

REFINACIÓN

Ramiro Flores, PhD

CAPITULO 3	3.1
3. EL PETRÓLEO.....	3.1
3.1 CONCEPTOS BÁSICOS	3.1
3.1.1 Energía y mezcla energética	3.1
3.1.2 El petróleo	3.4
3.1.3 Gas Natural.....	3.5
3.1.4 Refinación del petróleo	3.6
3.2 ORIGEN DEL PETRÓLEO Y SUS COMPONENTES.....	3.7
3.2.1 Teorías del origen del petróleo	3.7
3.2.2 Formación del petróleo	3.8
3.2.3 Sistemas de hidrocarburos.....	3.9
3.2.4 ¿Qué es un reservorio?	3.10
3.2.5 Rocas madre y generación de hidrocarburos.....	3.11
3.2.6 Rocas de yacimientos y migración de hidrocarburos	3.12
3.2.7 Elementos químicos presentes en el petróleo	3.14
3.3 ¿QUÉ SON LOS HIDROCARBUROS?	3.14
3.3.1 Grupos funcionales.....	3.15
3.3.2 Clasificación.....	3.16
3.3.2.1 Composición química	3.16
3.3.2.2 Densidad.....	3.17
3.3.2.3 Azufre	3.18
3.3.3 Petróleos de referencia	3.18
3.3.3.1 WTI	3.19
3.3.3.2 BRENT	3.19
3.4 PONA.....	3.20
3.4.1 Parafinas – alcanos e isómeros de alcanos.....	3.21
3.4.2 Olefinas – alquenos y alquinos.....	3.24
3.4.3 Nafténicos	3.26
3.4.4 Aromáticos	3.27
3.4.5 Otros componentes.....	3.29
3.4.5.1 Componentes sulfurados: S.....	3.30
3.4.5.2 Componentes oxigenados: O	3.32
3.4.5.3 Componentes nitrogenados: N	3.34
3.4.5.4 Componentes metálicos.....	3.35
3.5 COMPOSICIÓN DE PRODUCTOS	3.36
3.5.1 Gas licuado de petróleo	3.36
3.5.2 Gasolina.....	3.36
3.5.3 Kerosene.....	3.37
3.5.4 Jet Fuel	3.37
3.5.5 Diesel Oil.....	3.37
3.5.6 Fuel Oil.....	3.37
3.5.7 Fuel Oil residual.....	3.38
3.5.8 Aceites lubricantes	3.38
3.5.9 Asfalto	3.38
3.5.10 Coque de petróleo.....	3.38
3.6 RESUMEN	3.38
3.7 PREGUNTAS CLAVE.....	3.40

3.8 PROBLEMAS PROPUESTOS3.40
3.9 REFERENCIAS3.41

CAPÍTULO 3

3. EL PETRÓLEO

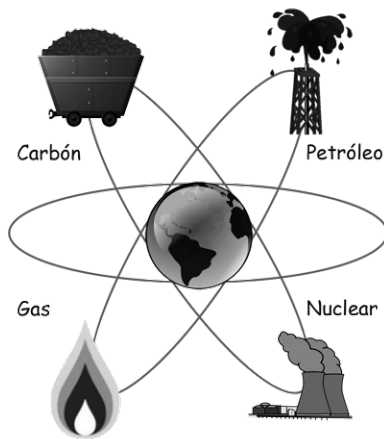
3.1 CONCEPTOS BÁSICOS

3.1.1 Energía y mezcla energética

El desarrollo humano mantiene una relación estrecha y coevolutiva con el consumo de energía, en la medida en que la capacidad de captar, transformar y administrar flujos energéticos ha ampliado, de forma histórica, el repertorio de posibilidades técnicas y sociales para sostener la vida colectiva. Desde los primeros arreglos basados en fuerza muscular hasta la domesticación de la biomasa y el aprovechamiento de fuerzas hidráulicas, las sociedades han operado con restricciones materiales severas que condicionaban no sólo la productividad, sino también la movilidad, el tiempo disponible y la organización del trabajo. En esa perspectiva, la historia energética no puede reducirse a una sucesión de “fuentes”, sino que debe entenderse como la transformación progresiva de infraestructuras, saberes y capacidades de conversión que reordenan lo posible en términos de bienestar.

FIGURA 3. 1

Mezcla energética (energy mix)



Fuente. Elaboración propia

En la actualidad, la denominada mezcla energética constituye un equilibrio dinámico entre múltiples fuentes y tecnologías, configurado por un conjunto de compensaciones entre costos, disponibilidad, densidad energética, impactos ambientales y seguridad de suministro. A diferencia de los regímenes energéticos tradicionales, donde la dependencia de recursos locales imponía márgenes estrechos de elección, las sociedades contemporáneas operan con sistemas de conversión complejos que permiten

transformar energías primarias en electricidad, calor y combustibles para usos finales altamente diversificados. De este modo, el **energy mix** se presenta como un *trade-off* permanente entre alternativas que no son equivalentes ni sustituibles de manera inmediata, y cuya combinación responde tanto a criterios técnico-económicos como a decisiones políticas, regulatorias y sociales que definen prioridades de desarrollo y patrones de consumo. Véase FIGURA 3. 1

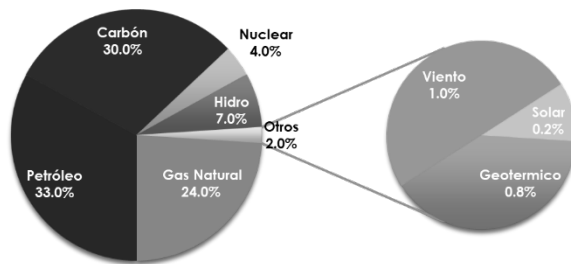
Si se observa la trayectoria del último siglo, se advierte un patrón de crecimiento casi ininterrumpido en tres variables estrechamente acopladas: población, riqueza económica y consumo de energía. La población mundial pasó de aproximadamente 1.600 millones de personas en 1900 a 2.500 millones medio siglo después, y hoy supera los 7.000 millones. En paralelo, la riqueza, medida en términos de producto interior bruto real, se multiplicó por cuarenta durante el mismo periodo. En este marco, el consumo energético operó simultáneamente como condición habilitante y como resultado del proceso de expansión material, al incrementarse desde poco menos de 1.000 millones de toneladas equivalentes de petróleo a comienzos del siglo XX hasta más de 13.000 millones en la actualidad, evidenciando la dependencia estructural de la economía moderna respecto de flujos energéticos crecientes para sostener industrialización, urbanización, movilidad y acumulación.

Sin embargo, hablar de “la energía” como si se tratara de una entidad homogénea resulta conceptualmente insuficiente: existen múltiples fuentes, tecnologías y vectores, con rendimientos, costos y externalidades diferenciados. Por ello, aunque el debate contemporáneo enfatiza la transición energética, conviene recordar que la matriz energética mundial ha estado en transformación permanente desde el inicio de la Revolución Industrial. En términos históricos, se transitó desde un régimen tradicional sustentado casi por completo en la madera a comienzos del siglo XIX hacia un sistema mucho más diversificado, resultado de sustituciones parciales, innovaciones tecnológicas e inversiones infraestructurales acumuladas que reordenaron, de manera no lineal, las bases materiales del desarrollo (Farnoosh, 2020).

¿Cómo se forma hoy la Mezcla Energética?

La configuración contemporánea de la mezcla energética se explica, en primer lugar, por la persistencia de los combustibles fósiles como columna vertebral del suministro global. Petróleo, gas natural y carbón continúan siendo dominantes no porque constituyan energías “neutrales” o inevitables, sino porque han logrado sostener, hasta ahora, una combinación de densidad energética, disponibilidad, infraestructura instalada y costos sistémicos que los vuelve funcionales para los usos de mayor escala, especialmente el transporte, el calor industrial y una parte relevante de la generación eléctrica. En consecuencia, la mezcla energética no es el resultado espontáneo de preferencias tecnológicas aisladas, sino la expresión de trayectorias históricas de inversión, dependencia infraestructural y marcos regulatorios que han favorecido una continuidad fósil, incluso cuando se acelera la incorporación de fuentes renovables. Véase FIGURA 3. 2.

Ahora bien, la centralidad de los hidrocarburos no se sostiene únicamente en la extracción del recurso, sino en la existencia de un entramado de coordinación que permite convertir petróleo crudo y gas natural en productos utilizables y disponibles para los mercados finales. Para que ese tránsito sea posible, la industria requiere mercados eficientes capaces de articular oferta y demanda a escala global, asignando volúmenes, calidades y tiempos de entrega a través de redes logísticas, capacidades de almacenamiento y mecanismos contractuales que reducen fricciones y gestionan incertidumbre. En este sentido, la formación de la mezcla energética se encuentra íntimamente vinculada a la capacidad de esos mercados para sostener continuidad de suministro, facilitar inversión y administrar volatilidad, de modo que la “economía” de los hidrocarburos no se juega sólo en el subsuelo, sino en la arquitectura institucional y material que conecta producción, transformación y consumo. Véase la FIGURA 3. 3.

FIGURA 3. 2*Composición de la Mezcla Energética**Fuente.* Elaboración propia**FIGURA 3. 3***Cadena energética**Fuente.* Elaboración propia

El debate sobre dónde deben concentrarse los esfuerzos para satisfacer una demanda energética en expansión se ha intensificado a medida que ciertas opciones, como el gas natural y las energías renovables, han ganado competitividad relativa por disponibilidad, costos y madurez tecnológica. En numerosos diagnósticos de política energética, el gas natural aparece como una alternativa de transición debido a su confiabilidad de suministro y a un perfil de emisiones inferior al del carbón por unidad de energía producida, lo que le ha permitido posicionarse como vector de sustitución parcial en sistemas eléctricos y usos industriales. Sin embargo, esta lectura no elimina las tensiones propias de la transición: la consolidación de infraestructura gasífera puede generar inercias y dependencias de largo plazo, por lo que su rol debe entenderse como contingente y condicionado por el diseño regulatorio, la evolución tecnológica y los objetivos climáticos que se adopten.

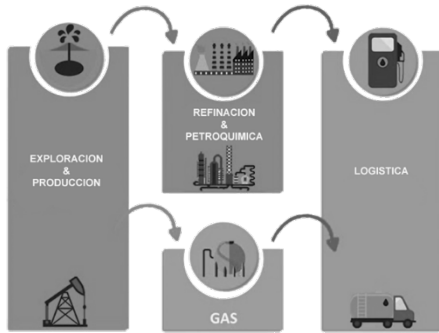
En paralelo, en el caso estadounidense, instrumentos de política como el *Clean Power Plan* han contribuido a estructurar el debate sobre la capacidad de las energías renovables para acelerar el desplazamiento de fuentes intensivas en carbono, especialmente en el sector eléctrico. Aun con avances en el abandono relativo del carbón en algunos mercados, el panorama global sigue siendo heterogéneo: economías en desarrollo como China e India continúan recurriendo de manera significativa a combustibles fósiles para sostener su crecimiento, evidenciando que la transición no ocurre de forma uniforme ni sincronizada (Augustine, 2016). En este contexto, las industrias de refinación, petroquímica y gas ocupan un lugar decisivo porque articulan la conversión de petróleo crudo y gas natural en productos

EL PETRÓLEO

comercializables de uso final, como gasolina, diésel, plásticos y otros derivados que sostienen infraestructura, movilidad y consumo cotidiano, lo que refuerza la centralidad industrial y logística de estos eslabones en la economía energética contemporánea. Véase la FIGURA 3. 4.

FIGURA 3. 4

La industria de la refinación del petróleo, en la cadena energética



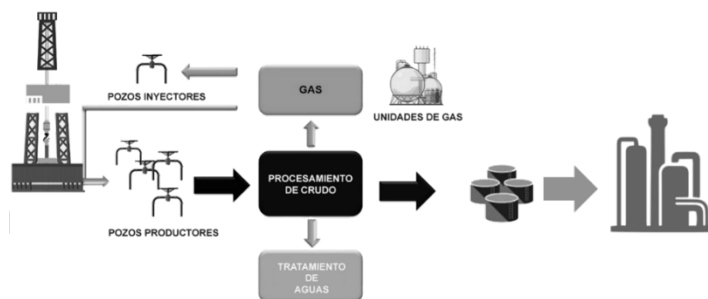
Fuente. Elaboración propia

3.1.2 El petróleo

El petróleo es una mezcla compleja de compuestos orgánicos, predominantemente hidrocarburos, a la que se asocian en proporciones variables heteroátomos como azufre, nitrógeno y oxígeno, además de trazas de metales. En términos físico-químicos, suele describirse como un fluido aceitoso de tonalidad oscura cuya densidad es, por lo general, menor que la del agua, lo que explica su insolubilidad y su comportamiento de separación por fases. Su densidad típica se ubica en un rango aproximado de 0,75 a 0,95 g/cc, aunque este parámetro puede variar significativamente según el origen geológico y el grado de “ligereza” del crudo; del mismo modo, el color puede oscilar desde amarillos parduscos hasta negros intensos, reflejando diferencias en composición, contenido de asfaltenos y resinas, y características de madurez del sistema petrolero.

FIGURA 3. 5

Esquema de producción de petróleo



Fuente. Elaboración propia

Conviene precisar, además, que en la industria se utiliza el término “petróleo” para referirse al conjunto de hidrocarburos producidos en un yacimiento, lo que incluye tanto el crudo en fase líquida como el gas natural asociado o no asociado. Durante la producción, los fluidos extraídos llegan a superficie como una mezcla multifásica y son conducidos a equipos de separación, donde se dividen en corrientes

diferenciadas. En un separador trifásico, la corriente se organiza típicamente en gas, agua y hidrocarburo líquido, operación que permite acondicionar el crudo para su posterior transporte y procesamiento, y tratar el gas y el agua conforme a especificaciones técnicas y ambientales. Véase FIGURA 3. 5.

Las propiedades físico químicas del petróleo crudo presentan una heterogeneidad considerable entre campos de producción e, incluso, dentro de un mismo yacimiento, lo que introduce incertidumbres técnicas y económicas a lo largo de toda la cadena de valor. Una clasificación inicial, aparentemente simple pero decisiva en sus consecuencias industriales y financieras, distingue entre crudos ligeros y crudos pesados. Esta distinción se vincula estrechamente con la densidad del crudo y, por extensión, con su composición molecular: en términos generales, cuanto mayor es la relación atómica hidrógeno carbono, menor tiende a ser la densidad, lo cual refleja proporciones distintas de familias químicas y distribuciones de fracciones que condicionan rendimientos de destilación, necesidades de conversión y complejidad de tratamiento (Wauquier, 1994). En la práctica, esta variabilidad no es un detalle descriptivo, sino un determinante de la rentabilidad, pues se traduce en diferentes exigencias de procesamiento, consumo de hidrógeno, requerimientos de catalizadores, severidad operativa y capacidad de la refinería para producir cortes de alto valor.

En ese marco, la configuración tecnológica de una refinería debe responder no sólo al crudo “de diseño”, sino también a la necesidad estratégica de procesar crudos de oportunidad y crudos con alto contenido de acidez, que por razones operativas suelen asimilarse, para ciertos propósitos, a materias primas pesadas (Speight, 2014; Yeung, 2006). Los crudos de oportunidad pueden entenderse como corrientes nuevas con propiedades insuficientemente caracterizadas desde el punto de vista del procesamiento, o bien como crudos ya conocidos pero con comportamientos operativos problemáticos y riesgos técnicos identificados, cuyo atractivo suele radicar en descuentos de precio que intentan compensar las mayores dificultades industriales (Ohmes, 2014). Con frecuencia, aunque no de manera exclusiva, se trata de crudos pesados; en cualquier caso, su procesamiento resulta más desafiante debido a combinaciones de alta viscosidad, mayores niveles de sólidos y contaminantes, y elevados grados de acidez, factores que incrementan riesgos de corrosión, ensuciamiento, inestabilidad de operación y penalidades de rendimiento si no se dispone de unidades de conversión y tratamiento adecuadamente dimensionadas (Speight, 2017).

“El mercado de petróleo está pasando a ser un mercado multipolar para el equilibrio a corto plazo”
– Jamie Webster, Columbia University Center for Global Energy Policy.

3.1.3 Gas Natural

El gas natural es una mezcla gaseosa compuesta predominantemente por metano, el hidrocarburo más simple en términos estructurales por contener un solo átomo de carbono. En proporciones menores puede incluir otros hidrocarburos ligeros de hasta cuatro átomos de carbono, así como gases no hidrocarbonados como dióxido de carbono y ciertas impurezas, entre ellas el sulfuro de hidrógeno, cuya presencia resulta relevante por sus implicaciones en corrosión, toxicidad y requerimientos de tratamiento previo al transporte y al uso final. Esta composición variable convierte al gas natural en una materia prima energética y, simultáneamente, industrial, cuyo acondicionamiento técnico depende de la calidad del yacimiento, del sistema de producción y de las especificaciones regulatorias y de mercado.

