esta subida de precios generalmente conduce también a un incremento de la exploración, aumento de los hallazgos, y aumento de los porcentajes de recuperación de los campos conocidos. Por ambos caminos se llega a una prolongación de la vida esperada de las reservas de crudo. Sin embargo, el petróleo líquido es un recurso no renovable porque nuestros enormes índices de consumo, de cerca de 28.000 millones de barriles/año en la actualidad, y que se proyecta puedan alcanzar más de 40.000 millones de barriles/año, son desproporcionados, con relación a los índices de formación natural.

¿Cuánto petróleo líquido existe? Nadie sabe la respuesta de esta pregunta, pero diversos expertos de la industria, los gobiernos y las universidades han trabajado para presentar informes cualificados desde los 40, como se indica en la Figura 5.48. Con la excepción de dos estimaciones excepcionalmente altas, todas las demás, desde 1958, sitúan las reservas recuperables máximas entre 1,2 y 3,5 billones de barriles. La media de las estimaciones

posteriores a 1970, tiempo en que se dispone de mejores datos, es de 2,3 a 2,5 billones de barriles. Esto supondría que, además de los 0,8 billones de barriles consumidos y el billón de barriles de reservas conocidas, puede haber entre 0,5 y 0,8 billones de barriles de reservas recuperables por descubrir.

Es importante anotar que no hay pruebas de que tal petróleo sin descubrir exista, y también es de notar que no tiene valor ni utilidad hasta que se haya descubierto y explotado. Además, es muy probable que la mayoría de los descubrimientos futuros de crudo tengan lugar en campos pequeños más difíciles de encontrar, se presenten en rocas más profundas o bajo mayores láminas de agua, y en las regiones más remotas y hostiles del mundo. La distribución estadística de campos de petróleo conocidos y la intensidad con que las cuencas sedimentarias de la Tierra se han explorado sugieren que no vamos a encontrar más campos grandes que los enumerados en la Tabla 5.5. Es importante recordar que el petróleo recuperado por simple bombeo es sólo un tercio de la cantidad total presente, porque la mayoría del petróleo crudo se adhiere a la superficie de las rocas, y queda atrapado en los pequeños espacios capilares y fracturas de las rocas. Los procedimientos añadidos, como la inyección de agua y de CO₂, por lo general no consiguen aumentar la tasa de recuperación a más del 50 por ciento. La Sociedad Geológica de los Estados Unidos estimó que cada unidad porcentual que aumenta el índice de recuperación de crudo equivale a añadir cerca de unos 50.000 millones de barriles al total de las reservas mundiales.

La disponibilidad de crudo a largo plazo en países como Estados Unidos y los de Europa Occidental es una función de las reservas totales de petróleo, pero también, potencialmente, de la propiedad del mismo. Esto se demostró durante el embargo de 1973, y ha constituido una amenaza en tiempos posteriores. Las reservas conocidas de petróleo se distribuyen geográficamente de forma irregular, con más del 65 por ciento de ellas en regiones de Oriente Medio (Tabla 5.6 y Figura 5.46). Arabia Saudita, con el 25 por ciento de las reservas mundiales (260.000 millones de barriles) empequeñece al resto de naciones; el conjunto de Kuwait, Emiratos Árabes Unidos, Iraq, e Irán almacenan más de 80.000 millones de barriles. Estados Unidos, que consume aproximadamente del 26,5 por ciento de la producción mundial, solamente tiene 21.000 millones de barriles, o sea, el 2,4 por ciento de las reservas mundiales. Con las tasas actuales de producción, las reservas mundiales podrían durar unos 43 años; las reservas de Estados Unidos sólo durarían 8 años. Hoy en día y probablemente en un futuro próximo, la distribución de reservas se verá en términos de fuentes OPEP y fuentes no-OPEP. El dilema para muchos países es que aunque la OPEP tiene las mayores reservas, las fuentes

Tabla 5.6. Reservas internacionales de crudo en 2007 (en miles de millones de barriles)

Norteamérica		
México	12,4	
Estados Unidos	21,8	
Canadá	179,2	
Total	213,3	(16,2 %)
Centro y Sudamérica		
Venezuela*	52,6	
Brasil	11,7	
Otros	38,5	
Total	102,8	(7,8 %)
Europa Occidental y Asia Oriental		
Rusia	74,4	
Reino Unido	3,9	
Noruega	7,8	
Kazajstán	30,0	
Otros	1,4	
Total	117,5	(8,9 %)
Oriente Medio		
Arabia Saudita*	262,2	
Kuwait*	100,9	
Irán*	131,5	
Irak*	115,0	
Emiratos Árabes Unidos	70,3	
Otros	44,1	
Total	739,2	(56,0 %)
África		
Libia*	34,1	
Nigeria*	37,2	
Argelia*	11,4	
Angola	8,0	
Otros	23,4	
Total	114,1	(8,6 %)
Lejano Oriente y Oceanía		
China	16,0	
Indonesia*	4,3	
India	5,6	
Otros	7,5	
Total	33,4	(2,5 %)
Total mundial	1.320,3	(100 %)
Total de la OPEP	819,5	(62,1 %)

* Nación de la OPEP.

no-OPEP abastecen la mayoría de las necesidades del mundo. Una consecuencia de esto es que las reservas no-OPEP se agotarán rápidamente, dejando a la OPEP en una posición incluso más fuerte para negociar. Sólo cuando la demanda de petróleo decrezca (improbable que sea pronto) o cuando las fuentes de energía alternativa (tales como las renovables y arenas bituminosas) se desarrollen a gran escala, la posición de superioridad de la OPEP podrá verse reducida.

Sin embargo, es probable que los nuevos descubrimientos sean proporcionales en su reparto a lo que se ha producido hasta ahora; por tanto, sigue siendo plausible la tendencia general de las naciones que no son OPEP a consumir sus reservas más rápidamente. Así, asumiendo

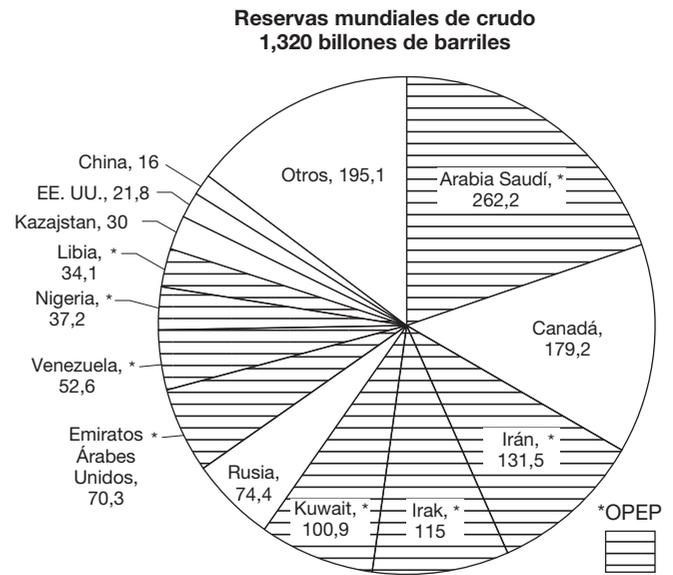


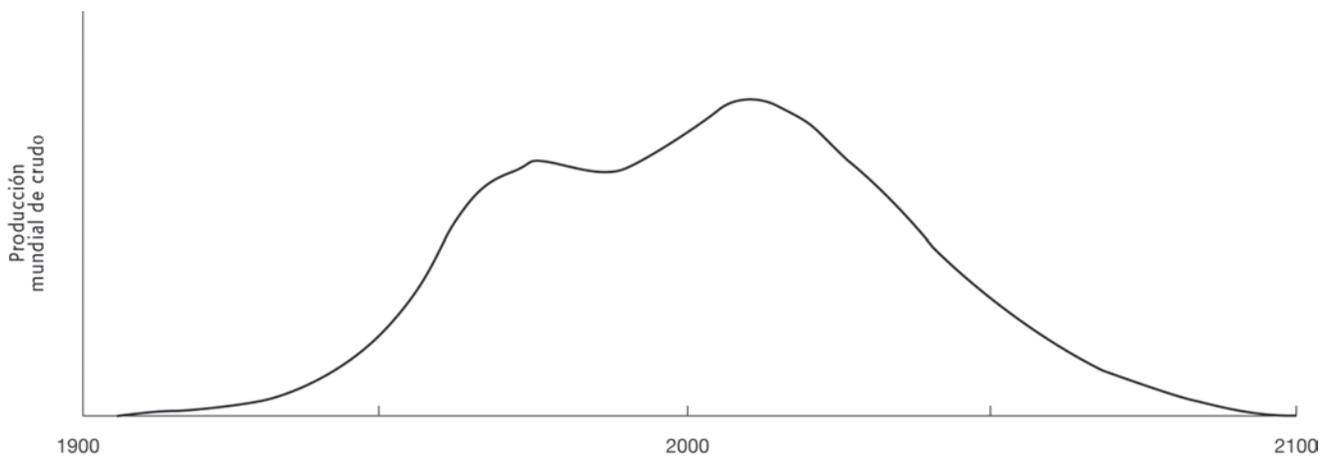
Figura 5.46. Reservas mundiales de petróleo probadas, a finales del siglo xx. Aproximadamente el 60 por ciento de las reservas permanecen en países de la OPEP (sombreados en el diagrama). Arabia Saudita dispone de las mayores. (Datos de la Administración para la Información sobre la Energía de Estados Unidos, 2009.)

do incluso el descubrimiento de nuevas reservas, es muy posible que la participación y el control de la OPEP sobre el petróleo crudo remanente se incremente de forma significativa durante el primer cuarto del siglo xxi. Esto aumentará el peso político de estas naciones. Muchos expertos piensan que la producción mundial de crudo tendrá un pico antes de 2020, como se indica en la Figura 5.47. Esta proyección goza de un amplio consenso, pero está sometida a muchas incertidumbres, sobre todo en lo referente a precios, porque éstos tendrán un fuerte efecto sobre la utilización del petróleo y sobre la competencia en rentabilidad con otro tipo de energías.

La conmoción del embargo de petróleo de 1973 inculcó en Estados Unidos la idea de que la interrupción de las importaciones internacionales de crudo podría paralizar al país. Por tanto, siguiendo la idea general de disponer de una reserva estratégica de materias primas, que nació con la escasez en tiempos de guerra de un conjunto de bienes, Estados Unidos ha desarrollado la Reserva Estratégica de Petróleo, tema que se abordó en el Comentario 5.2 (Figura 5.C).

Gas Natural

La historia del uso del gas natural. El primer registro del uso del gas natural se sitúa en la antigua China, donde la población había aprendido a transportarlo por tuberías hechas de caña de bambú, y utilizarlo para quemarlo y hervir salmueras, obteniendo de este modo



▲ **Figura 5.47.** Tasas mundiales de producción de crudo desde 1900 a 2100. La curva representa una media de las estimaciones hechas por varios expertos sobre el pasado y el futuro de la producción convencional. Las tasas de producción crecieron rápidamente hasta mediados del siglo xx, disminuyeron ligeramente como resultado de la subida de precios a principios de los 80, y se cree que alcanzarán su máximo en los primeros 15 o 20 años del siglo xxi. A partir de ahí, el pronóstico es que la producción mundial disminuirá lentamente; probablemente este descenso venga acompañado de una subida de precios, con lo que se estimulará la producción de energía a partir de fuentes alternativas.

sal cristalizada. Hacia el año 600 d.C., en algunos templos de lo que hoy es Bakú, en Azerbaiján, en la costa oeste del mar Caspio, ardían llamas perennes que se alimentaban con el gas que salía de las fracturas de las rocas, que actuaban como conducciones.

El uso del gas natural en la iluminación en el mundo moderno comenzó con gas destilado, a partir de carbón, madera y turba en Bélgica e Inglaterra a principios del siglo xvii. A pesar de que muchas personas llevaron a cabo experiencias con lámparas de gas en hogares, abadías y aulas de las universidades a finales del siglo xviii, la industria del gas no llegó a ser importante hasta que, en 1802 o 1804, William Murdock, un ingeniero escocés, instaló lámparas de gas de carbón en molinos de algodón. A raíz de estos hechos se establecieron compañías comerciales de luz de gas en Londres en 1812 y en Baltimore en 1816. Al cabo de unos pocos años, la iluminación por gas se había extendido rápidamente por Europa, las Américas y el Oriente. Los gases fabricados continúan siendo importantes y se producen de muchas formas, como por ejemplo calentando carbón, o haciendo reaccionar agua con carburo cálcico, pero su utilización ha sido eclipsada por el gas natural.

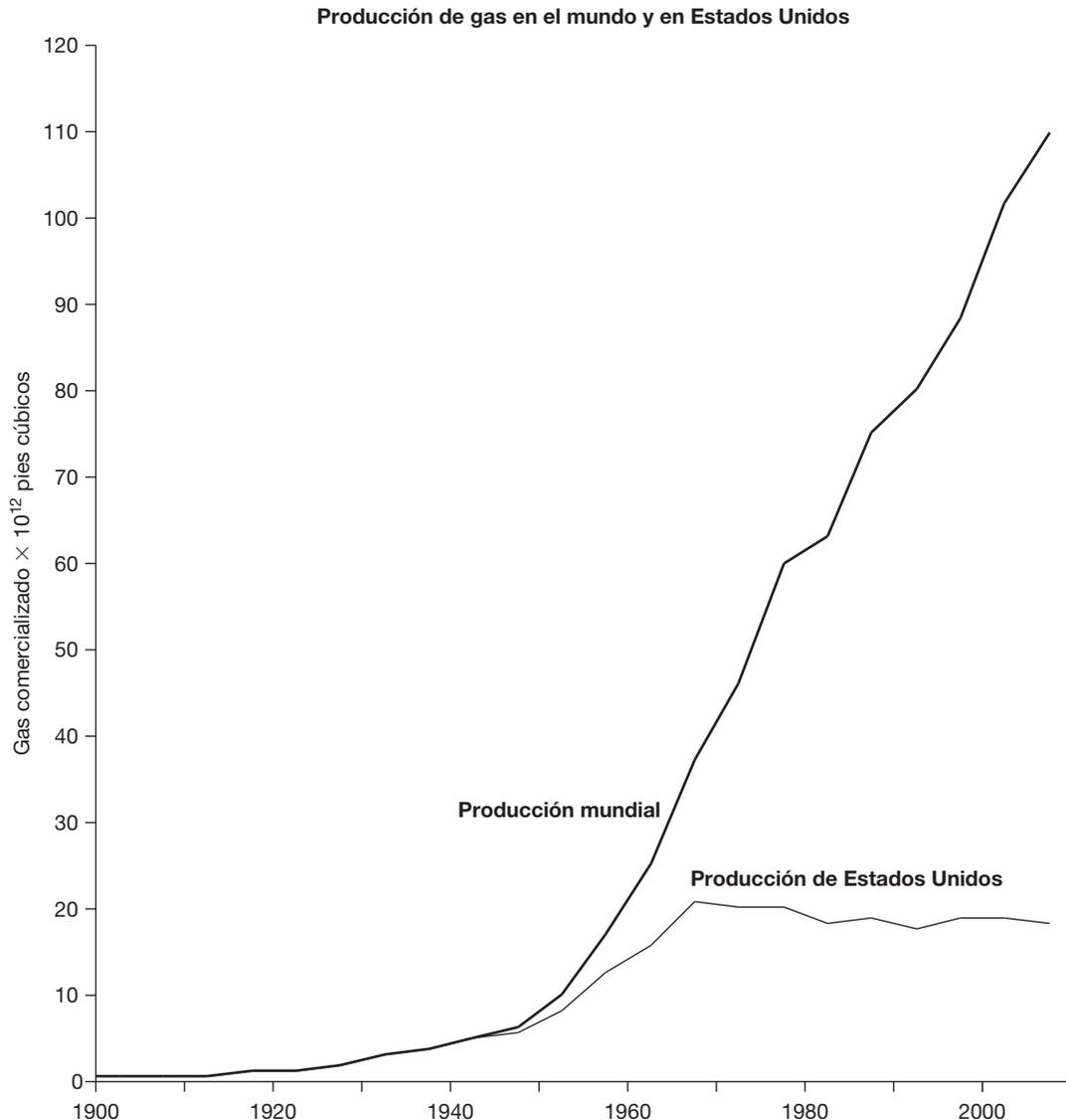
La industria moderna del gas natural encuentra sus orígenes en los Estados Unidos, cuando en 1775 misioneros franceses informaron de que vieron «columnas de fuego» causadas por un escape de gas que accidentalmente se había incendiado. El mismo año George Washington presenció unos manantiales en llamas, en los que la llama de gas salía del agua, cerca de Charleston, en lo que ahora es Virginia del Oeste. En 1821, se vio que salían unas burbujas misteriosas en el agua de un pozo que se