Desde una perspectiva geológica, su origen puede ser biogénico, típicamente asociado a procesos microbianos a menor profundidad, o termogénico, vinculado a la transformación de materia orgánica sometida a mayores presiones y temperaturas a gran profundidad. La distinción, sin embargo, no altera la identidad química del metano como molécula dominante, sino el contexto de formación y las rutas de

migración y acumulación. En función de esa historia geológica, el gas puede presentarse como convencional cuando se encuentra concentrado en trampas geológicas con permeabilidad suficiente para fluir, o como no convencional cuando permanece retenido en formaciones de baja permeabilidad, como rocas madre, cuando se encuentra adsorbido en mantos de carbón, o cuando aparece como hidratos bajo condiciones termodinámicas específicas. En términos estrictos, el gas extraído de rocas madre maduras en profundidad es molecularmente el mismo que el producido por actividad bacteriana a poca profundidad, lo que subraya que la diferencia entre categorías no reside en la “naturaleza” del gas, sino en la dificultad técnica y económica de liberarlo y producirlo (Deflandre, 2020).

En el debate energético contemporáneo, el gas natural suele presentarse como una opción de transición por su perfil de combustión relativamente menos intensivo en carbono que otros combustibles fósiles y por su capacidad para aportar flexibilidad al sistema, especialmente cuando se integra con generación variable renovable. Esta percepción ha sido reforzada por posicionamientos institucionales como el de John Holdren, quien sostuvo que el gas natural puede cumplir un rol de “combustible puente” hacia un futuro energéticamente más eficiente.

“Comparto la opinión de que el gas natural es un combustible puente muy útil hacia un futuro más eficiente desde el punto de vista energético” – John Holdren, Oficina de Política de Ciencia y Tecnología de la Casa Blanca USA.

No obstante, su contribución a una trayectoria sostenible depende de condiciones de gobernanza y desempeño que no pueden darse por supuestas, entre ellas el control de emisiones fugitivas en la cadena de valor y la evitación de bloqueos tecnológicos por sobrerreliancia infraestructural. En cualquier caso, como combustible fósil, su utilidad energética se materializa en el proceso de combustión, donde las moléculas de hidrocarburo, al reaccionar con el oxígeno del aire en motores, calderas o turbinas, liberan energía en forma de calor que luego puede convertirse en trabajo mecánico o electricidad.

3.1.4 Refinación del petróleo

Las necesidades del mercado hacen que el petróleo no se consuma, en rigor, como crudo, sino a través de una constelación de productos derivados que permiten habilitar funciones energéticas e industriales altamente diferenciadas. En esa gama se incluyen combustibles destinados a fuentes fijas y móviles, lubricantes para usos múltiples, asfaltos para infraestructura vial y materias primas petroquímicas que alimentan la producción de bienes cotidianos, desde envases y textiles hasta insumos para embalaje y manufactura. Esta diversidad de salidas comerciales explica que el valor económico del petróleo se juegue menos en la extracción del recurso que en su capacidad de ser transformado, con eficiencia y bajo especificaciones estrictas, en cortes y productos con demanda sostenida.

El crudo extraído de los yacimientos no es una sustancia uniforme, sino una mezcla compleja de hidrocarburos en fase líquida, gaseosa e incluso sólida, acompañada de impurezas como agua, sales y sedimentos. Esta heterogeneidad introduce desafíos operativos y económicos, porque la composición del crudo determina rendimientos, severidad de procesamiento, requerimientos de tratamiento y costos asociados a corrosión, ensuciamiento y control de calidad. En consecuencia, la refinación se configura como un conjunto de procedimientos que combina fraccionamiento, mediante separación por rangos de ebullición, y transformaciones fisicoquímicas orientadas a convertir la materia prima en derivados comercializables.

Desde una perspectiva de procesamiento, la refinación se inicia con la caracterización rigurosa del crudo y con la definición del **esquema de refinación**, es decir, de la secuencia de unidades y condiciones operativas a través de las cuales se obtendrán los productos objetivo. Dado que el crudo proviene de

regiones distintas y exhibe propiedades físico-químicas variables, la refinería debe traducir esa variabilidad en una canasta estable de productos que responda a requisitos de mercado, regulación y desempeño técnico. Por ello, los derivados producidos deben cumplir especificaciones definidas, tanto por exigencias de calidad y seguridad como por estándares ambientales, lo que convierte a la refinación en un espacio donde se articulan decisiones tecnológicas, eficiencia económica y cumplimiento normativo (Fahim et al., 2010).

3.2 ORIGEN DEL PETRÓLEO Y SUS COMPONENTES

3.2.1 Teorías del origen del petróleo

El debate sobre el origen del petróleo suele presentarse a partir de dos marcos explicativos, uno orgánico y otro inorgánico o abiogénico, pero conviene subrayar que su peso científico no es simétrico. La explicación orgánica constituye hoy el consenso predominante para la formación del petróleo líquido explotado comercialmente, en la medida en que vincula la génesis de los crudos con la acumulación de materia orgánica en ambientes sedimentarios, su preservación bajo condiciones reductoras, su transformación progresiva en querógeno y, posteriormente, su craqueo térmico dentro de la llamada “ventana del petróleo”. Esta narrativa no se sostiene sólo en plausibilidad geológica, sino en evidencias convergentes: la asociación sistemática de crudos con cuencas sedimentarias y rocas madre ricas en materia orgánica, la presencia de biomarcadores que conservan huellas moleculares de organismos, y firmas isotópicas del carbono compatibles con una procedencia biológica. En consecuencia, si la TABLA 3.1 se utiliza como síntesis didáctica, debe interpretarse como una simplificación inicial y no como una equivalencia entre teorías, pues, para aceites, la explicación orgánica dispone de un respaldo empírico y metodológico considerablemente más robusto en la geociencia contemporánea.

TABLA 3. 1

Teorías del origen del petróleo

ORGANICA	INORGANICA
Derivado de materia viva, generalmente átomos de carbono.	No derivado de materia viva.
Afirma que el petróleo evolucionó a partir de la descomposición de animales y plantas que vivieron durante épocas geológicas anteriores.	Declara que el petróleo se formó a través de reacciones químicas entre agua, dióxido de carbono y varias sustancias inorgánicas, como los carbonatos en la tierra.

Fuente. Elaboración propia

La hipótesis inorgánica o abiogénica, por su parte, plantea que ciertos hidrocarburos podrían formarse mediante reacciones químicas a altas presiones y temperaturas en profundidad, con posterior migración hacia niveles someros. En la literatura moderna, este enfoque encuentra apoyo más consistente en la producción natural de metano abiótico en contextos geológicos específicos, por ejemplo, asociado a procesos como serpentización, donde la química roca-agua puede generar gases hidrocarbonados. Sin embargo, el paso desde la existencia de metano abiótico a una explicación general para la formación masiva de petróleo líquido enfrenta limitaciones empíricas importantes, particularmente para reproducir de manera sistemática la complejidad composicional de los crudos, su distribución espacial y el conjunto de indicadores orgánicos y geoquímicos que caracterizan la mayoría de los sistemas petroleros. Por ello, es más preciso distinguir entre la plausibilidad de orígenes abióticos para ciertos gases en contextos puntuales y la génesis dominante del petróleo líquido, que permanece explicada de manera principal por procesos orgánicos en cuencas sedimentarias.

3.2.2 Formación del petróleo

La formación del petróleo se asocia, de manera predominante, a la evolución de cuencas sedimentarias donde la materia orgánica se acumuló y preservó en condiciones ambientales que limitaron su oxidación y degradación completa, particularmente en sistemas marinos o lacustres con fondos pobres en oxígeno. En estos contextos, aportes de algas, zooplancton y otros microorganismos quedaron incorporados a sedimentos finos que, al compactarse y litificarse, dieron origen a rocas madre con potencial generador. El rasgo decisivo no es la simple presencia de restos biológicos, sino la preservación efectiva del carbono orgánico y su posterior historia térmica, debido a que la capacidad de generar hidrocarburos depende de la calidad del material orgánico inicial, del tipo de querógeno que se forme y del régimen de enterramiento que gobierne la maduración geoquímica en el tiempo (Osuji & Antia, 2005; Tissot & Welte, 1984).

Con el enterramiento progresivo, la materia orgánica preservada atraviesa etapas sucesivas de transformación. En la diagénesis se consolidan procesos de reorganización molecular que conducen a la formación de querógeno como precursor principal. En etapas posteriores, el incremento sostenido de temperatura y presión, activa el craqueo natural y la generación de hidrocarburos, primero líquidos y, con mayor madurez, gaseosos, en una secuencia que no es idéntica para todos los sistemas, pues está modulada por la cinética de reacción, el gradiente geotérmico, la tasa de subsidencia y la composición del querógeno. Esta comprensión, ampliamente estabilizada en la geoquímica del petróleo, permite evitar una narrativa lineal y universalizante: la generación es un fenómeno gradual y dependiente de trayectorias geológicas específicas, por lo que el rendimiento y el “momento” de mayor producción varían entre cuencas, incluso cuando el marco conceptual general se mantiene.

Ahora bien, la generación de hidrocarburos no equivale todavía a la existencia de un yacimiento. Una vez producidos, los hidrocarburos tienden a ser expulsados desde la roca madre y a migrar a través de rocas porosas y permeables, impulsados por gradientes de presión y por flotabilidad relativa. Ese desplazamiento puede conducirlos hacia niveles superiores hasta que un arreglo geológico los detenga y los concentre. Por ello, la acumulación económicamente explotable exige la concurrencia de un sistema petrolero completo, donde una roca almacén con porosidad y permeabilidad suficientes reciba el fluido, mientras una roca sello competente impida su fuga y garantice su confinamiento. Las trampas pueden ser estructurales, como pliegues anticlinales o configuraciones vinculadas a fallas, o estratigráficas, como cierres por cambios laterales de facies; también pueden estar asociadas a cuerpos salinos que deforman los estratos y generan geometrías favorables. En todos los casos, el yacimiento es el resultado de una sincronización geológica exigente entre generación, migración y entrapamiento, y no una consecuencia automática de la presencia de materia orgánica en el subsuelo.

En relación con el tiempo, una narrativa robusta exige cautela: la formación y acumulación de petróleo suele desplegarse en escalas geológicas prolongadas, cuya duración efectiva depende de la historia térmica de la cuenca y de la velocidad de enterramiento. Cuando se citan rangos temporales más acotados para describir la transformación de compuestos orgánicos a hidrocarburos, como el intervalo de uno a tres millones de años referido por Cerón (2016), resulta metodológicamente más preciso interpretarlos como estimaciones situadas, dependientes de supuestos y condiciones particulares, antes que como una regla general extrapolable a todos los contextos petroleros. En consecuencia, el análisis riguroso debe mantener la distinción entre el marco general de generación y migración, ampliamente respaldado por la geoquímica orgánica, y la variabilidad empírica que introducen las trayectorias específicas de cada cuenca, sus rocas madre y su arquitectura estructural (Cerón, 2016).

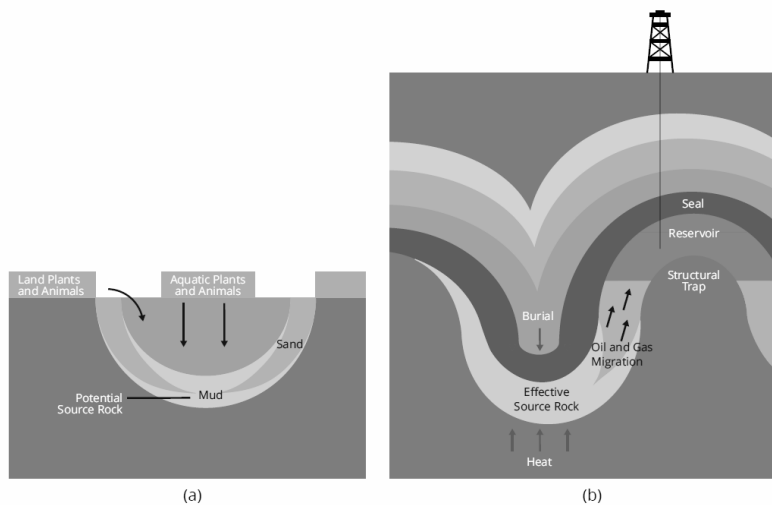
3.2.3 Sistemas de Hidrocarburos

Un sistema de hidrocarburos, también denominado sistema petrolero, describe la asociación de elementos geológicos y procesos físicos que, al operar de manera sincronizada, permiten generar, expulsar, migrar, acumular y preservar hidrocarburos en el subsuelo. Su utilidad analítica radica en que desplaza la discusión desde la simple presencia de materia orgánica hacia la explicación de por qué, cuándo y dónde se forman acumulaciones explotables. En este enfoque, la roca madre constituye el punto de partida, en tanto concentra materia orgánica suficiente y ha atravesado una historia térmica compatible con la generación de petróleo y gas, pero su potencial sólo se materializa si el sistema cuenta con rutas efectivas de migración y con una arquitectura de almacenamiento y sellado capaz de retener los fluidos generados en el tiempo geológico (Alyafei, 2021).

La migración expresa el tránsito de los hidrocarburos desde la roca madre hacia zonas de acumulación y responde a un conjunto de fuerzas y gradientes que operan en medios porosos. La expulsión primaria se relaciona con el incremento de presión de poro durante la generación y con la capacidad de la roca para fracturarse o conectar microvías de salida; la migración secundaria ocurre a través de capas más permeables, guiada por flotabilidad, capilaridad y diferencias de presión, con los hidrocarburos tendiendo a ascender por ser menos densos que el agua de formación. En este proceso, las tensiones tectónicas pueden modificar la conectividad del sistema, crear discontinuidades o abrir nuevas rutas, pero no actúan de forma aislada; su relevancia depende de cómo reconfiguran permeabilidad, fracturamiento y trampas, y de si esa deformación ocurre antes, durante o después del evento principal de carga de hidrocarburos.

FIGURA 3. 6

Esquema que muestra (a) el proceso de formación de hidrocarburos y (b) la migración de hidrocarburos maduros hasta que alcanza un sello impermeable y equilibrio estático.



Fuente. Cortesía: Alyafei (2021)

La acumulación se produce cuando los hidrocarburos alcanzan una roca reservorio con porosidad y permeabilidad suficientes para alojarlos y, de manera crucial, quedan contenidos por un sello, es decir, una capa impermeable que impide su fuga. La trampa corresponde a la configuración geométrica y estratigráfica que permite que el sello funcione como cierre efectivo, de modo que el sistema alcance un equilibrio estático y preserve la carga acumulada. Las trampas pueden ser estructurales, estratigráficas o mixtas, y su efectividad depende tanto del cierre como de la competencia del sello y de la continuidad del

reservorio. Por ello, el sistema petrolero no se reduce a una lista de componentes; es una secuencia de procesos temporalmente condicionados, donde la sincronización entre generación, migración, formación de la trampa y preservación determina si la acumulación existe y si se mantiene o se pierde por filtración, biodegradación o reactivación tectónica. La FIGURA 3.6 sintetiza estos componentes y procesos desde la generación hasta el entrapamiento.

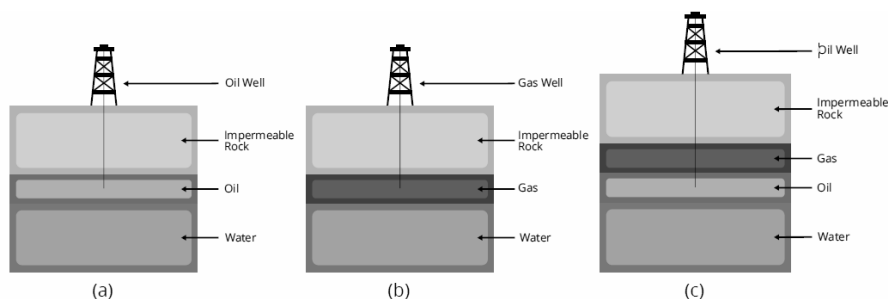
En consecuencia, petróleo y gas no se distribuyen de manera uniforme en todas las rocas ni en todos los territorios, sino que se concentran allí donde la asociación de materiales, condiciones y tiempos produjo un sistema funcional. Este hecho tiene implicaciones técnicas, porque orienta la exploración hacia la identificación de rocas madre activas, ventanas térmicas, rutas de migración y trampas competentes, pero también posee efectos económicos y estratégicos, debido a que la concentración espacial de recursos energéticos puede traducirse en dependencia de suministro y en competencia por acceso, contratos e infraestructura, particularmente cuando las acumulaciones son grandes, de alta productividad y relativamente accesibles. En este marco, el concepto de sistema de hidrocarburos proporciona una base explicativa rigurosa que las afirmaciones generalistas sobre “abundancia” o “escasez”, porque permite vincular la presencia de reservas con una lógica geológica verificable y con las condiciones que hacen viable su desarrollo.

3.2.4 ¿Qué es un reservorio?

En ingeniería petrolera, un reservorio es un volumen de roca en el subsuelo que, por sus propiedades de porosidad y permeabilidad, puede almacenar y permitir el flujo de fluidos, particularmente hidrocarburos y agua de formación, bajo condiciones de presión y temperatura determinadas. Su relevancia no radica únicamente en “contener” petróleo o gas, sino en la posibilidad técnica y económica de producirlos de manera controlada, segura y ambientalmente responsable, lo que exige comprender la arquitectura geológica del yacimiento, el comportamiento de los fluidos y las restricciones operativas que condicionan la extracción. En términos clasificatorios, suele hablarse de reservorios predominantemente petrolíferos, predominantemente gasíferos o mixtos, cuando coexisten zonas de gas y aceite en el mismo sistema, lo que implica regímenes de producción y estrategias de desarrollo diferenciadas. Véase FIGURA 3. 7.

FIGURA 3. 7

Esquema que muestra las distribuciones típicas de hidrocarburos en (a) un depósito de petróleo, (b) un depósito de gas y (c) un depósito de gas-aceite.