había perforado en Fredonia, Nueva York. Después de que se abandonara la perforación, unos niños encendieron accidentalmente el escape de gas natural, y provocaron un espectáculo impresionante. Poco después, un armero llamado William Hart se dio cuenta del potencial comercial del gas y perforó un pozo de 8 metros de profundidad en ese mismo sitio. Las primeras tuberías se hicieron de madera con troncos ahuecados, pero luego se reemplazaron por tubos de plomo, y el gas fue conducido a una posada local, en la que se utilizó para abastecer de combustible a 66 lámparas. Se hicieron más pozos para obtener gas, y se constituyó una compañía de distribución de gas natural en Fredonia en 1865.

También se encontró gas natural con petróleo en Titusville, Pensilvania, en 1859, y en los pozos de petróleo que siguieron, pero había un mercado pequeño y no tenían gaseoductos para distribuirlo; de ahí que su uso fuese eclipsado por el gas fabricado, que se podía producir dondequiera que se necesitara. Los gaseoductos de largo recorrido para transportar gas natural aparecieron, finalmente, en 1872, cuando se construyó una conducción de madera de 40 kilómetros para suministrar gas a cientos de consumidores de Rochester, Nueva York, y un gaseoducto metálico de 9 kilómetros para transportar gas a Titusville, Pensilvania. La naciente industria casi muere cuando apareció la bombilla eléctrica de Thomas Edison en 1879, pero creció lentamente por su uso como combustible para la calefacción, más bien que como agente de iluminación. Recibió un impulso fundamental con el descubrimiento de los grandes campos de gas de Texas, Oklahoma, y Louisiana; hacia 1925 había 3,5 millones de consumidores de gas, pero todos estaban situados cerca

de los campos productivos. La gran expansión de la industria del gas y su desarrollo hasta alcanzar la posición de una fuente de energía importante se dio a finales de los años 20 y comienzo de los 30, con la introducción de tuberías continuas y fuertes, soldadas eléctricamente, que podían transportar grandes cantidades de gas a presión alta. En 1947, dos tuberías de distribución, apodadas la Pulgada Grande y la Pulgada Pequeña, construidas originalmente durante la Segunda Guerra Mundial para transportar petróleo desde el este de Texas a Pensilvania, se modificaron para transportar gas natural; estos dos gaseoductos abrieron la Costa Este de los Estados Unidos y marcaron el predominio del gas natural sobre el fabricado.

La moderna industria del gas natural. Antes de la década de los 40, el crecimiento de la industria del gas fue lento (véase Figura 5.48), e inmensas cantidades de gas que no tenían mercado se dejaban escapar o se quemaban en antorchas. Los gaseoductos sin uniones que hacían posible la transmisión del gas natural a grandes distancias ya estaban operativos en la década de los 20, pero no fue hasta después de la Segunda Guerra Mundial, con la reconstrucción de Europa y el crecimiento de los suburbios en las ciudades estadounidenses, cuando tuvieron un mercado grande y floreciente. Se vio que el gas era especialmente atractivo como combustible, ya que no precisaba refinado y sólo requería un procesamiento poco importante; era fácil de manipular, de combustión limpia,



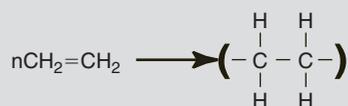
▲ **Figura 5.48.** La producción mundial de gas natural creció rápidamente desde 1950, cuando los gaseoductos y los barcos metaneros lo volvieron disponible. La producción en Estados Unidos alcanzó su máximo en los 70, pero se mantiene en niveles parecidos. (Datos de la Administración para la Información sobre la Energía de Estados Unidos.)

Comentario 5.4

Plásticos

Los plásticos están en la actualidad entre los materiales más extensamente utilizados en la Tierra; se emplean en miles de aplicaciones desde el momento en que nacemos hasta el día de nuestra muerte. Los encontramos en las salas de partos, como material médico, cuando entramos en este mundo, y en los soportes de flores y ataúdes cuando partimos. A lo largo de nuestra vida cotidiana, los plásticos son tan frecuentes que es casi imposible que en una habitación de cualquier construcción no se vea un plástico que tenga alguna función. Además, mucha gente utiliza el plástico en su vida diaria, en lentes de contacto y gafas, dentaduras postizas, válvulas cardíacas, y reemplazando articulaciones del cuerpo. A pesar de que casi todos conocen y pueden reconocer los plásticos, muy pocas personas saben qué son realmente o de qué están hechos. Su increíble diversidad de formas (suaves, flexibles, películas transparentes o negras, elementos rígidos y duros de automóviles) no aportan evidencias sobre sus materiales de origen.

Los plásticos son materiales sintéticos compuestos por moléculas gigantes en forma de cadenas, conocidas como *polímeros*, que tienen pequeñas unidades ligadas de forma repetida en cadenas extraordinariamente largas. El más sencillo y uno de los mejor conocidos de los polímeros es *polietileno*, que está constituido por moléculas de etileno como se indica:



El nombre de plástico deriva del griego *plastikos*, «para formar», en alusión a que se trata de materiales sintéticos con los que se pueden conformar útiles mediante calentamiento, trituración, moldeado o procesos similares. Todos los plásticos se fabrican por algún sistema de polimerización (formación de largas cadenas a partir de moléculas más simples) y pertenecen a uno de los dos grandes grupos siguientes: en primer lugar, las resinas termoestables, que presentan comportamien-

to rígido e insoluble después del calentamiento. Entre ellas se encuentran los plásticos fenólicos, las resinas de furano, los amino-plásticos, los alquídicos, las resinas epoxi, los poliuretanos y las siliconas. Por otra parte, las resinas termoplásticas son aquellas que se reblandecen cuando se calientan y comprenden los derivados de la celulosa, como el polietileno, polipropileno, vinilo, nylon y policarbonatos.