Fuente. Cortesía: Alyafei (2021)

La distribución vertical típica de los fluidos en un reservorio responde, principalmente, a la segregación gravitacional asociada a diferencias de densidad: el gas, al ser menos denso, tiende a ubicarse en la parte superior; el petróleo ocupa una posición intermedia; y el agua de formación, por su mayor densidad, se sitúa en la base. No obstante, esta estratificación no debe interpretarse como un esquema rígido o puramente “geométrico”, debido a que está modulada por condiciones de equilibrio entre presión-

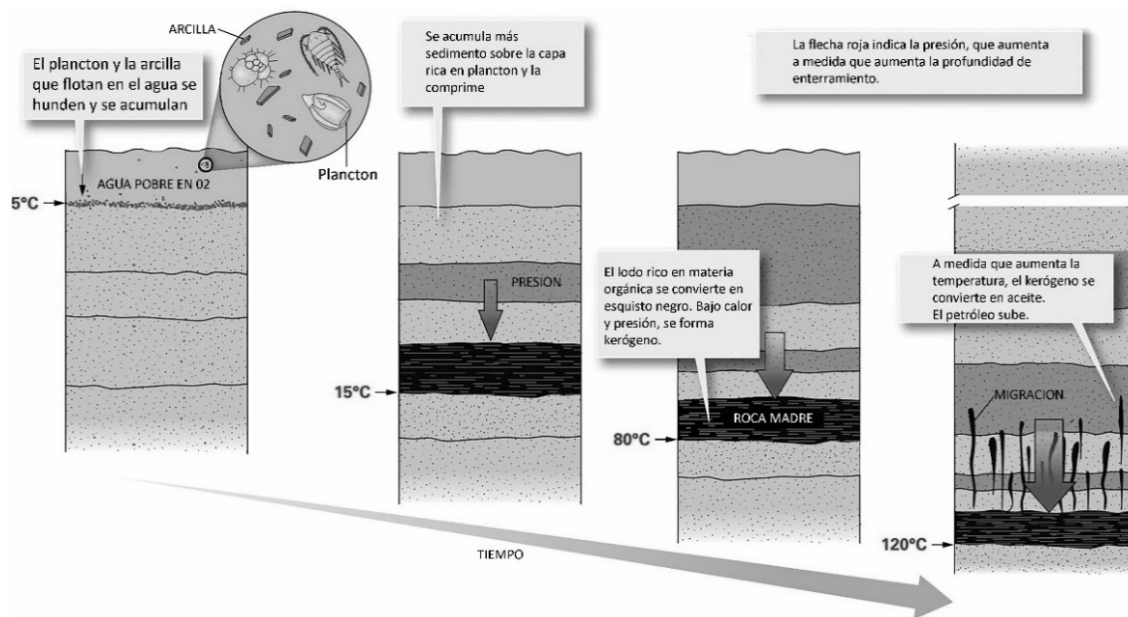
temperatura, por efectos capilares en medios porosos y por la dinámica histórica de carga, así como la migración de hidrocarburos. En consecuencia, la comprensión de contactos y transiciones entre fases, así como de las condiciones que los estabilizan o desplazan durante la producción, constituye un componente central del análisis ingenieril del reservorio y de su desempeño a lo largo del tiempo.

3.2.5 Rocas madre y generación de hidrocarburos

En la divulgación mediática persiste la idea, a menudo simplificada, de que el petróleo y el gas provienen de “árboles enterrados” o incluso de “dinosaurios”. Sin embargo, la geoquímica del petróleo muestra que la mayor parte de las moléculas hidrocarbonadas se origina en compuestos orgánicos específicos, en particular lípidos y otras fracciones ricas en carbono que formaron parte del plancton. Este conjunto de organismos microscópicos y microalgas, junto con protistas y microfauna, constituye una biomasa de tamaño diminuto que, al completar su ciclo vital, desciende hacia el fondo del mar o de lagos relativamente tranquilos, donde puede acumularse si las condiciones de deposición favorecen su preservación. En este sentido, la clave no es la espectacularidad del organismo, sino la acumulación reiterada y masiva de materia orgánica fina en ambientes sedimentarios capaces de sostenerla en el tiempo geológico. Véase FIGURA 3.8.

FIGURA 3.8

La formación del petróleo



Fuente. Cortesía: Alyafei (2021)

El destino de esa materia orgánica depende críticamente del entorno químico del fondo. Cuando el medio es rico en oxígeno, los restos planctónicos tienden a oxidarse y a reincorporarse rápidamente al ciclo del carbono, transformándose en gases como CO₂ y CH₄ que se dispersan, lo que impide que el sistema conserve el potencial generador. En cambio, en condiciones pobres en oxígeno, la degradación se ralentiza y el material orgánico puede sobrevivir lo suficiente para mezclarse con arcillas y sedimentos finos, formando un lodo enriquecido en carbono orgánico que, al ser enterrado por nuevas capas, queda progresivamente aislado del contacto con el oxígeno. Con el aumento de la carga sedimentaria, la presión expulsa el agua intersticial, compacta el sedimento y conduce a su litificación, dando lugar a lutitas oscuras

ricas en materia orgánica, cuya tonalidad contrasta con la de lutitas pobres en orgánicos que suelen presentarse en gamas grises, ocres o rojizas. Precisamente porque estas lutitas orgánicas concentran las materias primas a partir de las cuales se generarán hidrocarburos bajo condiciones térmicas adecuadas, se las denomina rocas fuente o rocas madre.

3.2.6 Rocas de yacimientos y migración de hidrocarburos

Las lutitas orgánicas que actúan como rocas madre suelen estar constituidas por agregados de arcillas cuyas láminas se compactan y se cohesionan con tal fuerza que restringen de manera drástica el movimiento del querógeno y de los hidrocarburos que se generan en su interior. Por ello, aun cuando la roca madre sea el lugar donde se origina el petróleo y el gas, no basta con perforarla para “bombear” crudo de forma rentable, porque la movilidad de los fluidos en su matriz es limitada y el flujo hacia un pozo tiende a ser insuficiente. En términos operativos, la producción económicamente viable requiere que los hidrocarburos alcancen rocas capaces no sólo de alojarlos, sino también de permitir su desplazamiento hacia el pozo con relativa facilidad, es decir, rocas de yacimiento o rocas reservorio que contengan, o puedan contener, hidrocarburos accesibles.

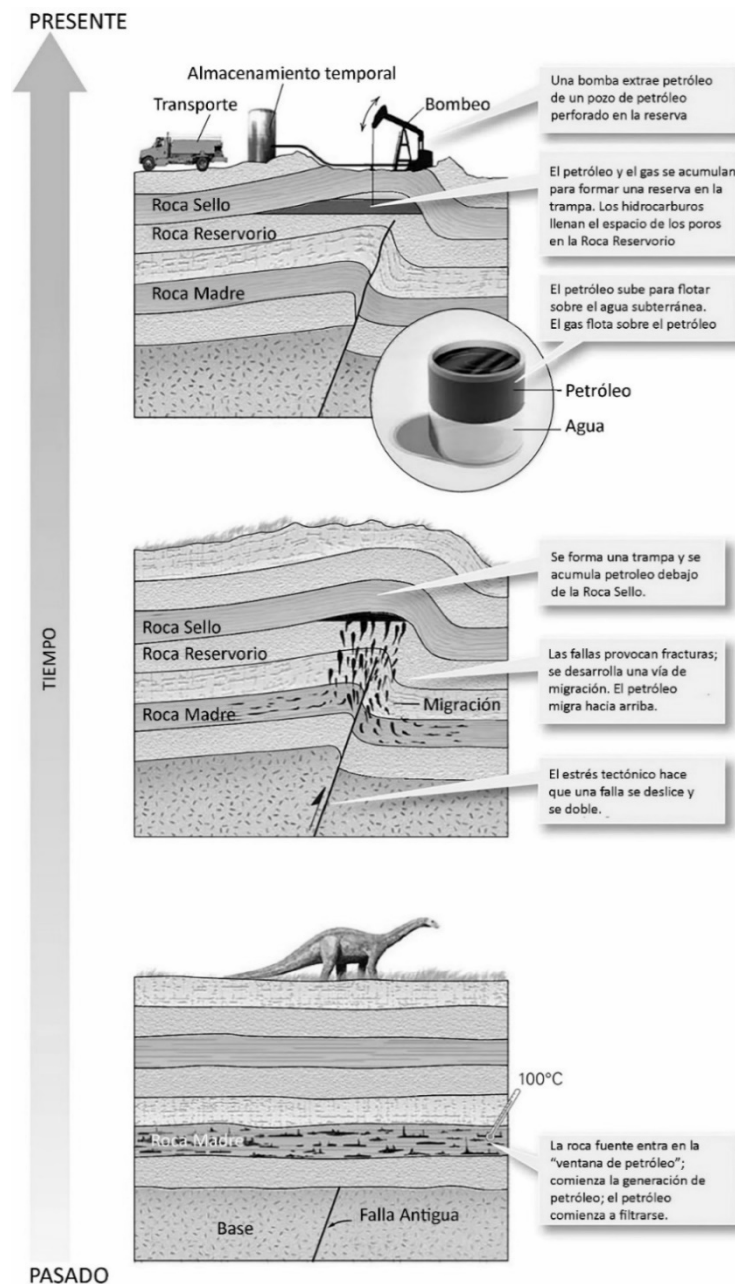
Para que un cuerpo rocoso funcione como reservorio debe ofrecer, simultáneamente, espacio disponible para almacenar fluidos y una red de comunicación interna que permita su circulación. El espacio de almacenamiento adopta típicamente la forma de poros entre granos clásticos, generados porque los granos no encajan de manera perfecta y porque el cemento no llega a rellenar por completo todos los intersticios durante la diagénesis. Ese espacio también puede existir como fracturas y microgrietas desarrolladas con posterioridad a la formación de la roca, o como porosidad secundaria creada cuando aguas subterráneas disuelven ciertos minerales y amplían los vacíos internos. La porosidad, en consecuencia, expresa la proporción de espacio poroso presente en una roca y varía de manera considerable según su litología y su historia diagenética. De forma ilustrativa, una lutita puede presentar porosidades bajas, del orden del 10%, mientras que una arenisca pobremente cementada puede alcanzar porosidades cercanas al 35%, lo que implica que una fracción sustantiva de su volumen corresponde a espacio abierto susceptible de alojar fluidos.

Es fundamental precisar, además, que el petróleo y el gas en el subsuelo no se disponen como “piscinas” abiertas, sino que ocupan poros y microfracturas, distribuyéndose a través de la matriz del reservorio. En este punto, la permeabilidad adquiere un papel decisivo, porque expresa el grado en que esos espacios porosos se encuentran conectados entre sí, formando canales por los cuales los fluidos pueden desplazarse. Un reservorio con alta permeabilidad dispone de vías interconectadas, ya sea mediante gargantas de poro que enlazan los vacíos o mediante redes de fracturas comunicantes, lo que permite que el petróleo y el gas no queden confinados localmente, sino que fluyan hacia el pozo bajo gradientes de presión. En términos prácticos, una mayor porosidad incrementa la capacidad de almacenamiento del reservorio, mientras que una mayor permeabilidad facilita la extracción; ambas propiedades, aunque relacionadas, no son equivalentes y pueden disociarse según la textura y el grado de cementación de la roca.

Para que los poros de una roca reservorio lleguen a llenarse, los hidrocarburos deben migrar desde la roca madre hacia unidades más permeables, un proceso que combina expulsión y desplazamiento a lo largo de rutas geológicas preferenciales y cuya duración puede extenderse desde miles hasta millones de años, dependiendo de la arquitectura de la cuenca, la conectividad del sistema poroso y la historia tectónica y térmica del subsuelo. Véase FIGURA 3. 9.

FIGURA 3. 9

Origen del petróleo



Fuente. Cortesía: Alyafei (2021)

¿Por qué migran los hidrocarburos?

Los hidrocarburos migran porque, una vez generados y expulsados desde la roca madre, se comportan como fluidos menos densos que el agua de formación y, por tanto, tienden a desplazarse hacia niveles superiores impulsados por la flotabilidad. Este principio puede entenderse mediante una analogía simple: del mismo modo que el aceite se ubica por encima del vinagre en una mezcla doméstica, el petróleo y el gas buscan ocupar posiciones más altas dentro del sistema poroso para "superar" la columna de agua. Dado que el gas natural posee una densidad aún menor que la del petróleo, su tendencia a ascender es

mayor, lo que explica la segregación vertical típica en los reservorios y la disposición de casquetes de gas sobre zonas de aceite cuando las condiciones de trampa y sello lo permiten.

Sin embargo, esa propensión ascendente no se traduce automáticamente en migración efectiva a gran escala. Para que se movilicen volúmenes significativos, el sistema debe ofrecer vías de migración con conectividad suficiente, como redes de fracturas, fallas o estratos permeables que actúen como “conductos” dentro del subsuelo. En ausencia de esa conectividad, los hidrocarburos pueden quedar retenidos en microespacios, migrar de forma limitada o dispersarse, lo que muestra que la migración es siempre el resultado conjunto de una fuerza motriz, la flotabilidad, y de una condición geológica habilitante, la permeabilidad efectiva de las rutas disponibles.

3.2.7 Elementos químicos presentes en el petróleo

La composición química del petróleo refleja su origen orgánico y su historia de transformación en el subsuelo, por lo que se encuentra dominada por carbono y hidrógeno, elementos que estructuran la mayor parte de sus moléculas en forma de hidrocarburos. A estos se suman, en proporciones menores pero técnicamente decisivas, oxígeno, nitrógeno y azufre, además de trazas de otros elementos como fósforo y ciertos metales presentes en concentraciones variables. En términos operativos, la relevancia de esta composición no es simplemente descriptiva: la relación entre carbono e hidrógeno condiciona propiedades fisicoquímicas fundamentales, como densidad, viscosidad y distribución de fracciones, y explica por qué los hidrocarburos pueden presentarse en diferentes estados de agregación. A su vez, los llamados heteroátomos, especialmente azufre y nitrógeno, no deben entenderse simplemente como “impurezas” en sentido trivial, sino como componentes que influyen en corrosión, estabilidad, emisiones y desempeño de combustibles, y que obligan a incorporar etapas de tratamiento para cumplir especificaciones de calidad, seguridad y regulación ambiental. Por ello, el acondicionamiento del crudo y su refinación no sólo buscan fraccionar y convertir, sino también controlar o remover compuestos no deseados y contaminantes asociados, de modo que el producto final responda a estándares técnicos y normativos.

En el caso del gas natural, su caracterización se vincula a una mezcla de hidrocarburos ligeros en la que predomina el metano, acompañado en menor proporción por etano, propano y butanos, además de componentes no hidrocarbonados que pueden aparecer según el yacimiento, como dióxido de carbono, nitrógeno o sulfuro de hidrógeno. Bajo condiciones de presión y temperatura del reservorio, el gas puede encontrarse como fase gaseosa libre, como gas asociado a acumulaciones de petróleo o parcialmente disuelto en el crudo, configuraciones que determinan tanto su comportamiento de producción como los requerimientos de separación y tratamiento en superficie. En consecuencia, la comprensión de su composición y de su modo de ocurrencia no sólo permite describir el recurso, sino anticipar exigencias de procesamiento, compatibilidad con transporte por gasoducto o licuefacción, y condiciones de comercialización acordes con especificaciones industriales y ambientales.

3.3 ¿QUÉ SON LOS HIDROCARBUROS?

Los hidrocarburos pueden definirse, en su forma más elemental, como compuestos constituidos por carbono e hidrógeno, esto es, la familia basal sobre la que se edifica buena parte de la química orgánica. En sentido estricto, la industria y la geoquímica utilizan el término para designar moléculas donde el esqueleto principal está formado por enlaces carbono-carbono (C-C) y carbono-hidrógeno (C-H); sin embargo, en los materiales naturales que alimentan la cadena energética, particularmente en el petróleo crudo, es habitual encontrar también átomos distintos del carbono e hidrógeno incorporados en

estructuras moleculares más complejas. Oxígeno, nitrógeno, azufre, fósforo e incluso cloro pueden aparecer en proporciones menores como heteroátomos, no como “adiciones marginales” irrelevantes, sino como componentes que inciden de manera decisiva en el comportamiento del crudo, su estabilidad, su corrosividad, su respuesta a procesos de conversión y, sobre todo, en las especificaciones ambientales y de calidad que deben cumplir los combustibles y productos finales. En este sentido, hablar de “pureza” resulta conceptualmente limitado; lo pertinente es reconocer que la presencia de heteroátomos y trazas inorgánicas condiciona el tratamiento, la separación y la transformación industrial que exige la actividad de refinación.

La diversidad de los hidrocarburos deriva de una propiedad estructural clave del átomo de carbono: su capacidad de enlazarse consigo mismo para formar cadenas largas, ramificadas o cíclicas, estableciendo arquitecturas moleculares de enorme variedad. El hidrógeno completa estas estructuras saturando valencias disponibles y modulando el grado de saturación o insaturación de la molécula, lo que a su vez se traduce en diferencias sustantivas de reactividad, volatilidad, densidad y comportamiento termodinámico. Esta catenación del carbono explica por qué, a partir de los mismos elementos básicos, pueden originarse compuestos ligeros y gaseosos, fracciones líquidas de combustión y, también, estructuras más pesadas con comportamiento semisólido o sólido, dependiendo de su tamaño molecular, su distribución de enlaces y su grado de complejidad.

En el campo energético, el ejemplo paradigmático es el petróleo, entendido no como una sustancia única, sino como una mezcla compleja de hidrocarburos naturales que puede presentarse en diferentes estados físicos según las condiciones de presión y temperatura del reservorio y del sistema de producción. En términos químicos, el crudo reúne familias moleculares con proporciones variables de carbono e hidrógeno, lo que explica su heterogeneidad: algunos crudos están enriquecidos en fracciones ligeras y otros en fracciones pesadas; algunos contienen más compuestos sulfurados o nitrogenados; otros presentan mayor estabilidad o, por el contrario, mayores desafíos de tratamiento. Precisamente por esa complejidad composicional, el petróleo debe someterse a procedimientos de separación y conversión que permiten obtener productos con propiedades controladas, y simultáneamente reducir o gestionar componentes indeseables desde el punto de vista técnico y regulatorio.

Desde una clasificación elemental, cuando la relación carbono hidrógeno obedece a la fórmula general C_nH_{2n+2} se trata de hidrocarburos saturados de cadena abierta, conocidos como alcanos o parafínicos, caracterizados por enlaces simples y, en general, menor reactividad relativa. Cuando la relación responde a la fórmula C_nH_{2n} , se alude a hidrocarburos insaturados de cadena abierta, habitualmente denominados olefínicos o alquenos, en los que la presencia de dobles enlaces modifica su reactividad y sus posibilidades de transformación industrial. Estas categorías, aunque introductorias, son conceptualmente útiles porque permiten anticipar diferencias de comportamiento en procesos de refinación y petroquímica, donde la estructura molecular no es un detalle descriptivo, sino un determinante de rendimiento, calidad de producto y ruta tecnológica.

3.3.1 Grupos funcionales

Los grupos funcionales constituyen el criterio estructural que permite clasificar los compuestos orgánicos en familias con comportamientos químicos relativamente previsibles, aun cuando las moléculas difieran de manera sustantiva en tamaño, peso molecular o complejidad. En términos estrictos, un grupo funcional es un arreglo específico de átomos y enlaces que confiere a la molécula un “modo de reacción” característico, en tanto determina su polaridad, su acidez o basicidad relativa, su estabilidad, su reactividad frente a agentes oxidantes o reductores y, en general, el tipo de transformaciones químicas que puede experimentar. Por ello, la identificación de grupos funcionales no es un ejercicio taxonómico

meramente formal, sino una operación analítica que permite anticipar propiedades y rutas de conversión, especialmente en contextos industriales donde el control de reacciones y la selectividad son condiciones de eficiencia y seguridad.

En el ámbito de los hidrocarburos y de la refinación, esta idea adquiere una relevancia particular porque los heteroátomos presentes en el crudo, como azufre, nitrógeno y oxígeno, se manifiestan precisamente a través de funcionalidades químicas específicas que condicionan tanto la corrosividad como los requerimientos de tratamiento, la formación de emisiones y la compatibilidad con especificaciones de calidad. En consecuencia, comprender los grupos funcionales permite conectar la composición molecular del petróleo con los desafíos técnicos del procesamiento y con las decisiones tecnológicas que buscan transformar una mezcla compleja en productos estandarizados bajo criterios de rendimiento, seguridad y cumplimiento normativo.

“La química de todas las moléculas orgánicas, independientemente de su tamaño y complejidad, está determinada por los grupos funcionales que contiene” (McMurry, 2008).

3.3.2 Clasificación

La heterogeneidad del petróleo crudo deriva de la presencia, en proporciones variables, de familias hidrocarbonadas y de componentes minoritarios que, pese a su menor concentración, resultan decisivos para su comportamiento fisicoquímico y para su desempeño industrial. Esa variabilidad se expresa en atributos observables como el color, la densidad y la viscosidad, pero también en propiedades menos visibles que condicionan de manera directa la actividad de refinación, como la distribución de fracciones, la estabilidad, la tendencia a formar depósitos, la corrosividad y la carga de heteroátomos. En consecuencia, clasificar el petróleo no constituye un ejercicio simplemente descriptivo, sino un procedimiento analítico que permite anticipar rendimientos, necesidades de tratamiento, complejidad de conversión y exigencias ambientales asociadas al cumplimiento de especificaciones de producto.

Bajo este entendido, la clasificación de los crudos puede organizarse a partir de distintos criterios, seleccionados según el propósito del análisis. Un enfoque atiende a la composición química, en tanto la proporción relativa de familias moleculares determina la calidad de las fracciones obtenibles y la severidad de los procesos necesarios para convertir cortes pesados en productos de mayor valor. Otro criterio se centra en la densidad, utilizada como indicador sintético del “grado” del crudo y, por extensión, de su potencial de rendimiento hacia destilados más ligeros o hacia fracciones residuales, con efectos directos en la economía del esquema de refinación. Un tercer criterio considera el contenido de azufre, cuya relevancia trasciende la clasificación misma, pues se relaciona con requerimientos de desulfuración, control de emisiones y gestión de riesgos de corrosión, además de incidir en la calidad final de combustibles y en los costos de cumplimiento regulatorio. A partir de estas tres entradas, se obtiene una lectura operativa del crudo como materia prima industrial, entendiendo que no existe una única forma de clasificarlo y que, en la práctica, los criterios suelen combinarse para construir tipologías más precisas.

3.3.2.1 Composición química

La clasificación del petróleo por composición química se fundamenta en la distribución relativa de familias hidrocarbonadas y en la manera en que estas se ensamblan en estructuras moleculares más o menos complejas. Su relevancia no es meramente taxonómica: cada familia aporta propiedades diferenciadas que se traducen en comportamientos específicos en destilación, estabilidad térmica, tendencia a formar residuos, respuesta a procesos de conversión y, en última instancia, en el rendimiento económico del esquema de refinación. En este sentido, clasificar por composición equivale a anticipar, con un grado

razonable de certeza, qué tan “naturalmente” orientado está un crudo hacia cortes ligeros, destilados medios, lubricantes o, por el contrario, hacia fracciones pesadas que requieren mayor severidad de procesamiento.

En términos generales, suele hablarse de crudos parafínicos cuando predomina la fracción de compuestos saturados de cadena abierta, asociados a una mayor fluidez y, con frecuencia, a tonalidades más claras. Este tipo de crudo tiende a ofrecer, bajo destilación y procesamiento convencional, proporciones relativamente más altas de naftas, insumo relevante tanto para formulación de gasolinas como para ciertos solventes industriales, y puede presentar comportamientos favorables para la obtención de bases lubricantes, dependiendo del diseño de la refinería y de la calidad específica del crudo. En contraste, los crudos nafténicos se caracterizan por una mayor presencia de estructuras cíclicas saturadas y, a menudo, por una contribución significativa de compuestos aromáticos, rasgos que suelen asociarse con mayor viscosidad, coloraciones más oscuras y una mayor propensión a generar fracciones residuales tras la refinación si no se dispone de unidades de conversión adecuadas. Entre ambos extremos se sitúan los crudos mixtos, cuya composición combina proporciones relevantes de las familias anteriores, produciendo comportamientos intermedios y, por tanto, exigencias de optimización más finas en la selección de cargas y en la configuración de procesos.

Para operacionalizar esta clasificación con criterios comparables, se recurre a técnicas analíticas que desagregan la muestra en grupos composicionales. En este marco, el análisis PONA constituye una referencia ampliamente utilizada para estimar la fracción de parafinas (P), olefinas (O), naftenos (N) y aromáticos (A), ofreciendo un perfil composicional que facilita correlacionar propiedades del crudo con rendimientos esperables y con necesidades de tratamiento y conversión en refinería. Desde un punto de vista metodológico, su utilidad reside en que transforma la heterogeneidad del crudo en categorías químicas operativas para la ingeniería de procesos, el control de calidad y la evaluación económica de alternativas de procesamiento (RAI, 2020).

3.3.2.2 Densidad

La clasificación del petróleo por densidad se apoya, de forma casi universal en la práctica industrial, en la gravedad API, un indicador que expresa la “ligereza” relativa del crudo a partir de su comparación con el agua. En términos físicos, la densidad refiere a la masa contenida en un volumen determinado; no obstante, en ingeniería de hidrocarburos se trabaja con frecuencia con la gravedad específica como puente operativo, dado que permite expresar la densidad del crudo en relación con un patrón de referencia. La gravedad API traduce esa relación a una escala convencional en la que valores más altos corresponden a crudos más livianos, es decir, con menor densidad relativa, mientras que valores más bajos describen crudos más pesados. Esta medida se define a partir de la gravedad específica a 60 °F mediante una relación inversa, lo que explica que un aumento en API no signifique “más densidad”, sino exactamente lo contrario: mayor API implica menor densidad relativa y, por tanto, mayor tendencia a concentrar fracciones ligeras en la destilación.

Desde la perspectiva económica, la gravedad API funciona como un proxy de “calidad” porque suele correlacionarse con rendimientos favorables hacia productos de alto valor, como naftas y destilados medios, y con menores requerimientos de conversión profunda para transformar residuos pesados. En consecuencia, los crudos livianos tienden a ser más demandados y a capturar primas relativas en el mercado, no sólo porque suelen requerir menos energía y complejidad de procesamiento en la refinería, sino también porque, en numerosos contextos, reducen costos de transporte y manejo por su menor viscosidad. Sin embargo, es metodológicamente importante evitar una equivalencia simplista entre “más API” y “mejor crudo” en sentido absoluto: la valorización depende también de variables como el contenido

de azufre, metales y acidez, así como de la configuración específica de la refinería. Una refinería compleja, equipada con unidades de conversión y tratamiento avanzadas, puede capturar ventajas procesando crudos más pesados adquiridos con descuento, mientras que un crudo liviano pero con alta carga de contaminantes puede enfrentar penalidades por costos de desulfuración y control de corrosión. Por ello, la gravedad API debe leerse como un indicador central, pero no autosuficiente, dentro de un análisis integral de calidad y de economía de refinación.

3.3.2.3 Azufre

El azufre constituye uno de los heteroátomos más relevantes presentes en los hidrocarburos y su importancia trasciende lo simplemente composicional, porque incide de forma directa en la economía de la refinación, en los riesgos operativos y en el cumplimiento ambiental. A mayores contenidos de azufre, aumentan las exigencias de tratamiento, en particular los requerimientos de hidrotratamiento y las cargas asociadas al control de corrosión y a la gestión de emisiones, lo que se traduce en mayores consumos de hidrógeno, mayor severidad de proceso y, en consecuencia, un costo marginal creciente para producir combustibles que satisfagan especificaciones regulatorias cada vez más estrictas. Por ello, el contenido de azufre se convierte en un determinante estructural del valor comercial del crudo, debido a que condiciona tanto la complejidad del esquema de refinación necesario como la competitividad del barril en mercados que penalizan calidades con mayor carga contaminante.

En este marco, la distinción entre crudos “dulces” y “agrios” funciona como una tipología operativa para anticipar la carga de tratamiento requerida. Se denomina petróleo dulce a aquel con bajo contenido sulfuroso, típicamente por debajo de 0,5%, lo que suele asociarse con menores costos de desulfuración y mayor facilidad para producir fracciones ligeras y combustibles con estándares de calidad exigentes. En contraste, se considera petróleo agrio al que presenta contenidos elevados de azufre, con frecuencia iguales o superiores a 1%, situación que incrementa la intensidad de procesamiento y explica que estos crudos se transen habitualmente con descuentos relativos frente a los dulces. En términos de mercado y de refinación, estas categorías no son etiquetas abstractas, sino variables que afectan márgenes, rendimientos y decisiones de compra de crudo, en la medida en que el contenido de azufre influye en la configuración tecnológica requerida y en la estructura de costos para transformar el crudo en productos finales comercializables.

3.3.3 Petróleos de referencia

La formación de precios del crudo en los mercados internacionales no se realiza a partir de un valor único y homogéneo, sino mediante un sistema de referencias que permite comparar calidades, ubicaciones y condiciones logísticas. En el mundo existen numerosas localidades petroleras que producen crudos con características físico químicas diferenciadas; por ello, en la práctica comercial se recurre a petróleos de referencia que funcionan como marcadores regionales o globales. Bajo esta lógica, el precio de un crudo determinado se expresa como un diferencial respecto a un marcador relativamente cercano, ya sea por afinidad geográfica o por integración comercial. Así, crudos como Dubái suelen emplearse como referencia en Oriente Medio; Minas y Tapis, en el Lejano Oriente; y otros marcadores cumplen funciones similares en sus respectivas áreas de influencia. No obstante, los dos referentes más difundidos a escala global continúan siendo el West Texas Intermediate (WTI), asociado a Norteamérica, y el Brent Blend, vinculado al Mar del Norte, en tanto ambos operan como anclas de formación de precios y de negociación en mercados físicos y financieros.

3.3.3.1 WTI

El West Texas Intermediate opera, más que como “promedio” geográfico del crudo texano, como una especificación comercial estandarizada de crudo ligero y dulce que se consolidó como referencia fundamental del mercado norteamericano por su articulación con un punto logístico nodal y con un contrato financiero de enorme liquidez. En la práctica, la noción de WTI se encuentra estrechamente asociada al hub de Cushing, Oklahoma, donde convergen oleoductos, almacenamiento y capacidades de transferencia que hacen posible la formación de un precio visible y verificable para el crudo físico. Esta ancladura logística es crucial, porque convierte al WTI en un precio “localizable” y, por tanto, en una señal que puede ser utilizada para cobertura y fijación de precios en una amplia variedad de transacciones, incluso más allá del territorio estadounidense. La referencia WTI, en su forma más difundida, se expresa como un crudo de gravedad API elevada y bajo contenido de azufre, cualidades que suelen traducirse en menores exigencias de desulfuración y en rendimientos atractivos hacia fracciones ligeras, particularmente naftas y componentes para gasolinas, dependiendo del esquema de refinación y de la demanda regional.

La relevancia contemporánea del WTI también se explica por su imbricación con el mercado de derivados, especialmente con el contrato de futuros del NYMEX, que ha funcionado como dispositivo de coordinación entre expectativas, cobertura de riesgo y logística física. A diferencia de un precio meramente “indicativo”, el futuro del WTI es un instrumento con reglas de entrega, especificaciones de calidad y mecanismos de compensación que han contribuido a producir un nivel de liquidez que retroalimenta la centralidad del marcador. Esta liquidez, sin embargo, no implica neutralidad: en ciertos momentos, los desajustes entre oferta regional, capacidad de evacuación por oleoductos y disponibilidad de almacenamiento han introducido divergencias notables entre WTI y marcadores marítimos, mostrando que un *benchmark* fuertemente anclado al interior continental puede incorporar primas o descuentos vinculados a cuellos de botella locales. En este sentido, el WTI no debe leerse únicamente como “calidad” de crudo, sino como un precio situado en una geografía logística específica, cuya capacidad de irradiar al mercado depende tanto de su estandarización financiera como de la elasticidad material de la infraestructura que lo sostiene (U.S. Energy Information Administration, 2020).

3.3.3.2 BRENT

El Brent, por su parte, se consolidó como el marcador más influyente para el comercio transoceánico de crudo al articular una referencia de calidad relativamente estable con una condición logística estratégica: su carácter “*seaborne*”, es decir, su vinculación con cargamentos marítimos que pueden reorientarse con mayor flexibilidad entre regiones y, por tanto, aproximarse a una señal de precio global. Aunque históricamente el Brent remitía a un conjunto más acotado de producciones del Mar del Norte, el *benchmark* contemporáneo se apoya en un sistema de evaluación y entrega que integra varias corrientes de la región y que, por diseño, busca preservar liquidez física suficiente para sostener su rol de referencia. Esta estructura ha permitido que el Brent funcione como base de fijación para una parte sustantiva del crudo comercializado internacionalmente, especialmente en Europa, África y, por mecanismos de indexación y arbitraje, en múltiples rutas que conectan el Atlántico con otros mercados. En términos de calidad, el Brent suele caracterizarse también como crudo ligero y dulce, aunque con parámetros que pueden situarse ligeramente por debajo del WTI en gravedad API y con un contenido de azufre algo mayor, rasgos que lo hacen idóneo para producir tanto gasolinas como destilados intermedios, y que explican su adopción generalizada como referencia contractual (U.S. Energy Information Administration, 2020).

Al igual que el WTI, la centralidad del Brent no se explica sólo por atributos fisicoquímicos, sino por la densidad institucional del mercado en el que se negocia y por el ecosistema de instrumentos de cobertura

asociados. El contrato de futuros del Brent negociado en ICE ha contribuido a estabilizar su papel como señal de precios al proporcionar profundidad financiera, mecanismos de gestión de riesgo y una infraestructura de formación de expectativas que se proyecta sobre el mercado físico. Este rasgo es particularmente relevante porque, en la economía política del petróleo, los marcadores no funcionan únicamente como “referencias técnicas”, sino como dispositivos performativos que estructuran contratos, determinan diferenciales por calidad y, en última instancia, ordenan la comparación económica entre crudos heterogéneos. En consecuencia, el Brent opera como un punto de anclaje para diferenciales que incorporan no sólo calidad, sino también geografía, disponibilidad, costos de flete y primas de riesgo asociadas a rutas y condiciones de suministro, lo que explica por qué su influencia se extiende más allá del Mar del Norte y se vuelve un lenguaje compartido para valorar crudos de distintas procedencias

No obstante, podríamos considerar también la “Bolsa de Crudos” de la OPEP, cuya bolsa de 11 crudos producidos por sus países miembros, se constituye en un valor referencial para el precio en el Oriente Medio, así como para los mercados internacionales.