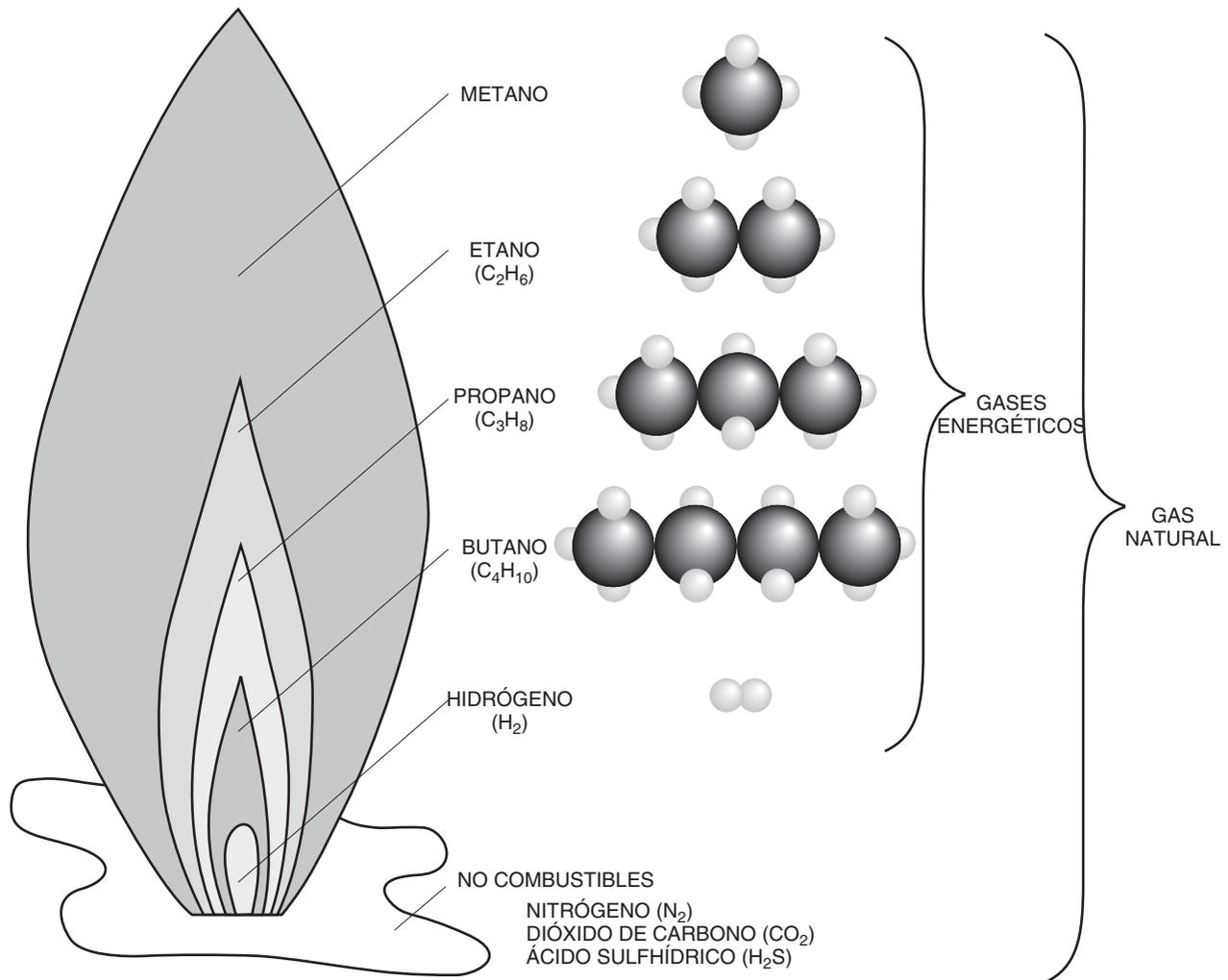
La era moderna de los plásticos comenzó en 1864, cuando un químico suizo secó ácido nítrico y sulfúrico con un tejido de algodón y accidentalmente creó la celulosa nitrada, un nuevo tipo de material que podía moldearse cuando se calentaba, pero que se volvía dura y elástica cuando se enfriaba. El primer plástico sintético verdadero, llamado baquelita, se fabricó en 1907, cuando se hizo reaccionar fenol con formaldehído. El resultado, un termoplástico negro, resultó ser un material útil, que se podía moldear para fabricar teléfonos, aisladores eléctricos y bolas de billar; rápidamente allanó el camino para el crecimiento explosivo de la industria química de los polímeros. Se descubrieron miles de nuevos plásticos, con una asombrosa variedad de propiedades, aunque ninguno más famoso que el nylon, descubierto en 1935, y la industria continúa en expansión hoy en día.

Los primeros materiales se sintetizaron utilizando derivados de celulosa. Sin embargo, pronto se hizo evidente que los alquitranes y petróleos producidos al calentar carbón podrían conducir a tipos de plásticos más numerosos y diversos. Incluso en la actualidad, los subproductos del carbón contienen la mayor parte de las materias primas que se usan para la fabricación de plásticos, pero el petróleo ofrece vías más fáciles y rentables de tratar estos componentes iniciales. De particular importancia son el etileno y el propileno, que se producen a escala enorme durante el craqueo del petróleo. Así, es muy probable que los plásticos que usamos cada día, independientemente de su color o sus propiedades físicas, se hayan fabricado a partir de petróleo, extraído por bombeo de algún pozo hace no mucho tiempo.

y proporcionaba más calor por unidad de peso que cualquier otro combustible fósil. Actualmente, el gas natural abastece por gaseoductos a decenas de millones de hogares, negocios, instituciones e industrias y proporciona, más o menos, el 25 por ciento del total de la energía que necesitan Estados Unidos y Europa. Además de su uso como combustible para calefacción, el gas natural se emplea mucho en la fabricación de cientos de sustancias químicas, y es el componente fundamental para una gran variedad de productos, como plásticos, detergentes, fármacos y fertilizantes.

La industria del gas está constituida por tres sectores importantes: producción, transmisión y distribución.

La prospección y perforación de gas son muy similares a las del petróleo, pero la extracción es a menudo más fácil porque se mueve entre los poros y a lo largo de las fracturas de las rocas más libremente, y porque no se adhiere en los granos de mineral. Por lo general, más del 99 por ciento del gas que se utiliza consiste en metano, pero también puede haber cantidades menores de etano, propano y butano, así como algo de dióxido de carbono, ácido sulfhídrico, helio, hidrógeno, nitrógeno, y amoníaco (Figura 5.49). Aproximadamente, el 80 por ciento de las reservas mundiales de gas se cree que son de origen termogénico; este gas se recupera en pozos que varían en longitud desde unos pocos cientos de metros hasta cer-



▲ **Figura 5.49.** El gas natural está compuesto en un 80 a 100 por ciento de metano, pero puede haber pequeñas cantidades de otros gases. (Del Servicio Geológico de Estados Unidos, circular 1115.)

ca de 10.000. El 20 % restante del gas natural, que es de origen biogénico, se encuentra normalmente a profundidades relativamente superficiales. Más del 95 por ciento del gas utilizado hoy en día se extrae de forma natural como se consume; sin embargo, localmente y para fines especiales, hay gas que se produce por calentamiento de carbón, o por reacción de vapor o hidrógeno con carbón o aceites pesados. Probablemente el gas sintético que más se conoce es el acetileno (C_2H_2), formado por la reacción del agua con carburo cálcico o por craqueo térmico de metano. El acetileno se utiliza en soldadura porque produce una llama de más temperatura que otros gases.

Después de la extracción, el gas se transporta por gasoductos a plantas de procesamiento, en las que se limpia de contaminantes como el agua, el azufre y otras impurezas; también se le añade el típico olor del gas de carbón para permitir la detección humana, porque de lo contrario el gas natural no tiene olor. Luego se procede a su distribu-

ción mediante conducciones a gran presión, a una velocidad aproximada de 24 km/hora. Hay que utilizar estaciones de compresión en las conducciones para restablecer la presión perdida por rozamiento y por los servicios que se realizan a poblaciones. Dentro de cada una de ellas, el gas se distribuye mediante acometidas más pequeñas por casas e industrias. A partir de la primera conducción de 9 km del gasoducto de Titusville, en Pensilvania, el sistema de gasoductos de los Estados Unidos ha crecido hasta cubrir más de 1,8 millones de kilómetros, sin contar las acometidas de servicio a particulares. El consumo de gas natural para la calefacción de los hogares es mucho mayor en los meses de invierno que en los meses de verano, y el sistema de distribución de largo recorrido no puede transportar gas suficiente para satisfacer la demanda en los días más fríos. Por este motivo, se bombea gas a instalaciones de almacenamiento subterráneo, como cavernas y antiguos campos, durante los meses del

verano, para que se pueda extraer cuando sea necesario durante el invierno.

Hasta hace unos pocos años no era rentable transportar gas natural de los campos dispersos alrededor del mundo hasta los consumidores industriales importantes, porque no se había descubierto un método de conducción adecuado. La demanda creciente de este producto ha generado la construcción de muchos gaseoductos entre países y a través de ellos. Además, gran parte del gas natural de los campos de Oriente Medio, África y Sudamérica que antes se quemaba, ahora se licua y se transporta mediante grandes buques metaneros, especializados en el transporte de gas licuado del petróleo (GLP) (Figura 5.50). El gas se enfría y se mantiene a temperaturas por debajo de los $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-259\text{ }^{\circ}\text{F}$). A esta temperatura se licua y ocupa sólo 1/600 del volumen del gas. Los tanques refrigerados de los buques permiten transportar rentablemente por todo el mundo grandes cantidades de GLP. Cuando llega a su destino, el GLP se calienta para que recupere su estado gaseoso y se introduce en las conducciones normales. El metano también se forma como un producto natural de descomposición anaeróbica de materia orgánica. Como consecuencia, la mayoría de los vertederos modernos se construyen de modo que el metano se pueda capturar y utilizar como energía. El volumen de metano generado en los vertederos es poco, si se compara con el extraído de los campos de gas y petróleo, pero puede ser localmente significativo como se comenta en el Capítulo 6.