En Bolivia, y en general todos los países de esta parte del pacífico, los precios de referencias más utilizados tanto para las exportaciones como para las importaciones es el WTI. Finalmente es importante recalcar que no todos los petróleos tienen el mismo precio en el mercado mundial, debido a que las características propias del producto determinan su calidad y de allí su precio.

Cabe considerar, además, la canasta de crudos de la OPEP como un indicador referencial que, sin operar como un marcador único equiparable a Brent o WTI, contribuye a ofrecer una señal agregada del comportamiento de precios de los crudos exportados por países miembros. En la práctica, su utilidad reside en permitir comparaciones y lecturas de tendencia para mercados donde la formación de precios incorpora, de manera explícita o implícita, primas asociadas a disponibilidad regional, estructura de calidades y condiciones de suministro. Por ello, más que un “precio” universal, la canasta funciona como un parámetro de observación que se entrelaza con otros marcadores y con los diferenciales aplicados en contratos físicos.

En el caso boliviano, y de manera más amplia en diversos mercados que estructuran sus transacciones con señales provenientes de Norteamérica, la referencia WTI suele emplearse como base para fijar importaciones y exportaciones, ajustada mediante diferenciales que capturan calidad y logística. En términos estrictos, esta práctica refuerza una idea central: no existe un precio único del petróleo, porque cada crudo se valora en función de atributos intrínsecos como densidad, contenido de azufre, acidez y presencia de contaminantes, así como de factores extrínsecos como costos de transporte, accesibilidad a infraestructura, condiciones de entrega y restricciones regulatorias. En consecuencia, el precio observado en el mercado mundial no es únicamente una cotización abstracta, sino el resultado de una comparación situada entre marcadores y calidades específicas, donde la “calidad” del crudo se traduce en mayores o menores exigencias de procesamiento y, por esa vía, en primas o descuentos que terminan ordenando su valoración relativa.

3.4 PONA

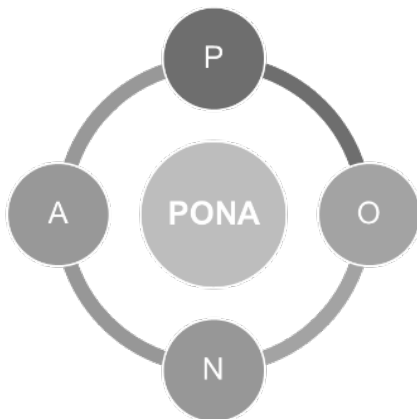
La clasificación de los hidrocarburos puede establecerse, en una primera aproximación, a partir del tipo de enlace carbono-carbono que estructura su arquitectura molecular, debido a que este rasgo define patrones de reactividad, estabilidad y comportamiento termodinámico que luego se traducen en propiedades macroscópicas relevantes para el procesamiento industrial. En ese marco, los hidrocarburos saturados se caracterizan por presentar únicamente enlaces simples carbono-carbono; cuando adoptan configuraciones acíclicas se reconocen como parafinas o alcanos, y cuando se organizan en anillos se

denominan naftenos o cicloalcanos. En contraste, los hidrocarburos insaturados incorporan enlaces múltiples, dobles o triples, lo que implica una menor proporción de hidrógeno por átomo de carbono y una reactividad diferencial que suele ser particularmente relevante en procesos de conversión; en la práctica industrial, esta familia suele denominarse olefínica, distinguiéndose alquenos cuando existe un doble enlace y alquinos cuando el enlace es triple. Finalmente, los hidrocarburos aromáticos constituyen una clase cíclica especial, relacionada estructuralmente con el benceno, cuyo sistema de enlaces confiere propiedades específicas que inciden tanto en calidad de combustibles como en la formación de ciertos subproductos y emisiones.

Sobre esta base, la naturaleza química de corrientes petroleras y fracciones refinadas se aborda con frecuencia mediante el análisis PONA, que desagrega la composición en parafinas, olefinas, naftenos y aromáticos, proporcionando un perfil sintético pero operativo de la estructura hidrocarbonada dominante. Este tipo de lectura es particularmente útil cuando el objetivo es vincular composición con desempeño en refinación, formulación de combustibles o evaluación de calidad, porque permite anticipar tendencias de comportamiento en destilación, conversión y mezcla, además de ofrecer una gramática común para comparar corrientes provenientes de distintas procedencias. En consecuencia, el PONA no es un inventario químico exhaustivo, sino una herramienta de caracterización orientada a decisiones de proceso y de mercado, que traduce la complejidad molecular en categorías funcionales para la ingeniería y la economía de la refinación. Ver FIGURA 3.10.

FIGURA 3. 10

PONA



Fuente. Elaboración propia

3.4.1 Parafinas – alcanos e isómeros de alcanos

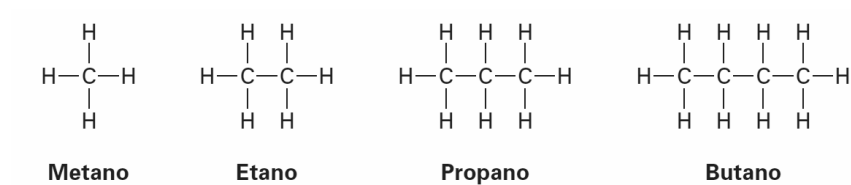
Dentro de la lógica PONA, las parafinas o hidrocarburos saturados constituyen, de manera general, la fracción dominante en numerosos crudos y corrientes petroleras, aunque su participación exacta varía según la procedencia geológica, el grado de madurez y la historia de biodegradación del sistema. En términos orientativos, suele señalarse que entre el 50% y el 70% de los hidrocarburos del petróleo corresponde a esta familia, con una proporción relevante aportada por naftenos o cicloalcanos, también denominados ciclo parafinas, cuya abundancia contribuye a explicar diferencias sustantivas en densidad, estabilidad y rendimientos de destilación entre crudos aparentemente similares (Cerutti, 2005). La baja reactividad relativa que suele atribuirse a las parafinas no debe leerse como irrelevancia industrial; por el contrario, su estabilidad estructural es precisamente lo que las convierte en base de múltiples fracciones comerciales, a la vez que condiciona decisiones de conversión cuando se busca maximizar productos

ligeros o mejorar propiedades de combustibles.

En su formulación química más elemental, los alcanos se describen como hidrocarburos saturados porque presentan únicamente enlaces sencillos C–C y C–H, lo que implica que contienen el número máximo posible de átomos de hidrógeno por átomo de carbono. Esta característica se expresa en la fórmula general C_nH_{2n+2} , donde n es un entero que indica el número de carbonos en la molécula. En la nomenclatura clásica, también se los denomina compuestos alifáticos, una referencia etimológica asociada a “aleiphas”, voz griega vinculada a grasas o aceites, que sugiere la afinidad histórica entre estas estructuras y ciertas propiedades físicas como volatilidad, viscosidad y comportamiento de combustión. La FIGURA 3.11 sintetiza esta familia en su representación estructural.

FIGURA 3. 11

Compuestos parafínicos. Alcanos

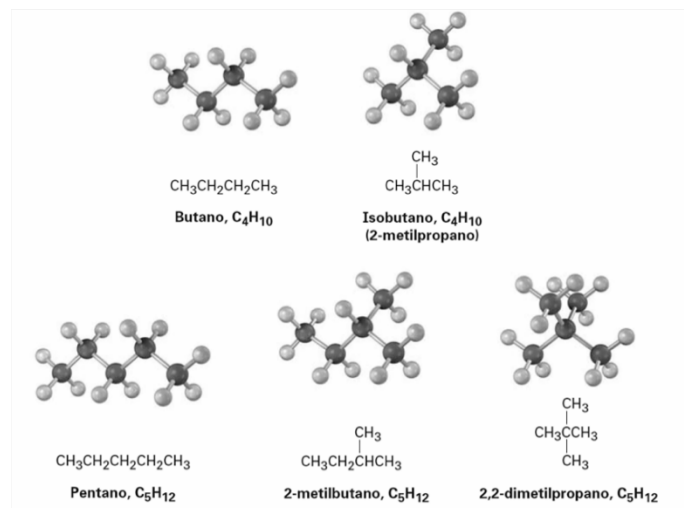


Fuente. Elaboración propia

Cuando se consideran las combinaciones posibles entre carbono e hidrógeno para formar alcanos, resulta evidente que las moléculas pequeñas admiten una única estructura. Con un carbono y cuatro hidrógenos sólo puede existir metano, CH_4 ; con dos carbonos y seis hidrógenos sólo existe etano, CH_3CH_3 ; y con tres carbonos y ocho hidrógenos sólo existe propano, $CH_3CH_2CH_3$. Sin embargo, a partir de cuatro carbonos, aparece un rasgo decisivo para la química del petróleo y la ingeniería de combustibles: la posibilidad de múltiples arreglos estructurales para una misma fórmula molecular. Con fórmula C_4H_{10} , por ejemplo, puede existir butano, con cadena lineal, o isobutano, con estructura ramificada; y con C_5H_{12} ya aparecen tres estructuras distintas, fenómeno que se intensifica conforme aumenta el número de carbonos. La FIGURA 3.12 ilustra esta transición hacia compuestos isoparafínicos.

FIGURA 3. 12

Compuestos isoparafínicos



Fuente. Elaboración propia

Estas moléculas con idéntica fórmula, pero diferente arreglo de enlaces, se denominan isómeros, en referencia a su condición de “estar hechas de las mismas partes” aunque ordenadas de manera distinta. En el caso del butano y el isobutano, la diferencia radica en la conectividad del esqueleto carbonado, por lo que se trata de isómeros constitucionales. Este tipo de isomerismo no se limita a los alcanos, sino que recorre de forma extensa la química orgánica: puede originarse por esqueletos de carbono distintos, por grupos funcionales diferentes o por cambios de posición de un grupo funcional a lo largo de la cadena. En todos los casos, la implicación es la misma: aun con la misma fórmula, los isómeros constitucionales son compuestos diferentes y, por tanto, exhiben propiedades físicas y químicas diferenciadas, un punto central cuando se pretende conectar estructura molecular con desempeño industrial.

La TABLA 3. 2, evidencia que el número de isómeros posibles aumenta de manera muy marcada con el número de carbonos, lo que revela una creciente diversidad molecular dentro de rangos que, en la práctica petrolera, resultan críticos. Si para el butano existen dos isómeros y para el pentano tres, para el decano (C₁₀H₂₂) pueden existir setenta y cinco isómeros, y en el intervalo de C5 a C12 se acumulan centenares de posibilidades estructurales, de las cuales una fracción significativa puede identificarse efectivamente en corrientes del petróleo. Esta proliferación no es un dato ornamental: expresa que, dentro de un mismo “corte” o intervalo de destilación, conviven moléculas con comportamientos distintos en volatilidad, estabilidad, densidad y reactividad, lo que obliga a trabajar con categorías composicionales y no con moléculas individuales cuando se evalúan rendimientos, formulación y calidad.

TABLA 3. 2*Alcanos e isómeros de alcanos*

NOMBRE	No. ATOMOS DE CARBONO	FORMULA MOLECULAR	ESTRUCTURA MOLECULAR	NUMERO DE ISOMEROS
Metano	1	CH ₄	CH ₄	1
Etano	2	C ₂ H ₆	CH ₃ CH ₃	1
Propano	3	C ₃ H ₈	CH ₃ CH ₂ CH ₃	1
Butano	4	C ₄ H ₁₀	CH ₃ (CH ₂) ₂ CH ₃	2
Pentano	5	C ₅ H ₁₂	CH ₃ (CH ₂) ₃ CH ₃	3
Hexano	6	C ₆ H ₁₄	CH ₃ (CH ₂) ₄ CH ₃	5
Heptano	7	C ₇ H ₁₆	CH ₃ (CH ₂) ₅ CH ₃	9
Octano	8	C ₈ H ₁₈	CH ₃ (CH ₂) ₆ CH ₃	18
Nonano	9	C ₉ H ₂₀	CH ₃ (CH ₂) ₇ CH ₃	35
Decano	10	C ₁₀ H ₂₂	CH ₃ (CH ₂) ₈ CH ₃	75

Fuente. Elaboración propia

Desde el punto de vista del refinado, esta diversidad se vuelve especialmente relevante por el vínculo entre estructura e índices de calidad de combustibles. En particular, la presencia de isoparafinas en gasolinas adquiere importancia estratégica porque las estructuras ramificadas tienden a elevar el número de octano, mejorando la resistencia a la detonación y, por tanto, el desempeño del combustible en motores de encendido por chispa. La FIGURA 3.13, al introducir el concepto de isomerización, permite anticipar por qué ciertos procedimientos de refinación buscan transformar parafinas lineales en estructuras más ramificadas: no se trata sólo de “cambiar moléculas”, sino de reconfigurar propiedades macroscópicas que se traducen en valor de mercado, cumplimiento de especificaciones y optimización de mezclas. En esa lógica, la química estructural deja de ser un capítulo abstracto para convertirse en un lenguaje operativo de la ingeniería de combustibles y de la economía de la refinación.

FIGURA 3. 13

Isomerización

Esqueletos de carbono diferentes C_4H_{10}	$\begin{array}{c} \text{CH}_3 \\ \\ \text{CH}_3\text{CHCH}_3 \end{array}$	y	$\text{CH}_3\text{CH}_2\text{CH}_2\text{CH}_3$
	2-metilpropano (isobutano)		Butano
Grupos funcionales diferentes C_2H_6O	$\text{CH}_3\text{CH}_2\text{OH}$	y	CH_3OCH_3
	Etanol		Éter dimetilico
Posición diferente de grupos funcionales C_3H_9N	$\begin{array}{c} \text{NH}_2 \\ \\ \text{CH}_3\text{CHCH}_3 \end{array}$	y	$\text{CH}_3\text{CH}_2\text{CH}_2\text{NH}_2$
	Isopropilamina		Propilamina

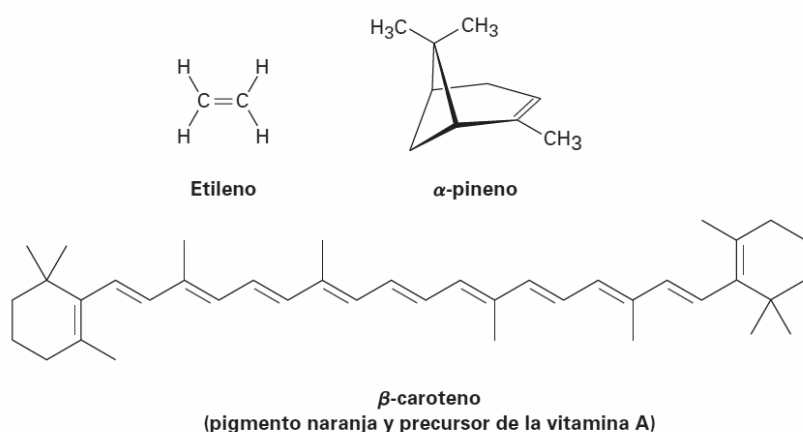
Fuente. Elaboración propia

3.4.2 Olefinas – alquenos y alquinos

Los dobles enlaces carbono-carbono ocupan un lugar central en la química orgánica y biológica, de modo que comprender su comportamiento no es un lujo académico, sino una condición para interpretar la reactividad de numerosas moléculas naturales y, al mismo tiempo, para anticipar transformaciones relevantes en procesos industriales. En este marco, un alqueno, también denominado olefina en la terminología técnica, es un hidrocarburo que incorpora un doble enlace C=C, rasgo estructural que modifica de forma sustantiva su reactividad frente a adiciones, oxidaciones y polimerizaciones.

FIGURA 3. 14

Compuestos



Fuente. Elaboración propia

Los alquenos se encuentran ampliamente distribuidos en la naturaleza; el etileno, por ejemplo, cumple funciones fisiológicas en plantas al intervenir en la maduración de frutas, mientras que el β -pineno forma parte de mezclas terpénicas de alta presencia en resinas y aceites esenciales, como ocurre en la trementina. Más aún, ciertos compuestos indispensables para procesos biológicos y nutricionales, como

el β -caroteno, contienen múltiples dobles enlaces conjugados, lo que ilustra que la vida no sólo tolera la insaturación, sino que la utiliza para construir funciones químicas y ópticas específicas, como la absorción de luz y la generación de pigmentación. En esa línea, la FIGURA 3.14 y la TABLA 3. 3, permiten visualizar la coexistencia entre nombres comunes y denominaciones sistemáticas reconocidas por la IUPAC, donde etileno corresponde a eteno, propileno a propeno, isobutileno a 2-metilpropeno e isopreno a 2-metil-1,3-butadieno.