Producción internacional de gas y reservas. Como consecuencia de la demanda creciente de gas natural y de su distribución irregular en el mundo, se ha convertido en un artículo de gran importancia en el comercio internacional. Europa Occidental recibe gas por gaseo-



▲ **Figura 5.50.** Buque transportador de gas natural licuado. El gas se licua por enfriamiento, se transporta y se regasifica por calentamiento, para que pueda enviarse por gaseoductos y se aproveche en usos industriales, comerciales y domésticos. (Fotografía cortesía de la Asociación Estadounidense del Gas.)

ductos, que llegan sobre todo de Rusia, de los campos del Mar del Norte de Inglaterra, Noruega y Holanda, y del Norte de África a través del Mediterráneo. A los Estados Unidos llegan enormes cantidades de gas por gaseoducto desde los campos de la Región del Noroeste de Canadá y de México. Japón, actualmente un consumidor importante de gas, recibe gran parte mediante barcos metaneros que llegan del Sudeste de Asia y de Oriente Medio. La situación anómala de Estados Unidos, que es uno de los mayores importadores, pero sigue enviando gas desde Alaska y desde la Costa del Golfo a Japón, se ha producido porque ese gas se puede vender mejor en el mercado internacional que en el interior, regulado.

En la Tabla 5.7 se muestran las reservas mundiales de gas. El conjunto de países de la antigua Unión Soviética es, con diferencia, líder mundial en reservas y, desde

Tabla 5.7. Reservas mundiales de gas natural en 2008 (a temperatura y presión estándar)

	Reservas	
	$\text{ft}^3 \times 10^{12}$	$\text{m}^3 \times 10^{12}$
Norteamérica		
Estados Unidos	204	5,8
Canadá	58	1,6
México	15	0,4
Sudamérica		
Venezuela	152	4,3
Argentina	16	0,5
Otros	73	2,1
Europa y Asia Occidental		
Rusia	1.680	47,6
Noruega	82	2,3
Países Bajos	49	1,4
Reino Unido	17	0,5
Turkmenistán	100	2,8
Otros	87	2,5
Oriente Medio		
Irán	974	27,6
Qatar	911	25,8
Arabia Saudita	240	6,8
Emiratos Árabes Unidos	214	6,1
Irak	112	3,2
Otros	115	3,3
África		
Argelia	162	4,6
Nigeria	182	5,2
Libia	53	1,5
Egipto	59	1,7
Otros	28	0,8
Lejano Oriente y Oceanía		
Malasia	75	2,1
Indonesia	98	2,8
China	80	2,3
Australia	30	0,9
Otros	137	3,9
Total mundial	6.003	170,4

Fuente: Administración para la Información de la Energía.

mediados de la década de los 70, también el principal exportador, pues se construyeron largos gaseoductos para transportar el gas a Europa occidental. La mayor parte de las reservas de la antigua Unión Soviética se encuentran en Rusia, pero otras repúblicas, como Turkmenistán, también tienen cantidades importantes e intentan desarrollar sus campos para exportar gas a Europa. Algunos países europeos, que hoy cuentan con reservas y producción importantes, eran importadores hasta que se pusieron en producción los campos de gas y petróleo del Mar del Norte, en las décadas de los 60 y 70. Inglaterra, Noruega y los Países Bajos son ahora autosuficientes y abastecen en parte las necesidades del resto de Europa Occidental. Irán es segundo, sólo detrás de Rusia, en reservas, pero sus problemas internos, internacionales y políticos, especialmente su larga guerra con el vecino Iraq en los años 80, aminoró gravemente las ventas durante ese periodo. Si se pudiera mantener la estabilidad política en Oriente Medio, sería probable que Irán y los países vecinos se convirtieran en los principales suministradores de gas de los mercados mundiales. Estados Unidos está bien provisto de gas natural, pero es también un consumidor muy importante, e importa aproximadamente un tercio de lo que consume. Entre 1975 y 1995, el índice de descubrimiento de nuevos campos de gas ha sido algo menor que el índice de consumo doméstico; de ahí que las reservas hayan disminuido cerca de un 10 por ciento en ese periodo. Esto ha dejado a Estados Unidos con una relación entre reserva y producción de aproximadamente 9 años; por el contrario, dicha relación en el mundo es de 65 años.

No se conocen con certeza las posibilidades últimas de recursos potenciales de gas, pero su potencial energético se considera aproximadamente igual al de las reservas de petróleo. Como sucede con éste, ya se han analizado, en gran parte, las cuencas sedimentarias importantes, así que los principales campos de gas, con gran probabilidad, ya han sido descubiertos. Los descubrimientos futuros serán más pequeños que los grandes campos que se han encontrado en el pasado, y su puesta en explotación será más costosa. El desarrollo, relativamente reciente, de la recuperación de metano en capa de carbón ha aumentado de forma considerable las reservas potenciales de gas (véase Comentario 5.3).

El gas natural se ha convertido en la fuente energética de moda a principios del siglo XXI, con expectativas de duplicarse su utilización entre 1996 y 2020. Esta extraordinaria demanda se debe a unos costes relativamente bajos, una nueva infraestructura de gaseoductos entre países, y el hecho de que el gas natural genera menos gases de efecto invernadero que los demás combustibles fósiles. Además, el gas contiene generalmente menos contaminantes, como azufre, es fácil de limpiar y se quema con

mayor rendimiento en centrales eléctricas que el carbón o el petróleo. En resumen, muchos países, como Estados Unidos y Alemania, ven el gas natural como la principal fuente de energía, que compensará la reducción de producción de energía eléctrica de los próximos veinte años, debida a la moratoria nuclear. El protocolo de Kyoto recogió la llamada de muchas naciones para reducir las emisiones de los gases de efecto invernadero, especialmente el dióxido de carbono. El cambio de carbón a gas natural en centrales eléctricas acortaría a menos de la mitad la producción de CO₂ para la misma generación de calor (Figura 5.25), y esto se considera por muchos países como la forma más fácil y barata de reducir emisiones.

Las reservas de gas natural están mucho más extendidas, geográficamente, que las de petróleo, y por tanto es muy difícil estimar de forma definitiva las reservas. A pesar de las tasas de consumo crecientes, los nuevos hallazgos han mantenido la relación reservas/producción en unos 60-70 años. El descubrimiento de enormes cantidades de hidratos de gas naturales en los sedimentos de las plataformas continentales de muchas partes del mundo ha despertado muchas expectativas sobre la posible recuperación de gas del lecho marino. El gas se mantiene en una fase parecida al hielo, que es una combinación de agua con metano llamada *clatrato* o hidrato de gas. El clatrato de metano se mantiene estable en los sedimentos de la plataforma continental por las grandes presiones del agua que lo recubre, así como por las bajas temperaturas, que se mantienen en 4 °C, aproximadamente. Si de alguna forma se calentaran los sedimentos, se liberarían grandes cantidades de gas que subirían y se podrían recoger y llevar a gaseoductos hasta la costa. Como sucede con otros proyectos mineros marinos, la masa de reservas potenciales es enorme, pero también son muy grandes las dificultades y el coste de la recuperación. Además, los efectos ambientales son desconocidos, y la liberación descontrolada del metano podría tener un impacto importante en la atmósfera terrestre. Se ha sugerido que la liberación extensa, por medios naturales, de hidratos de gas de los lechos marinos, han podido contribuir en pasadas épocas geológicas al calentamiento global rápido, porque el metano es más eficaz, como gas de efecto invernadero, que el dióxido de carbono. Por tanto, existe el miedo de que una liberación incontrolada accidental de metano procedente de los hidratos de gas pudiese tener un efecto adverso sobre el clima global.