TABLA 3. 3

Nombres comunes de algunos alquenos

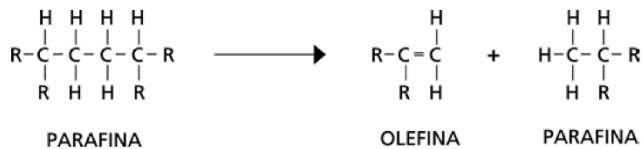
NOMBRE COMUN	No. ATOMOS DE CARBONO	FORMULA MOLECULAR	NOMBRE SISTEMATICO
Etileno	2	C ₂ H ₄	Eteno
Propileno	3	C ₃ H ₆	Propeno
Isobutileno	5	C ₄ H ₈	2 metil propeno
Isopreno	5	C ₅ H ₈	2 metil-1,3 butadieno

Fuente. Elaboración propia

Por otra parte, un alquino es un hidrocarburo que contiene un enlace triple carbono-carbono (C≡C), lo que incrementa aún más el carácter reactivo del compuesto. El acetileno, H-C≡C-H, constituye el alquino más simple y ha tenido relevancia industrial como insumo para rutas de síntesis que, históricamente, condujeron a productos de gran escala. Con el tiempo, el desplazamiento hacia rutas más eficientes basadas en etileno redujo la centralidad del acetileno como materia prima generalista; sin embargo, mantiene usos específicos, entre ellos ciertas aplicaciones vinculadas a la producción de polímeros acrílicos, y continúa siendo ampliamente reconocido por su empleo en sopletes de oxiacetileno, donde su combustión permite alcanzar temperaturas elevadas.

FIGURA 3. 15

Reactividad de las parafinas



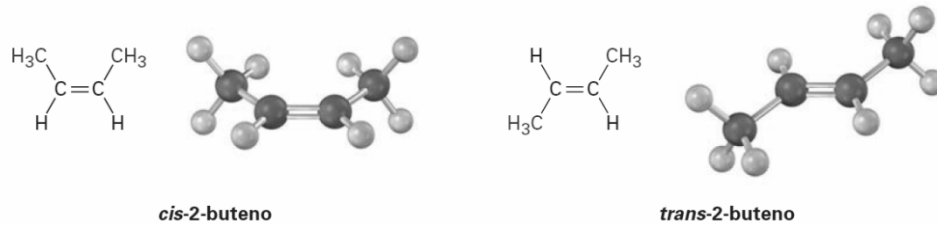
Fuente. Elaboración propia

En la geoquímica del petróleo, los hidrocarburos insaturados no suelen encontrarse en proporciones apreciables dentro de crudos naturales, precisamente porque la reactividad del doble o triple enlace tiende a hacerlos menos estables en escalas geológicas largas. Su importancia emerge, más bien, durante el procesamiento industrial, debido a que se forman como productos intermedios o coproductos en operaciones de conversión. La ruptura térmica de parafinas, por ejemplo, puede generar simultáneamente una molécula saturada y otra insaturada, de modo que la insaturación aparece como consecuencia de la reconfiguración molecular inducida por condiciones severas de temperatura, como se sugiere en la FIGURA 3.15. En esta lógica, las olefinas con un doble enlace constituyen una familia de alta relevancia operativa, mientras que la presencia de múltiples dobles enlaces en cadenas largas tiende a ser menos frecuente por la inestabilidad y la mayor propensión a reacciones secundarias. La isomería en alquenos, además, se complejiza porque no se limita a cambios de conectividad: el doble enlace habilita isomería geométrica, en la que pueden distinguirse configuraciones *cis* y *trans* según la disposición

relativa de los sustituyentes, como se observa en la FIGURA 3.16, donde el isómero *cis* presenta grupos metilo del mismo lado del doble enlace y el *trans* los ubica en lados opuestos.

FIGURA 3. 16

Isómeros cis & trans



Fuente. Elaboración propia

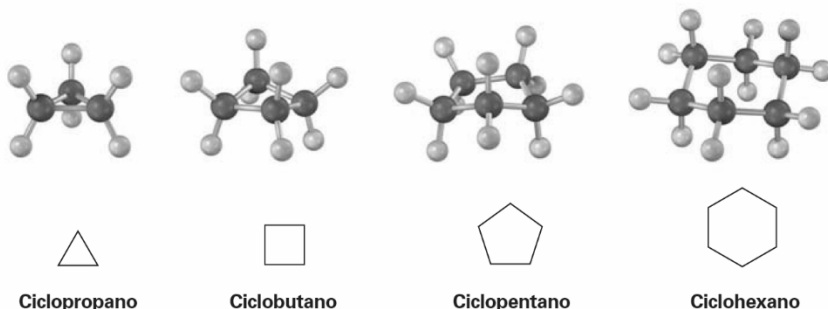
Finalmente, si bien las olefinas son típicamente escasas en el petróleo crudo, su formación en procesos de conversión las convierte en piezas estratégicas para la petroquímica contemporánea. En particular, los alquenos ligeros, como el etileno (C_2H_4) y el propileno (C_3H_6), operan como plataformas de síntesis esenciales para una vasta gama de productos, desde polímeros hasta intermediarios químicos, lo que explica que la ingeniería de refino y la petroquímica no sólo “procesen combustibles”, sino que organicen, a través de estas moléculas reactivas, una parte sustantiva de la materialidad industrial moderna.

3.4.3 Nafténicos

Los nafténicos constituyen una familia clave dentro del análisis PONA porque introducen una diferencia estructural decisiva respecto de las parafinas acíclicas: en lugar de cadenas abiertas, los átomos de carbono se cierran sobre sí mismos formando anillos, es decir, hidrocarburos cíclicos saturados. Esta configuración, que puede iniciarse desde anillos pequeños como el ciclopropano y continuar con ciclobutano, ciclopentano y ciclohexano, no es un simple detalle geométrico, sino una modificación que altera de manera sistemática el empaquetamiento molecular, la interacción intermolecular y, por esa vía, propiedades relevantes para la destilación y la refinación. La FIGURA 3.17 ilustra esta familia en su forma más elemental, destacando el paso desde cadenas abiertas hacia estructuras anulares.

FIGURA 3. 17

Nafténicos



Fuente. Elaboración propia

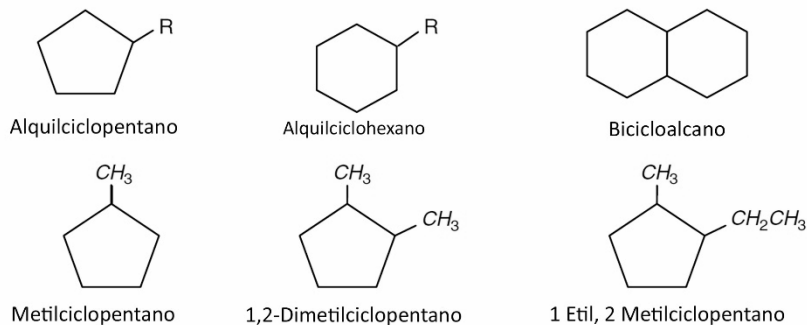
Desde el punto de vista nomenclatural y químico, estos hidrocarburos se denominan cicloalcanos o compuestos alicíclicos, en tanto combinan un comportamiento “alifático” con una arquitectura “cíclica”.

Están constituidos, en su forma más simple, por unidades repetidas de $-\text{CH}_2-$ que configuran anillos, razón por la cual se expresan con la fórmula general $(\text{CH}_2)_n$, equivalente a C_nH_{2n} . Esta fórmula los aproxima, en términos estequiométricos, a otras familias como las olefinas; sin embargo, su carácter saturado y su estructura de anillo determinan propiedades y reactividades distintas. En representaciones de esqueleto, la forma cíclica suele representarse mediante polígonos, un recurso gráfico que facilita visualizar la clausura de la cadena y la posible presencia de sustituyentes.

En términos de propiedades físicas, los nafténicos tienden a exhibir puntos de ebullición y densidades más elevados que los alcanos de cadena abierta con el mismo número de átomos de carbono. Esta diferencia se explica por el modo en que la estructura cíclica influye en la compacidad molecular y en las fuerzas intermoleculares, afectando la volatilidad relativa y, por extensión, el comportamiento durante la destilación. En el petróleo crudo, los naftenos más comunes corresponden a anillos de cinco y seis carbonos, es decir, estructuras basadas en ciclopentano y ciclohexano, que suelen encontrarse además sustituidas por grupos alquilo unidos al anillo. Esos sustituyentes incrementan la diversidad molecular dentro de las fracciones y contribuyen a la complejidad de la caracterización, dado que una misma “familia” puede agrupar múltiples variaciones estructurales con propiedades diferenciadas. En las porciones más pesadas del crudo, la presencia de naftenos policíclicos se vuelve más probable, reforzando la tendencia a mayores puntos de ebullición y mayor densidad, lo que incide en la naturaleza de los residuos y en las exigencias de conversión. La FIGURA 3.18 presenta ejemplos representativos de estas estructuras, permitiendo apreciar tanto la forma anular básica como la incorporación de sustituyentes y configuraciones de mayor complejidad.

FIGURA 3. 18

Naftenos



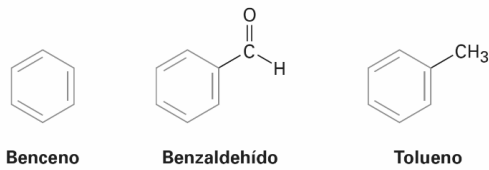
Fuente. Elaboración propia

3.4.4 Aromáticos

La cuarta gran familia hidrocarbonada que suele destacarse en la caracterización PONA del petróleo corresponde a los compuestos aromáticos, también llamados bencénicos por su parentesco estructural con el benceno. Su relevancia no proviene únicamente de su abundancia, sino de la forma en que su arquitectura molecular condiciona propiedades fisicoquímicas y comportamientos de proceso, en particular por la tendencia a formar sistemas de anillos condensados que se concentran con mayor frecuencia en las fracciones más pesadas del crudo. En términos estructurales, se emplea el término “aromático” para referir a moléculas que contienen anillos de seis miembros del tipo bencénico, cuyo arreglo electrónico les confiere un comportamiento químico diferenciado frente a los compuestos alifáticos. Ver FIGURA 3. 19.

FIGURA 3. 19

Aromáticos



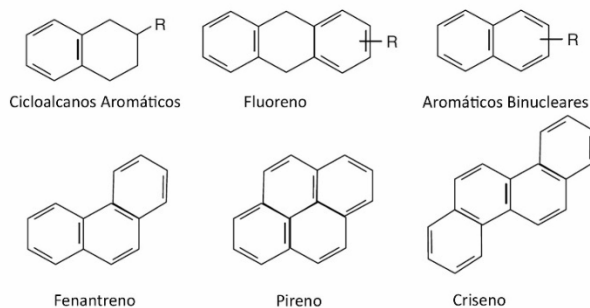
Fuente. Elaboración propia

La presencia y distribución de aromáticos varía entre crudos de distinta procedencia, de modo que su abundancia relativa constituye un rasgo distintivo de calidad y de complejidad de refinación. En las fracciones ligeras suelen predominar monoaromáticos, es decir, moléculas con un único anillo bencénico en el que uno o varios hidrógenos han sido sustituidos por otros átomos o grupos alquilo. Entre los ejemplos más conocidos se encuentran el benceno, el tolueno y los xilenos (BTX), compuestos que operan como materias primas petroquímicas estratégicas y que, en el ámbito de los combustibles, pueden contribuir a incrementar el número de octano de las gasolinas, aunque su uso y control se encuentran condicionados por especificaciones ambientales y de salud pública en muchos marcos regulatorios.

A medida que se avanza hacia cortes más pesados, adquieren mayor protagonismo los aromáticos polinucleares, formados por anillos bencénicos fusionados. Esta familia, si bien es consistente con la evolución composicional esperable en fracciones de mayor punto de ebullición, tiende a ser técnicamente problemática en refinación porque incrementa la propensión a la formación de coque y acelera la desactivación catalítica, especialmente en unidades donde la estabilidad del catalizador es determinante para mantener conversión y selectividad. Además, cuando estos compuestos persisten en productos como diésel o bases lubricantes, suelen asociarse a restricciones ambientales y a exigencias de calidad que obligan a tratamientos más intensivos. Ver FIGURA 3.20.

FIGURA 3. 20

Aromáticos polinucleares



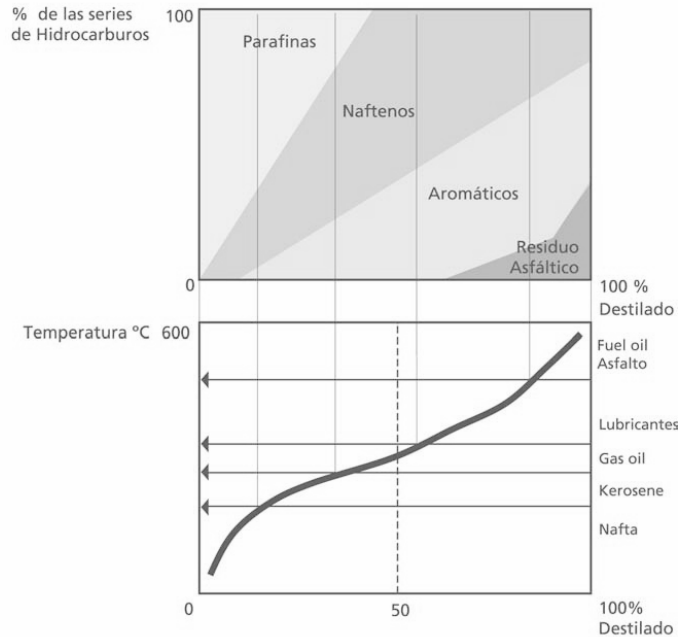
Fuente. Elaboración propia

En el extremo pesado del crudo se ubican los asfaltenos, que pueden entenderse como agregados de estructuras aromáticas altamente condensadas y de elevada complejidad molecular. Su comportamiento no se deja encasillar de manera estricta en una sola “serie” clásica, precisamente porque integran múltiples motivos estructurales y exhiben interacciones intermoleculares que afectan estabilidad, compatibilidad de mezclas, tendencia a precipitación y ensuciamiento. En la lectura por cortes tradicionales, esta zona aparece como residuo asfáltico, es decir, una fracción de muy alto peso molecular

cuya composición refleja el predominio de aromáticos densamente condensados. La FIGURA 3. 21, permite situar esta transición composicional dentro de un esquema típico de fraccionamiento, mostrando cómo el aumento de aromaticidad acompaña el desplazamiento hacia cortes de mayor ebullición y mayor complejidad operativa.

FIGURA 3. 21

Composición de un petróleo típico por serie de hidrocarburos, de acuerdo con los cortes clásicos de la industria.



Fuente. Cortesía: Cerutti (2005)

3.4.5 Otros componentes

Aunque el petróleo se describe habitualmente como una mezcla de hidrocarburos, su composición real incluye también una fracción no despreciable de compuestos distintos del binomio carbono hidrógeno, así como trazas inorgánicas que acompañan al crudo desde el yacimiento. En esa fracción destacan especies orgánicas que incorporan heteroátomos como azufre, oxígeno y nitrógeno, junto con materiales inorgánicos presentes como sales y partículas finas en suspensión coloidal, además de trazas metálicas asociadas a la propia historia geológica del reservorio. Si bien estos componentes suelen aparecer en proporciones menores respecto de las familias hidrocarbonadas dominantes, su relevancia técnica es desproporcionada, porque condicionan el desempeño del procesamiento, el cumplimiento de especificaciones ambientales y la confiabilidad operativa de las unidades industriales.

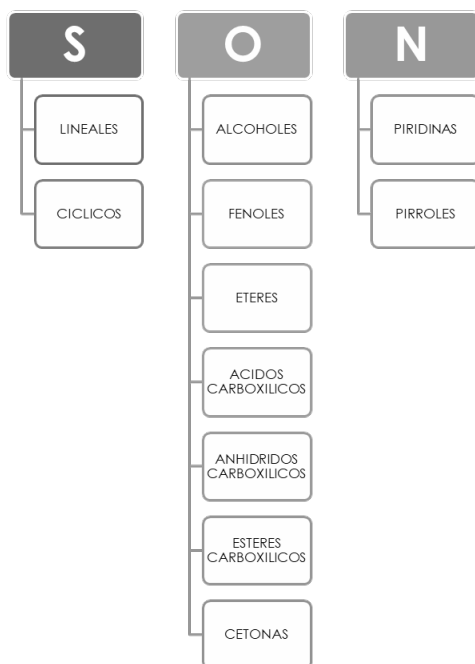
En términos de operación, estos compuestos se consideran contaminantes no por una noción abstracta de "impureza", sino por los efectos concretos que introducen en la cadena de refinación. El azufre, por ejemplo, al transformarse durante el procesamiento en especies corrosivas o en gases ácidos, incrementa el riesgo de deterioro de tuberías y equipos, al tiempo que obliga a incorporar etapas de control y tratamiento para evitar emisiones y asegurar la calidad de combustibles. Los compuestos nitrogenados y oxigenados, por su parte, pueden afectar la estabilidad de ciertas corrientes, favorecer reacciones secundarias no deseadas y contribuir a la desactivación de catalizadores, lo que repercute en la eficiencia y en los costos de operación. En paralelo, las sales y sólidos finos arrastrados con el crudo tienden a depositarse en intercambiadores y hornos, promoviendo incrustaciones, obstrucciones y pérdida de

transferencia térmica, además de acelerar procesos de corrosión bajo depósito. En conjunto, estos efectos se traducen en penalidades económicas y operativas, porque obligan a aumentar la severidad de proceso, incrementar consumos de insumos y gestionar riesgos de confiabilidad y seguridad industrial.

Por ello, la reducción de heteroátomos, sales y trazas metálicas constituye un objetivo estructural del acondicionamiento del crudo y de la refinación, en la medida en que permite estabilizar la operación, proteger equipos, preservar actividad catalítica y producir derivados que cumplan especificaciones de desempeño y regulación. Dicho de otro modo, la refinación no sólo fracciona y convierte hidrocarburos, sino que también depura y controla componentes minoritarios que, aun siendo cuantitativamente pequeños, determinan de manera crítica la calidad del producto final, la huella ambiental del sistema y la eficiencia global del proceso. Ver FIGURA 3.22.