Crudos pesados y arenas asfálticas

La historia temprana del petróleo se centró en el uso del bitumen, un compuesto de hidrocarburos negro, de viscoso a semisólido que se encuentra en los lugares en que el petróleo ha perdido sus componentes volátiles ligeros al quedar expuesto al aire. La moderna industria del pe-

tróleo se ha concentrado en el crudo líquido, que es mucho más fácil de extraer y procesar, y más rentable que el bitumen; sin embargo, quedan grandes cantidades de hidrocarburos naturales con apariencia bituminosa, que también se conocen con los nombres de *crudos pesados* y *arenas asfálticas*; estos materiales probablemente servirán como una importante fuente de petróleo en el futuro. No existe una definición sencilla de los materiales bituminosos, pero en principio todos podrían caracterizarse por: (1) tener un color oscuro; (2) son tan viscosos que jamás fluirán de forma natural, ni responderán positivamente a técnicas de recuperación primaria o secundaria; (3) tienen un alto contenido en azufre (3-6 por ciento), níquel y vanadio (hasta 500 ppm); y (4) son ricos en hidrocarburos conocidos como **asfaltenos** (constituyentes primarios del asfalto). Los combustibles pesados y arenas asfálticas pueden encontrarse solos o con petróleo líquido, y deben su origen a tres procesos, por lo menos, que pueden haber actuado sólo sobre ellos, o también sobre el petróleo. Algunos bitúmenes se han formado, como sucede con la mayoría de los primeros que se descubrieron, por **oxidación** de petróleo líquido y pérdida de las fracciones volátiles ligeras, dejando las moléculas orgánicas pesadas. Los otros dos modos de origen implican una **maduración térmica**, en la que las fracciones ligeras se han perdido o se han convertido en gas por calentamiento natural, o una biodegradación, en la que las bacterias consumen las fracciones más ligeras, dejando los componentes más pesados.

Se sabe de la existencia de crudos pesados y arenas bituminosas en muchos lugares del mundo [Figura 5.51. (a)], pero continúan siendo relativamente poco conocidos o explotados porque tanto su recuperación como su utilización son más difíciles y caras que las del petróleo líquido. Se les prestó una atención destacada en los tiempos de los precios altos del petróleo, como a principios de los años 80, pero el interés se desvaneció rápidamente cuando los precios volvieron a descender. Los yacimientos más grandes que se conocen se encuentran en Alberta, Canadá, y en el distrito del Orinoco, en Venezuela, en los campos petrolíferos de Oriente Medio y en algunas repúblicas de la Confederación Rusa. Las estimaciones sobre combustible disponible y recuperable varían mucho de un estudio a otro, así que los datos que se aportan en la Tabla 5.8 deben considerarse aproximaciones groseras.

En Canadá, dos plantas comerciales extraen arenas bituminosas en el área de Atabasca [Figura 5.51.(b)], pero estas dos operaciones a cielo abierto, en los 25 años más o menos de vida activa de la explotación, sólo han podido extraer un pequeño porcentaje de los cientos de miles de millones de barriles de asfalto que allí se encuentran. Las arenas asfálticas se extraen con rotopalas enormes o con dragalinas y después se procesan con agua caliente y sustancias químicas para separar el petróleo de la arena.

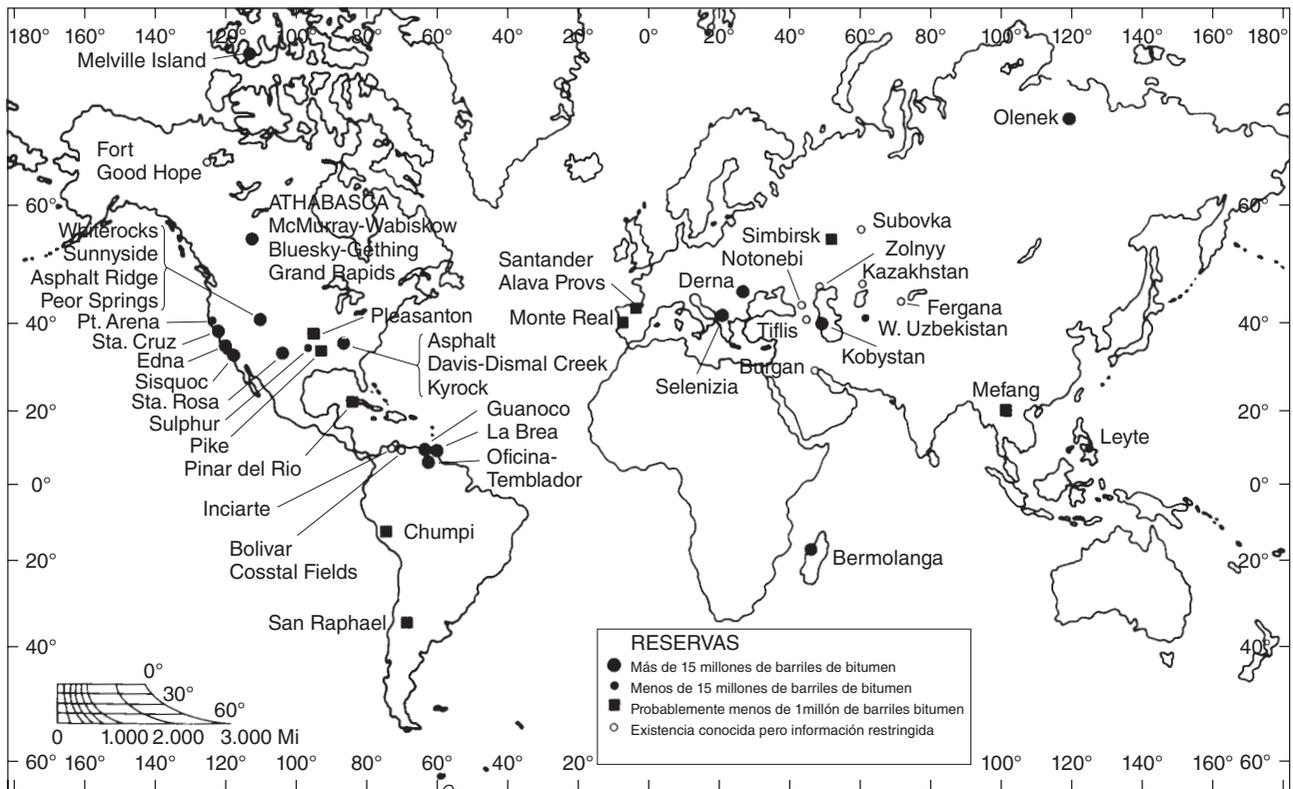
Tabla 5.8. Distribución regional de petróleo y bitumen (arenas bituminosas)

En miles de millones de barriles (de USGS Hoja de datos, 70-03, 2007)

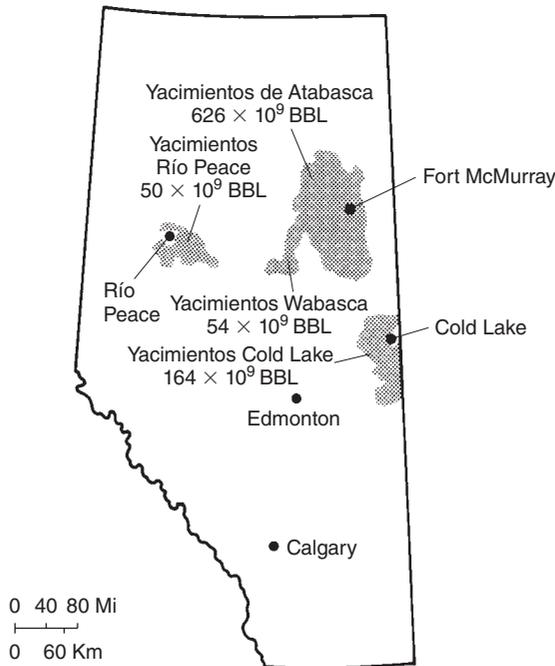
Región	Crudo	Bitumen natural
Norteamérica	35,3	531
Sudamérica	266	0,1
África	7,2	43
Europa	4,9	0,2
Oriente Medio	78,2	0
Asia	29,6	42,8
Otros	22	34
Total mundial	443	651

Una vez separado, el primero se procesa en refinerías especiales para quitar el azufre y producir una gama de derivados utilizables. Las plantas piloto de Canadá han empezado también a ensayar diversas técnicas de extracción *in situ*, entre las que se encuentra un procedimiento basado en la inyección de vapor sobrecalentado durante un mes, para ablandar y calentar el crudo; después, la mayor parte del crudo licuado se extrae por bombeo durante otro mes, y se vuelve a iniciar el proceso.

Las propiedades físicas y químicas de los crudos pesados han restringido de forma muy aguda su explotación, y quedan muchos problemas por resolver. Sin embargo, el progreso continúa y hace que se desarrollen métodos para convertir los combustibles pesados y las arenas bituminosas en líquidos petrolíferos. El aumento de los precios del petróleo líquido a unos 100 dólares el barril, convierte los recursos de las arenas bituminosas del oeste de Canadá, en categoría reserva. Las reservas de crudo recuperables de Canadá aumentaron de unos 5.000 millones de barriles en 2000, a 180.000 millones de barriles en 2007. Si los precios del petróleo continúan subiendo, es probable que cada vez más las arenas bituminosas pasen de tener un estatus de recurso al estatus de reserva. Como los hidrocarburos de estos yacimientos son demasiado viscosos para bombearlos, los sistemas de beneficio se basan más bien en la minería tradicional, o en técnicas avanzadas de recuperación, que normalmente afectan al conjunto de la roca bituminosa. La técnica avanzada más usada implica el ablandamiento y licuefacción del crudo con vapor inyectado a alta presión, o mediante algún sistema eléctrico que se introduce en el yacimiento mediante sondeos. Otra técnica empleada en la actualidad es provocar la ignición de una parte del crudo subterráneo, y aprovechar el calor generado por el fuego para fundir o separar por fraccionamiento los componentes ligeros, a fin de que puedan recuperarse mediante pozos. Otros ensayos se basan en la inyección de gas natural, a fin de disolver algunos de los crudos pesados



(a)



(b)

▲ **Figura 5.51.** (a) Distribución mundial de los mayores depósitos de arenas asfálticas. (b) Localización y tamaño de los depósitos de crudos pesados en Alberta, Canadá (de P. H. Phizackerley y L. O. Scott, y de F. K. Spragins, respectivamente, en el libro de G. V. Chilingarian y T. F. Yen, *Bitúmenes, Asfaltos y Arenas Asfálticas*, Ámsterdam, Elsevier Sci. Pub. Co. [1978] p. 57 y p. 94. Utilizado con permiso).

y aumentarán su fluidez, de forma que se puedan bombear desde los pozos.

Pizarras bituminosas

Se llaman pizarras bituminosas a un heterogéneo grupo de rocas de grano fino, que contienen cantidades apreciables de las sustancias constituidas por hidrocarburos cerosos e insolubles, conocidos con el nombre de *kerógeno*. El kerógeno es realmente una mezcla de un gran número de hidrocarburos complejos, de alto peso molecular, muchos de los cuales pueden convertirse en petróleo por calentamiento a temperaturas de 500 °C o más. Las pizarras bituminosas son una parte de la amplia gama de sedimentos de grano fino, ricos en materia orgánica, que varían desde pizarra carbonosa, pasando por pizarra bituminosa hasta carbón sapropélico. Las cantidades de materia orgánica recuperable varían desde menos de 5 por ciento hasta más del 25 por ciento, y la extracción de petróleo durante el procesamiento puede llegar a producir 2,5 barriles por tonelada de pizarra.

Aunque las pizarras bituminosas se consideran generalmente combustibles para el futuro, la historia de sus explotaciones se extiende, por lo menos, hasta antes de 1694, año en que se concedió una patente inglesa para el proceso de fabricar «*óleo de un tipo de rocas*». Como las pizarras bituminosas más ricas arden como carbón, es muy probable que hayan sido usadas como combustible sólido mucho antes de que se conociera su potencialidad para la extracción de petróleo. Durante el siglo XIX, hubo industrias a pequeña escala de pizarras bituminosas en Europa, África, Asia, Australia y Norte América, donde el petróleo tenía un suministro escaso. En Francia, entre 1838 y 1900, floreció una pequeña industria de pizarra bituminosa, y unos pocos yacimientos se siguieron explotando hasta 1957, mientras los gobiernos subsidiaban las operaciones. Las operaciones más grandes y mejor conocidas eran las que se hacían en Escocia central, donde el proceso de pizarras bituminosas comenzó en 1850 y continuó hasta 1963. La recuperación media de las primeras pizarras escocesas era de unos 114 litros por tonelada y, aunque fue decreciendo gradualmente hasta unos 95 l/t, se alcanzó una producción total de unos 100 millones de barriles. Menos documentadas, pero probablemente igual de grandes han sido las producciones procedentes de Estonia y de Fushun, en la región de Manchuria, donde todavía existe. Se sabe también que ha habido producción en tiempos modernos en España, Suecia, Italia, Alemania, Australia y Suiza.

Los yacimientos de pizarras bituminosas tienen lugar en zonas en las que se produce una acumulación simultánea de restos minerales de grano fino y materia orgánica, en ambiente anoxigénico libre de organismos destructo-

res. La naturaleza de los sedimentos finos muestra que la deposición debe de haberse producido en lagos estancados, zonas pantanosas o cuencas marinas ricas en materia orgánica. No hay duda de que muchos tipos de restos orgánicos han contribuido a la formación del kerógeno, pero el precursor principal parece haber sido la fracción lípido de una especie de algas azul-verdes que crecen tanto en agua dulce como en agua salada. La acumulación relativamente rápida de arcillas y restos orgánicos en medio reductor de aguas estancadas protegió a éstos últimos de la destrucción. La sedimentación continuada de rocas suprayacentes condicionó la compactación y enterramiento a una profundidad tal que la temperatura aumentó hasta alcanzar los 100 o 150 °C. Este calentamiento moderado habría ocasionado la pérdida de la mayor parte de las fracciones volátiles y dejado un residuo orgánico refractario, de mayor peso molecular.

Aunque las pizarras bituminosas hayan sido conocidas y explotadas a pequeña escala durante muchos años, empezaron a recibir mucha más atención a mediados de los 70, cuando el precio del petróleo líquido aumentó de forma abrupta, y había incertidumbre sobre el suministro mundial. Se sabe de la presencia de pizarras bituminosas en todos los continentes, desde el Paleozoico Inferior hasta el Terciario; los recursos más importantes se relacionan por continentes en la Tabla 5.9. En Estados Unidos, la mayor atención se ha centrado en la cuenca Piceance Creek, en el este de Colorado y en la cuenca Uinta, al oeste de Utah (Figura 5.52), en las cuales la formación eocena de Green River contiene algo así como 2 billones (2×10^{12}) de barriles de petróleo (Tabla 5.9). Enormes cantidades de pizarras bituminosas devónicas de la Formación Chattanooga yacen debajo de, al menos, diez estados del este de Estados Unidos, como se muestra en la Figura 5.53. Desafortunadamente, la mayoría de esta formación y de otras similares solamente produciría de 4 a 60 litros de petróleo por tonelada, mediante el uso de las técnicas convencionales de proceso comentadas más tarde; de ahí que su explotación no sea viable en un futuro inmediato. En los años 70 se iniciaron varios grandes proyectos en el oeste de Estados Unidos. Sin embargo, por el efecto combinado del incremento de los costes de producción y de la disminución del precio del petróleo líquido, se llegó a la suspensión de todas las operaciones importantes a principios de la década de 1980. Aún puede obtenerse petróleo, pero sólo en caso de que haya una importante elevación del precio del crudo, o una importante carestía. La fuerte subida del precio del petróleo después de 2005 atrajo el interés de las pizarras bituminosas y arenas bituminosas como recurso. Sin embargo, el aumento de las preocupaciones medioambientales, especialmente del uso de grandes cantidades de agua en un clima seco,