FIGURA 3. 22

Otros compuestos en el petróleo

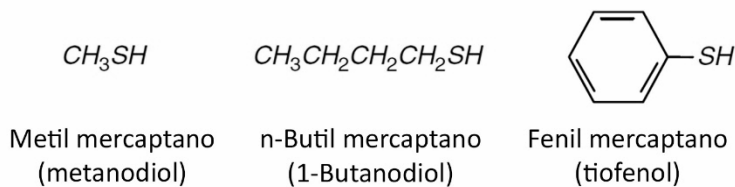
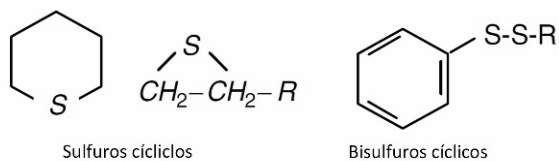
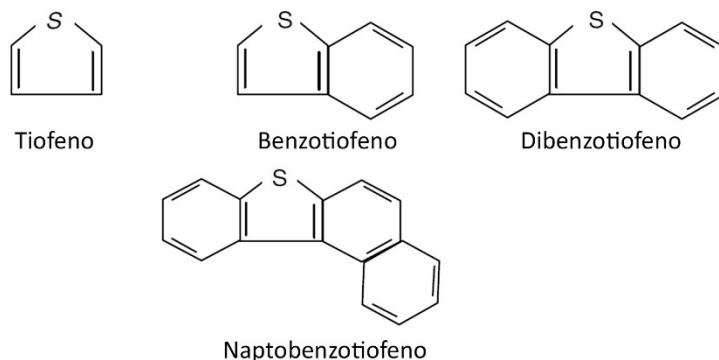


Fuente. Elaboración propia

3.4.5.1 Componentes sulfurados: S

Los petróleos crudos incorporan azufre en una variedad de formas cuya distribución depende tanto de la historia geoquímica del sistema como del rango de ebullición de las fracciones. En su manifestación más simple, el azufre puede aparecer como azufre elemental (S) o como especies gaseosas disueltas o asociadas, entre ellas el sulfuro de hidrógeno (H₂S) y el sulfuro de carbonilo (COS), además de ciertas formas inorgánicas minoritarias. Sin embargo, desde la perspectiva de la refinación, el interés principal recae en las formas orgánicas, porque es allí donde el átomo de azufre queda integrado en la estructura molecular de compuestos hidrocarbonados, alterando su reactividad, su estabilidad y su comportamiento frente a catalizadores. Esta heterogeneidad explica por qué el azufre no se comporta como un “contaminante” uniforme, sino como un conjunto de especies con cinéticas de remoción distintas y con impactos diferenciales sobre corrosión, emisiones y desactivación catalítica.

En las fracciones más ligeras suelen observarse compuestos sulfurados de menor complejidad estructural, como mercaptanos o tioles, caracterizados por la presencia del grupo funcional terminal R-SH, donde R representa una cadena alquilo. Estas especies, ilustradas en la FIGURA 3.23, son particularmente relevantes por su contribución a la acidez, el olor y ciertas restricciones de especificación, aun cuando su masa total no sea dominante. Junto a ellas aparecen sulfuros y disulfuros, compuestos donde el azufre actúa como puente entre radicales orgánicos, ya sea en configuraciones tipo R-S-R' o R-S-S-R', lo que puede incluir variantes cíclicas y aromáticas. En términos operativos, estos compuestos, representados en la FIGURA 3.24, tienden a concentrarse en cortes relativamente livianos, aunque su presencia puede persistir en rangos más amplios dependiendo de la naturaleza del crudo, y su tratamiento exige rutas de hidrodesulfuración cuya severidad se ajusta a la estructura específica de cada familia.

FIGURA 3. 23*Mercaptanos**Fuente.* Elaboración propia**FIGURA 3. 24***Sulfuros y bisulfuros**Fuente.* Elaboración propia**FIGURA 3. 25***Tiofenos**Fuente.* Elaboración propia

A medida que se avanza hacia fracciones más pesadas, adquieren mayor relevancia los compuestos aromáticos sulfurados, en particular los tiofenos y sus derivados, en los que el átomo de azufre se integra como heteroátomo dentro del anillo aromático, reemplazando a un átomo de carbono en la estructura

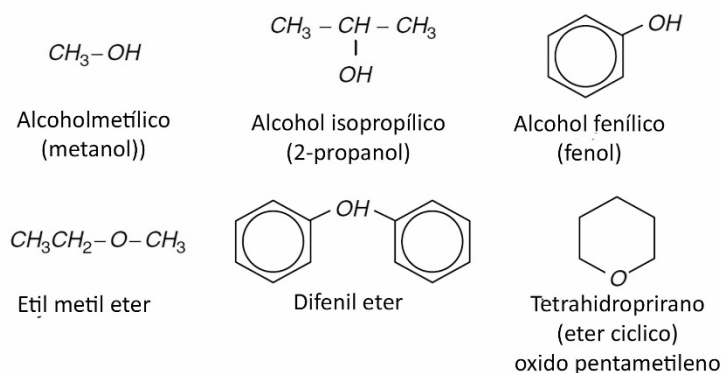
anular. Estas especies, esquematizadas en la FIGURA 3.25, suelen ser más resistentes al tratamiento que los mercaptanos y los sulfuros simples, precisamente por la estabilidad asociada a sistemas aromáticos, y por ello se vuelven determinantes en la economía del procesamiento de cortes pesados. En la práctica, su abundancia contribuye a explicar por qué los crudos con mayor proporción de fracciones residuales tienden a requerir mayor severidad de conversión y tratamiento, debido a que la remoción del azufre en estructuras aromáticas demanda condiciones más exigentes de hidrógeno, catalizador y temperatura para alcanzar especificaciones de producto y restricciones ambientales.

3.4.5.2 Componentes oxigenados: O

El contenido de oxígeno en el petróleo crudo suele ser bajo y, en términos generales, se sitúa por debajo del 2% en peso. Cuando se observa un contenido relativamente alto, ello suele interpretarse como un indicio de exposición prolongada del crudo a la atmósfera, con las consecuentes modificaciones químicas que pueden incrementar su reactividad y alterar su estabilidad. En el petróleo, el oxígeno no aparece como una entidad única, sino integrado en múltiples familias de compuestos orgánicos, entre las que se incluyen alcoholes, éteres, ácidos carboxílicos, compuestos fenólicos, cetonas, ésteres y anhídridos. La presencia de estas especies es particularmente relevante porque tiende a asociarse con acidez del crudo, lo que puede traducirse en desafíos de procesamiento, especialmente por la intensificación de fenómenos corrosivos y por efectos adversos sobre materiales y equipos en etapas específicas de la cadena de refinación.

FIGURA 3. 26

Alcoholes, fenoles y ésteres

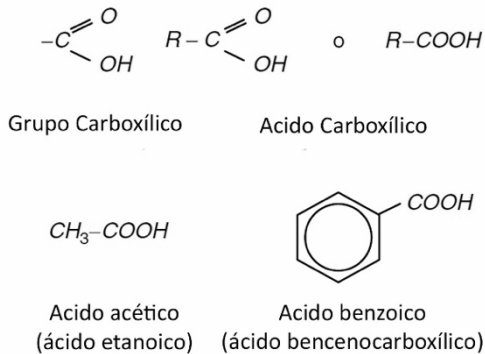
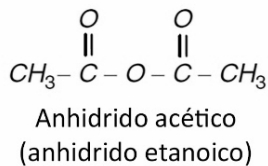


Fuente. Elaboración propia

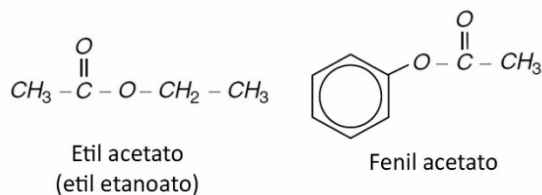
Desde un punto de vista funcional, los alcoholes se describen mediante la fórmula general R-OH y guardan una analogía estructural con el agua, con la diferencia de que uno de sus hidrógenos es sustituido por un grupo alquilo. En un registro cercano, los fenoles se distinguen porque el grupo hidroxilo se inserta directamente sobre un anillo aromático, sustituyendo a uno de sus hidrógenos y confiriendo propiedades de polaridad y reactividad características. Los éteres, por su parte, se estructuran como R-O-R, es decir, dos grupos orgánicos enlazados por un átomo de oxígeno, configuración que incide en su comportamiento como compuestos relativamente estables pero con implicaciones específicas en solubilidad y comportamiento de mezcla. Los principales ejemplos de alcoholes, fenoles y éteres se ilustran en la FIGURA 3.26.

En el caso de los ácidos carboxílicos, su rasgo definitorio es el grupo funcional carboxilo -COOH, cuya presencia resulta crucial en la discusión sobre acidez y corrosión. Su estructura general puede representarse tal como se muestra en la FIGURA 3.27, y su relevancia industrial se expresa en la necesidad

de controlar su concentración por los efectos operativos que pueden desencadenar. En continuidad con esa familia, los anhídridos de ácidos carboxílicos se forman cuando dos grupos carboxilo eliminan agua y sus fragmentos se enlazan, dando lugar a estructuras específicas; el ejemplo alifático más importante es el anhídrido acético, representado en la FIGURA 3.28.

FIGURA 3. 27*Ácidos carboxílicos**Fuente.* Elaboración propia**FIGURA 3. 28***Anhídrido acético**Fuente.* Elaboración propia

Los ésteres de ácidos carboxílicos, a su vez, pueden entenderse como derivados donde el motivo -COOH se transforma en -COOR , lo que modifica su comportamiento químico y su perfil de polaridad; algunos ejemplos se presentan en la FIGURA 3.29. Finalmente, las cetonas se caracterizan por la presencia de un grupo carbonilo en el que el carbono está unido a dos carbonos, lo que se expresa de manera general como >C=O , rasgo que condiciona su reactividad en ciertos entornos de proceso.

FIGURA 3. 29*Esteres de ácido carboxílico**Fuente.* Elaboración propia

En este conjunto de compuestos oxigenados también se incluyen estructuras heteroaromáticas como los furanos, anillos de cinco miembros que incorporan oxígeno, y derivados como el benzofurano, donde el

furano aparece condensado con un anillo aromático. Ejemplos representativos de cetonas y estas estructuras relacionadas se muestran en la FIGURA 3.30.

FIGURA 3. 30

Cetonas



Fuente. Elaboración propia

3.4.5.3 Componentes nitrogenados: N

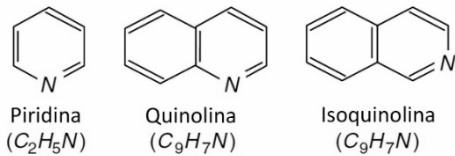
Los petróleos crudos contienen, por lo general, cantidades muy bajas de compuestos nitrogenados; sin embargo, su relevancia técnica es desproporcionada respecto de su concentración. En términos composicionales, suele observarse que, cuanto más asfáltico es un crudo, mayor tiende a ser su contenido de nitrógeno, lo que sugiere una afinidad de estas especies por fracciones pesadas y estructuras más condensadas. A diferencia de muchos compuestos sulfurados, los nitrogenados presentan una estabilidad química relativamente mayor, lo que los vuelve más persistentes en condiciones de proceso y, por tanto, más difíciles de remover mediante tratamientos convencionales, incrementando la severidad requerida para su control.

Desde la perspectiva operativa de una refinería, la importancia del nitrógeno radica en sus efectos adversos sobre el desempeño de unidades catalíticas y sobre la calidad final de ciertos productos. Aun en trazas, estos compuestos pueden contribuir al envenenamiento de catalizadores, particularmente en procesos de craqueo, al interferir con sitios activos y reducir la eficiencia de conversión. Asimismo, determinadas especies nitrogenadas pueden favorecer la formación de gomas y compuestos inestables en productos terminados, afectando su almacenamiento, su comportamiento en uso y el cumplimiento de especificaciones. Por ello, el nitrógeno no es un “*contaminante menor*” en sentido práctico, sino un factor que condiciona confiabilidad, costos de operación y consistencia de calidad.

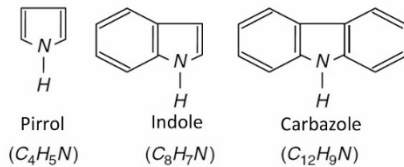
Los compuestos nitrogenados presentes en el crudo suelen clasificarse en básicos y no básicos, distinción que no es simplemente académica, debido a que se relaciona con su comportamiento ácido base y con su respuesta frente a catalizadores y condiciones de hidrogenación. En el grupo de los básicos predominan estructuras tipo piridina, es decir, heteroaromáticos de seis miembros que incorporan un átomo de nitrógeno en el anillo. Cuando estas unidades se fusionan con anillos bencénicos, se forman heteroaromáticos policíclicos como quinolinas e isoquinolinas, tal como se ilustra en la FIGURA 3.31. En contraste, la mayor parte del nitrógeno en numerosos crudos se encuentra en formas no básicas, típicamente de tipo pirrol, heteroaromáticos de cinco miembros con un nitrógeno integrado en el anillo, cuyo carácter no básico se asocia a la manera en que el par de electrones participa en la aromaticidad. Al condensarse con un anillo bencénico, estas estructuras dan lugar a compuestos policíclicos como indol y carbazol, representados en la FIGURA 3.32. Esta tipología permite entender por qué, pese a su baja abundancia, los nitrogenados resultan críticos: su estabilidad, su afinidad por fracciones pesadas y su interacción con catalizadores los convierten en un determinante silencioso de la complejidad de refinación y de la calidad de los productos finales.

FIGURA 3. 31

Piridinas

*Fuente.* Elaboración propia**FIGURA 3. 32**

Pirroles

*Fuente.* Elaboración propia

3.4.5.4 Componentes metálicos

Los componentes metálicos están presentes en todos los tipos de petróleo crudo en concentraciones muy bajas, pero su importancia operativa es inversamente proporcional a su abundancia. Incluso en trazas, estos metales introducen penalidades significativas en los procesos de *upgrading*, porque tienden a desactivar catalizadores y a alterar selectividades en unidades críticas de conversión. En particular, en esquemas de hidroprocesamiento y en el craqueo catalítico, la presencia de hierro, níquel y vanadio favorece reacciones no deseadas que incrementan la formación de gas y coque, reducen los rendimientos de gasolina y deterioran la actividad catalítica, comprometiendo tanto la eficiencia económica del complejo como la estabilidad de su operación.

Más allá de la actividad de refinación, ciertos metales adquieren una relevancia adicional cuando el crudo o sus fracciones se destinan a combustibles para equipos de alta temperatura. El vanadio, por ejemplo, puede generar depósitos de cenizas en palas de turbinas y desencadenar corrosión severa, además de acelerar el deterioro de revestimientos refractarios en hornos, con impactos directos en disponibilidad, mantenimiento y seguridad operacional. Esta criticidad explica que la reducción de metales no sea un refinamiento accesorio, sino una condición de integridad técnica para sostener cadenas de conversión y uso final sin pérdidas aceleradas de desempeño.

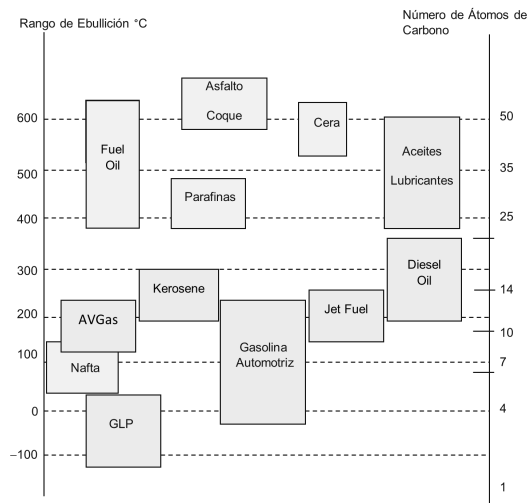
Desde el punto de vista composicional, una fracción de los metales del crudo se encuentra como sales inorgánicas solubles en agua, principalmente cloruros y sulfatos de sodio, potasio, magnesio y calcio, que se remueven en operaciones de desalación. Sin embargo, metales como vanadio, níquel, cobre e hierro también aparecen como especies solubles en aceite, capaces de formar complejos estables con estructuras de tipo pirrol, lo que dificulta su extracción por métodos simples y obliga a tratamientos y controles exigentes. En consecuencia, la caracterización de petróleos crudos y fracciones no puede limitarse a medir propiedades globales, sino que requiere técnicas combinadas de fraccionamiento, determinación de propiedades fisicoquímicas y análisis específicos que permitan inferir composición, identificar contaminantes críticos y anticipar su impacto sobre la conversión, la confiabilidad y la calidad de los productos.

3.5 COMPOSICIÓN DE PRODUCTOS

La cartera de productos de una refinería se define menos por una lista fija que por un régimen de especificaciones y por la capacidad de enrutar corrientes intermedias hacia distintas unidades de conversión y mezcla, en función de la demanda del mercado, de la disponibilidad de crudos y de las restricciones técnicas y regulatorias. En términos operativos, la existencia de miles de especificaciones para productos refinados en el mundo refleja, por un lado, la diversidad de usos finales y, por otro, la necesidad de asegurar desempeño, seguridad y compatibilidad ambiental. En ese marco, la FIGURA 3.33 sintetiza un mapa clásico de productos típicos de refinería, relacionándolos con sus rangos aproximados de número de carbonos y temperaturas de ebullición, lo que permite entender por qué la destilación y la conversión no “crean” productos de manera aislada, sino que reorganizan una mezcla compleja en cortes con identidad comercial y control de calidad.