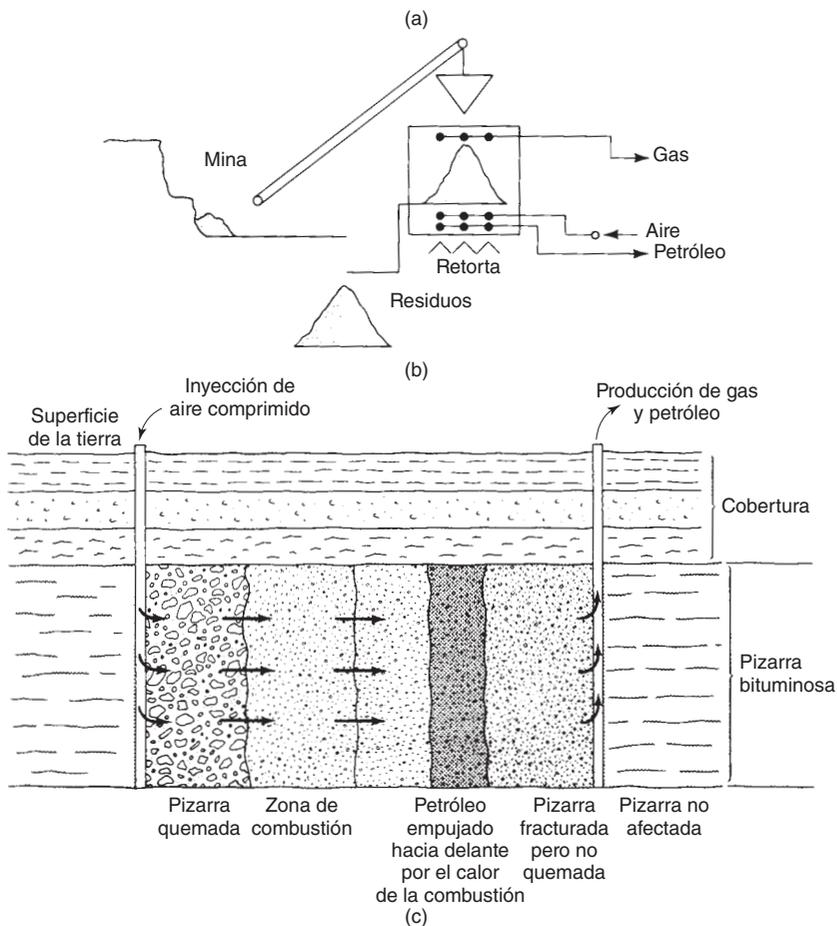
▲ **Figura 5.52.** Yacimientos de pizarras bituminosas en los Estados Unidos. Los mayores, en la formación Green River de Wyoming, se consideran los más aptos para obtener petróleo. (De C. F. Knutson y G. F. Dana, «Desarrollos en pizarra bituminosa en 1981», *AAPG Bulletin*, vol. 66, n. 11, 1982.)

hará difícil el aprovechamiento de las pizarras bituminosas en Estados Unidos.

Tabla 5.9. Recursos de pizarras bituminosas en el mundo, en 10⁹ barriles de petróleo recuperable (de USGS Informe de Investigaciones Científicas 2005-2006)

País	Miles de millones de BBL recuperables
Estados Unidos	2.085
Rusia	248
Congo	100
Brasil	82
Italia	73
Marruecos	53
Jordania	34
Australia	32
Total mundial	2.826

Se han propuesto varios métodos de producción para recuperar hidrocarburos de las pizarras bituminosas. Los dos principales son la minería y procesado en superficie, y la destilación *in situ* (Figura 5.53). El primer método implica la explotación a cielo abierto o la minería subterránea de la masa pizarrosa, su trituración hasta tamaños finos, y el calentamiento hasta unos 500 °C en hornos a presión de tipo parrilla conocidos como **retortas**. Los hidrocarburos volatilizados se condensan y pueden luego procesarse de la misma forma que el petróleo y gas convencionales. Para ser viable, el proceso de refinado debe producir más combustible que el que se consume. La construcción de instalaciones mineras y de procesado es muy costosa y presenta problemas ambientales, como la generación de polvo durante la explotación, la necesidad de grandes cantidades de agua para el proceso y la generación de enormes volúmenes de estériles rocosos. Este último problema se produce por la expansividad, o «efecto palomitas de maíz», de la pizarra cuando se ca-



◀ **Figura 5.53.** (a) Vista en primer plano de una muestra de pizarra rica en bitumen. (b) Diagrama esquemático del procesamiento de la pizarra bituminosa después de la extracción. La retorta puede operar a temperaturas de 400 a 500 °C, liberando el gas y el petróleo de la pizarra triturada. (c) El proceso de destilación *in situ* de las pizarras bituminosas se basa en el movimiento de la zona de combustión a través de la pizarra, al inyectar aire por un pozo y extraer petróleo y gas por otro, situado delante de la zona de combustión. La pizarra se fractura previamente, para permitir el movimiento de aire y gases.

lenta; se produce así un volumen de roca residual mucho mayor que el que había cuando se extrajo.

La segunda técnica de beneficio de la pizarra bituminosa es el proceso de destilación *in situ*; es similar al proceso utilizado para mejorar la recuperación de petróleo y de arenas asfálticas. Supone la perforación de túneles, conocidos como *galerías*, sea por encima, por debajo o por los lados de cada bloque de pizarra bituminosa, hasta 10 metros o más por cada lado. Tras la construcción de las galerías, se fragmenta la roca con explosivos. Luego se provoca la ignición de la roca, y se controla la combustión mediante el flujo de aire, el aporte de combustible diesel y vapor. A medida que la combustión progresa hacia abajo en una retorta vertical, o de un lado a otro en una retorta horizontal, la roca del frente de combustión se calienta hasta aproximadamente unos 500 °C y gran parte del kerógeno se vaporiza y se empuja hacia delante, para extraerlo mediante pozos y drenajes. El bitumen que resta sirve de combustible para que avance el fuego. Este método tiene menores costes de explotación, reduce mucho el problema de eliminación de la roca procesada y requiere mucha menos agua. La pizarra quemada se expande y rellena la cámara original, dejando una superficie relativamente estable de suelo, en la que quedan pocos vestigios de la actividad que se ha desarrollado debajo. Un problema potencial, aunque menor en las cuencas áridas del oeste de los Estados Unidos que en otras áreas, se debe a la posibilidad de contaminación de los acuíferos por aguas que lixivian las zonas quemadas de las explotaciones.

La comercialización futura de las pizarras bituminosas dependerá de los costes de producción del petróleo; hay que considerar también los productos secundarios útiles, como el amoníaco y el azufre, que se obtienen en el procesado de los gases. Además, algunos depósitos de pizarras bituminosas, como los de la cuenca de Pi-

ceance Creek en Colorado, son ricos en minerales como la halita (NaCl), la dawsonita [NaAl(CO₃)(OH₂)], y la nacolita (NaHCO₃), que podrían recuperarse y utilizarse como materia prima de productos químicos y de aluminio. Hay estimaciones que indican que una planta de procesamiento comercial de superficie en la cuenca de Piceance Creek que produjera 13.000 barriles/día de petróleo, podría producir también 220.000 toneladas/año de Al₂O₃, 550.000 toneladas/año de Na₂CO₃, y 1,6 millones de toneladas/año de NaHCO₃ como subproductos.

Recursos futuros de combustibles fósiles

Vivimos en la cúspide de la era de los combustibles fósiles, y muchos aspectos de nuestro modo de vida dependen del suministro constante de estos materiales. No tienen éstos, sin embargo, una distribución geográfica uniforme; de ahí que los combustibles fósiles hayan adquirido tanta importancia en las complejas redes de la economía y la política internacional.

Parece evidente que no puede continuar por tiempo indefinido la actual dependencia mundial del suministro energético, en más de un 50 por ciento, de los crudos petrolíferos. Existe un potencial mucho mayor en el carbón y en las pizarras bituminosas, y hacia estos recursos tendrá que volverse el mundo cuando los aportes de crudo mundiales se agoten. No parecen probables cambios bruscos y repentinos de nuestras formas de vida; sin embargo, a medida que las reservas de petróleo disminuyan y los precios suban en años venideros, es probable que otros combustibles fósiles, como las pizarras bituminosas y algunos crudos pesados, que actualmente no son económicos, lleguen a ser competitivos en coste.