FIGURA 3. 33

Principales productos del petróleo con números de carbono y rangos de ebullición.



Fuente. Cortesía: Fahim et al. (2010)

3.5.1 Gas licuado de petróleo

El gas licuado de petróleo (GLP) designa un conjunto de gases hidrocarbonados que provienen tanto de la refinación del crudo como del fraccionamiento del gas natural. En esta familia se incluyen, con distinta participación según la fuente, especies como etano y etileno, propano y propileno, butanos e isobutanos, y butilenos e isobutileno. Su rasgo distintivo no es sólo su ligereza, sino el hecho de que, para facilitar almacenamiento y transporte, estos gases se licúan mediante presurización, convirtiéndose en un producto logísticamente manejable y de uso extendido. En Bolivia suele diferenciarse, de manera práctica, entre el GLP generado en refinerías y el GLP obtenido en plantas de extracción de licuables, distinción que remite a rutas de producción distintas y, por tanto, a circuitos industriales y comerciales parcialmente diferenciados.

3.5.2 Gasolina

La gasolina se ordena por su resistencia a la detonación, expresada mediante el índice de octano o índice antidetonante, lo que determina su adecuación para distintos tipos de motores y condiciones de

operación. En la clasificación por grados, se suele hablar de gasolina regular cuando el índice antidetonante es mayor o igual a 85 y menor que 88; de gasolina de grado medio cuando el octanaje es mayor o igual a 88 y menor o igual a 90; y de gasolina premium cuando el octanaje supera 90. En el caso boliviano, el índice antidetonante puede presentarse como información al consumidor, pero en cualquier escenario la lógica de fondo es la misma: el octanaje se convierte en una variable de calidad que organiza formulación, mezcla y comercialización. Asimismo, debe distinguirse la gasolina automotriz de la gasolina de aviación (AVGas), que corresponde a una mezcla de hidrocarburos relativamente volátiles ajustada con aditivos específicos para cumplir requerimientos de desempeño en motores de aviación de encendido por chispa.

3.5.3 Kerosene

El kerosene se ubica dentro de los destilados ligeros y se caracteriza por un comportamiento de destilación y un punto de inflamación que buscan equilibrar volatilidad, seguridad y desempeño. De manera referencial, se considera una temperatura máxima de destilación de 204 °C (400 °F) en el punto de recuperación del 10%, un punto final de ebullición cercano a 300 °C (572 °F) y un punto de inflamación mínimo de 37,8 °C (100 °F). Estas propiedades no son detalles de laboratorio, sino condiciones que delimitan su idoneidad para usos domésticos, industriales y aeronáuticos, y se formalizan en especificaciones técnicas como ASTM D3699 para kerosene y ASTM D1655 para combustibles de aviación tipo kerosene (jet fuel).

3.5.4 Jet Fuel

El combustible de aviación para turbinas se agrupa, en términos generales, en familias que van desde formulaciones tipo kerosene hasta formulaciones tipo nafta, con especificaciones que priorizan estabilidad, seguridad y desempeño en operación a distintas altitudes y temperaturas. Su caracterización se vincula estrechamente con rangos de destilación y requisitos de calidad que buscan garantizar encendido confiable, combustión estable y control de contaminantes, por lo que su normalización técnica es un componente central de su comercialización internacional.

3.5.5 Diesel Oil

La calidad del diésel suele expresarse mediante el número de cetano o el índice de cetano, indicadores que aproximan la facilidad de autoignición del combustible en motores de encendido por compresión. Conceptualmente, el número de cetano se define en relación con una mezcla de referencia donde el cetano ($C_{16}H_{34}$) se asocia a alta calidad de ignición (CN = 100) y el alfa-metilnaftaleno ($C_{11}H_{10}$) a baja calidad (CN = 0), lo que permite construir una escala comparativa. En términos prácticos, se suele distinguir un diésel N° 1 con número de cetano alrededor de 45, utilizado en motores de alta velocidad, camiones y autobuses, y un diésel N° 2 con valores cercanos a 40. Para aplicaciones ferroviarias, los combustibles pueden ser más pesados, con rangos de ebullición que alcanzan aproximadamente 400 °C (750 °F) y con números de cetano menores, cercanos a 30, lo que refleja que el “diésel” no es un producto único, sino una familia con subespecificaciones orientadas a distintos regímenes de uso.

3.5.6 Fuel Oil

Los fuelóleos se destinan principalmente a calefacción y a usos industriales, por lo que su demanda histórica ha sido especialmente relevante en climas fríos y en sistemas térmicos. En términos de clasificación, el fuel oil N° 1 se aproxima en propiedades al kerosene, mientras que el N° 2 es comparable, en varios aspectos, al diésel N° 2; a partir de allí pueden encontrarse grados más pesados, como N° 3 y N°

4, cuya utilización responde a requerimientos de equipos específicos y a la relación entre precio, viscosidad y contenido de contaminantes.

3.5.7 Fuel Oil residual

El fuel oil residual se compone mayoritariamente de residuos de vacío, por lo que su desempeño se encuentra fuertemente condicionado por variables como viscosidad y contenido de azufre. En mercados donde las restricciones ambientales son más exigentes o donde los equipos penalizan combustibles de alta carga contaminante, los residuos con menor contenido de azufre tienden a ser más demandados, no por una preferencia abstracta, sino porque reducen costos de cumplimiento y riesgos operativos asociados a corrosión y emisiones.

3.5.8 Aceites lubricantes

La calidad de los aceites lubricantes se vincula de manera central con la viscosidad y, en particular, con el índice de viscosidad (IV), que expresa cómo cambia la viscosidad con la variabilidad de la temperatura. En términos generales, lubricantes de base parafínica y nafténica pueden formularse para alcanzar índices de viscosidad finales superiores a 75, aunque el desempeño real dependerá de la base seleccionada, del refinado de esa base y del paquete de aditivos, dado que el lubricante no se define únicamente por su fracción hidrocarbonada, sino por su arquitectura de formulación.

3.5.9 Asfalto

El asfalto constituye un producto relevante para la construcción y la infraestructura vial y su disponibilidad depende, de manera importante, de la naturaleza del crudo procesado y del esquema de refinación. En la práctica, su producción se asocia a crudos con fracciones pesadas y material asfáltico suficiente, lo que significa que no toda canasta de crudos y no todo diseño de refinería permite sostener la misma capacidad de producción asfáltica sin ajustes de proceso o sin comprometer otros rendimientos.

3.5.10 Coque de petróleo

El coque de petróleo corresponde a sólidos ricos en carbono formados durante procesos de conversión térmica de fracciones pesadas, en particular resinas y asfaltenos. En el coque de grado combustible, el contenido de carbono puede situarse alrededor de 85% y el de hidrógeno cerca de 4%, mientras que el remanente incluye, en proporciones variables, azufre, nitrógeno, oxígeno y trazas metálicas como vanadio y níquel. Esta composición explica tanto su valor energético como los desafíos ambientales y de manejo asociados a su uso, dado que su aprovechamiento suele exigir considerar emisiones, cenizas y contaminantes vinculados a la calidad del crudo de origen y a la severidad del proceso que lo generó.

3.6 RESUMEN

El panorama energético contemporáneo se comprende mejor si se lo inscribe en la larga duración del siglo XX y comienzos del XXI, periodo en el que población, producción y consumo energético han crecido de manera casi ininterrumpida y mutuamente reforzada. En términos agregados, el consumo mundial de energía primaria se ha multiplicado por trece desde los inicios del siglo pasado, impulsado por la expansión demográfica, la urbanización, la industrialización y la generalización de patrones de vida intensivos en energía. Esta trayectoria no ha sido un simple acompañamiento del desarrollo económico, sino una de sus condiciones materiales de posibilidad: la ampliación de la capacidad productiva global, la integración de

cadena logística y la masificación de servicios energéticos descansan en un metabolismo energético que, todavía hoy, se sostiene mayoritariamente sobre recursos fósiles.

En ese marco, resulta decisivo reconocer que, pese a la centralidad discursiva de la transición energética y a la aceleración observable de ciertas tecnologías renovables, la estructura efectiva del consumo global continúa dominada por el petróleo, el carbón y el gas natural, que en conjunto explican más del 80% del suministro primario. La aparente paradoja es que la expansión de renovables, en lugar de traducirse automáticamente en sustitución neta de fósiles, ha operado con frecuencia bajo una lógica de adición: se incorporan nuevas capacidades bajas en carbono mientras persisten, e incluso crecen en términos absolutos, las demandas asociadas a combustibles convencionales en sectores como transporte, calor industrial y generación eléctrica en múltiples regiones. Esta disociación entre expectativas de reemplazo y dinámicas reales de consumo obliga a un enfoque sobrio, capaz de distinguir entre cambios incrementales en el mix y transformaciones estructurales en el sistema energético global.

Dentro de este régimen, el petróleo mantiene un lugar estratégico no sólo por su peso en la matriz, sino por su versatilidad como insumo energético e industrial. Sin embargo, el crudo no es una entidad homogénea, sino una mezcla compleja cuya composición varía según su origen geológico y cuya conducta fisicoquímica determina su valor y su dificultad de procesamiento. La proporción relativa de componentes orgánicos e inorgánicos, y la presencia de heteroátomos como azufre, oxígeno o nitrógeno, además de trazas metálicas y sales, se traduce en diferencias observables de color, densidad y viscosidad, pero, sobre todo, en diferencias operativas que condicionan corrosión, estabilidad, rendimiento de conversión y desempeño catalítico. Por ello, clasificar el petróleo no constituye un ejercicio descriptivo accesorio, sino un procedimiento analítico orientado a anticipar costos de refinación, complejidad de tratamiento y posibilidades de cumplir especificaciones ambientales y de calidad en productos finales.

FIGURA 3. 34

Relaciones PONA



En términos prácticos, los criterios más utilizados para tipificar crudos se organizan alrededor de la composición, la densidad y el contenido de azufre, porque estos tres ejes condensan buena parte de la información relevante para la economía del barril. La densidad, expresada comúnmente mediante gravedad API, ofrece una lectura sintética sobre la “ligereza” del crudo y su potencial relativo para generar fracciones valiosas sin exigir conversión profunda; el azufre, a su vez, opera como un indicador de la carga de tratamiento requerida para producir combustibles limpios, afectando de manera directa el costo marginal de cumplimiento regulatorio y, por esa vía, el precio relativo del crudo. Complementariamente, la mirada composicional se articula mediante la lógica PONA, que permite describir la distribución de parafinas, olefinas, naftenos y aromáticos, familias que influyen de modo determinante en el perfil de productos obtenibles, en la respuesta a procesos como reformado, craqueo o hidrotreamiento y en atributos clave como octanaje, estabilidad, tendencia a coque y rendimiento de destilados (ver FIGURA 3.34). En consecuencia, conocer la “firma” molecular del crudo no sólo permite clasificarlo, sino

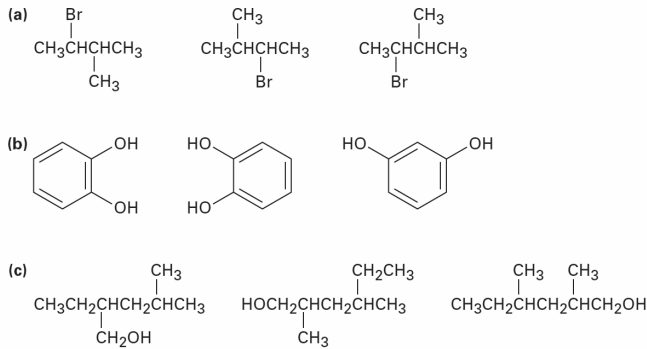
comprender cómo esa estructura química se convierte en decisiones tecnológicas, en márgenes de refinación y, finalmente, en la calidad y composición del portafolio de productos que una refinería puede ofrecer.

3.7 PREGUNTAS CLAVE

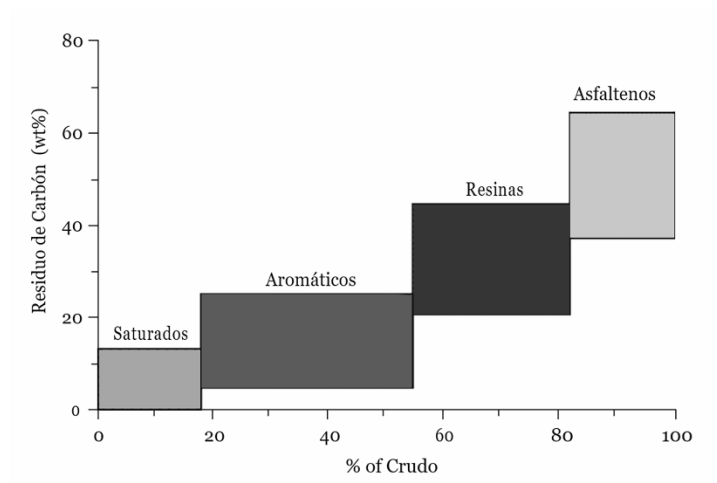
- PC3.1. ¿Cuáles son las principales teorías sobre el origen del petróleo?
- PC3.2. ¿Qué es un sistema de hidrocarburos y cuáles son sus componentes?
- PC3.3. ¿Cómo se clasifica el petróleo según su composición química?
- PC3.4. ¿Cuáles son las principales impurezas presentes en el petróleo y por qué se consideran problemáticas?
- PC3.5. ¿Qué productos se obtienen del petróleo y cuál es su importancia?

3.8 PROBLEMAS PROPUESTOS

PP3.1. En cada uno de los siguientes conjuntos, ¿cuáles estructuras representan el mismo compuesto y cuáles representan diferentes compuestos?



PP3.2. Interpretar el siguiente gráfico.



PP3.3. Dibuje las estructuras que coincidan con las siguientes descripciones (nota: existen varias posibilidades):

- (a) Tres isómeros con la fórmula C_8H_{18}
 (b) Dos isómeros con la fórmula $C_4H_8O_2$
- PP3.4. ¿Cómo determina la composición química del petróleo los procedimientos técnicos de su refinación?
- PP3.5. ¿Cuál es el papel de los hidrocarburos en la configuración de la matriz energética?
- PP3.6. ¿Qué desafíos plantean los componentes no hidrocarbonados para la sostenibilidad de la industria?

3.9 REFERENCIAS

- Alyafei, N. (2021). Fundamentals of reservoir rock properties. In *Hamad Bin Khalifa University Press* (2nd ed.). Qatar National Library Cataloging-in-Publication (CIP) Alyafei,. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-28140-3>
- Augustine, A. (2016). Análisis Macroeconómico. La mezcla energética: encontrar el equilibrio. *BBVA Research*, 1–5.
- Cerón, B. (2016). Introducción a la refinación del petróleo. In I. de Petróleos (Ed.), *Escuela Politécnica Nacional. Ingeniería en Petróleos*.
- Cerutti, A. (2005). La Refinación del Petróleo. Vol. 1. In Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (Ed.), *IAPG*.
- Deflandre, J.-P. (2020). El papel del gas natural licuado. In IFP (Ed.), *CEMA Transición Energética*. IFP.
- Fahim, M., Alsahhaf, T., & Elkilani, A. (2010). Fundamentals of Petroleum Refining. In *ELSEVIER* (1st ed.).
- Farnoosh, A. (2020). La demanda energética: enfoque desde el punto de vista de la sociedad. In IFP (Ed.), *CEMA Transición Energética* (pp. 1–4). IFP.
- McMurry, J. (2008). Química Orgánica. In C. University (Ed.), *CENGAGE Learning* (7th ed.). Thomson/Brooks/Cole.
- Ohmes, R. (2014). Characterising and tracking contaminants in opportunity crudes. *KBC Advanced Technologies*, 1–12.
- Osuji, L., & Antia, B. (2005). Geochemical implications of some Chemical Fossils as Indicators of Petroleum Source Rocks. *Journal of Applied Sciences and Environmental Management*, 9(1), 45–49.
- RAI. (2020). *Real Academia de Ingeniería*. Real Academia de Ingeniería. <http://diccionario.raing.es/es/lema/análisis-pona>
- Speight, J. G. (2014). The Chemistry and Technology of Petroleum. In T. & Francis (Ed.), *CRC Press* (3rd ed.).
- Speight, J. G. (2017). Handbook of Petroleum Refining. In *CRC Press*.
- Tissot, B. P., & Welte, D. H. (1984). Petroleum Formation and Occurrence. *Petroleum Formation and Occurrence*. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-87813-8>
- U.S. Energy Information Administration. (2020). *Glossary - U.S. Energy Information Administration (EIA)*. Independent Statistics & Analysis. <https://www.eia.gov/tools/glossary/index.php?id=W>

EL PETROLEO

Wauquier, J.-P. (1994). El Refino Del Petróleo. Petróleo crudo, productos petrolíferos, esquemas de refinación. In *Ediciones Díaz de Santos. ISE*.

Yeung, T. W. (2006). Evaluating opportunity crude processing. *Petroleum Technology Quarterly*, 11(5), 93–96. https://www.digitalrefining.com/article/1000644/evaluating-opportunity-crude-processing#.X_Y_2GJMRPY