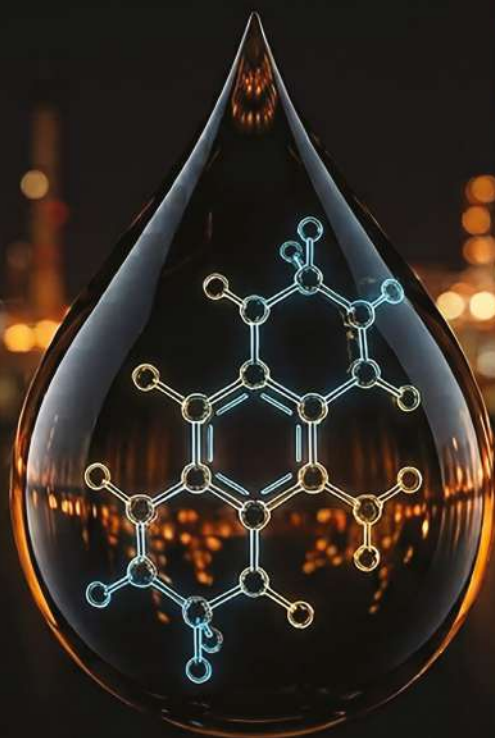


# LA QUÍMICA EN LA INDUSTRIA PETROLERA



EDICIONES  
COMUNICACIÓN  
CIENTÍFICA

**Rafael Martínez Palou**  
(Coordinador)



# La química en la industria petrolera

## COMITÉ EDITORIAL EDICIONES COMUNICACIÓN CIENTÍFICA ÁREA FÍSICO-MATEMÁTICAS Y CIENCIAS DE LA TIERRA

Dr. Gilberto Castrejón  
INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

Dr. César Eduardo Mora Ley  
INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

Dr. Juan Horacio Pacheco Sánchez  
TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO

Dr. José Luis Pinedo Vega  
UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE ZACATECAS

Cada libro de la Colección Ciencia e Investigación es evaluado para su publicación mediante el sistema de dictaminación de pares externos y autenticación antiplagio. El proceso de dictaminación y su trazabilidad puede consultarse, así como el libro en Acceso Abierto.



[comunicacion-cientifica.com](http://comunicacion-cientifica.com)

[DOI.ORG/10.52501/cc.443](https://doi.org/10.52501/cc.443)



**COMUNICACIÓN  
CIENTÍFICA**

PUBLICACIONES  
ARBITRADAS

HUMANIDADES, SOCIALES Y CIENCIAS

**CC+I**

**COLECCIÓN  
CIENCIA e  
INVESTIGACIÓN**

# **La química en la industria petrolera**

Rafael Martínez Palou  
(Coordinador)



**EDICIONES  
COMUNICACIÓN  
CIENTÍFICA**

---

1.- La química en la industria petrolera / coordinador Rafael Martínez Palou.— Ciudad de México : Comunicación Científica, 2026.(Colección Ciencia e Investigación).

290 páginas : ilustraciones ; 23 × 16.5 centímetros

DOI: 1052501/cc.443

ISBN: 978-968-9738-85-5

1. Ingeniería del petróleo. 2. Industria química. I. Martínez Palou, Rafael, coordinador.

LC: TN870 Q56

DEWEY: 665.5 Q56

---

La titularidad de los derechos patrimoniales y morales de esta obra pertenece al autor D.R. © Rafael Martínez Palou, 2026. Reservados todos los derechos conforme a la Ley. Su uso se rige por una licencia Creative Commons BY-NC-ND 4.0 Internacional, <https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/legalcode.es>

Primera edición en Ediciones Comunicación Científica, 2026

Diseño de portada: Francisco Zeledón • Interiores: Guillermo Huerta

Ediciones Comunicación Científica, S. A. de C. V., 2026,  
Av. Insurgentes Sur 1602, piso 4, suite 400,  
Crédito Constructor, Benito Juárez, 03940, Ciudad de México,  
Tel.: (52) 55-5696-6541 • Móvil: (52) 55-4516-2170  
[info@comunicacion-cientifica.com](mailto:info@comunicacion-cientifica.com) • [www.comunicacion-cientifica.com](http://www.comunicacion-cientifica.com)  
 [comunicacioncientificapublicaciones](#)  @ComunidadCient2

ISBN 978-968-9738-85-5

DOI 10.52501/cc.443



Esta obra fue dictaminada mediante el sistema de pares ciegos externos.  
La trazabilidad de la dictaminación puede consultarse, así como el libro en  
acceso abierto, en <https://doi.org/10.52501/cc.443>

# Índice

|                                                                                                                                |     |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Prólogo . . . . .                                                                                                              | 9   |
| 1. La composición química del petróleo<br><i>Ricardo Cerón Camacho.</i> . . . . .                                              | 11  |
| 2. Productos químicos verdes y regulaciones ambientales<br><i>Silvia Castillo Acosta.</i> . . . . .                            | 33  |
| 3. Los catalizadores en la industria petrolera<br><i>José Gonzalo Hernández Cortez</i> . . . . .                               | 53  |
| 4. Los petroquímicos en la industria petrolera<br><i>Diego Guzmán Lucero y Rafael Martínez Palou.</i> . . . . .                | 75  |
| 5. Inhibidores de corrosión en la industria petrolera<br><i>Silvia Castillo Acosta y Mercedes Bazaldua Domínguez</i> . . . . . | 97  |
| 6. Desemulsificantes en la industria petrolera<br><i>Rafael Martínez Palou.</i> . . . . .                                      | 125 |

|                                                                               |     |
|-------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 7. Inhibidores de la precipitación de asfaltenos                              |     |
| <i>Rafael Martínez Palou</i> . . . . .                                        | 147 |
| 8. Productos químicos para el control de agua en pozos                        |     |
| <i>Diego Javier Guzmán Lucero y Rafael Martínez Palou</i> . . . .             | 169 |
| 9. Aditivos para gasolinas                                                    |     |
| <i>Ricardo Cerón Camacho</i> . . . . .                                        | 201 |
| 10. Técnicas analíticas aplicadas a la industria petrolera                    |     |
| <i>Heriberto Díaz Velázquez</i> . . . . .                                     | 223 |
| 11. El futuro de la producción de combustibles<br>fósiles y los petroquímicos |     |
| <i>Heriberto Díaz Velázquez</i> . . . . .                                     | 253 |
| Sobre los autores . . . . .                                                   | 287 |

## Prólogo



DOI: [cc.443.00.01](https://doi.org/10.443/00.01)

La química es una ciencia que se encuentra presente en toda la materia que nos rodea y juega un papel fundamental en la industria petrolera, pues es la base que permite comprender la composición del petróleo y los complejos procesos de transformación del petróleo crudo en productos esenciales para nuestra vida cotidiana, desde el estudio de la composición y las propiedades de los hidrocarburos hasta los procesos de refinación y petroquímica. Los procesos químicos hacen posible aprovechar este recurso natural de manera eficiente, segura y sostenible.

Este libro, titulado *La química en la industria petrolera*, explora la relevancia de la química en todas las etapas de la cadena productiva del petróleo: desde su origen y composición hasta su procesamiento y transformación. En sus páginas, el lector encontrará cómo los principios químicos aplicados en esta industria permiten no sólo maximizar el rendimiento y la calidad de los productos derivados, sino también innovar en la creación de nuevos materiales que impactan en múltiples sectores industriales, desde los combustibles y lubricantes hasta la fabricación de plásticos y productos químicos complejos.

El libro ha sido escrito por un grupo de investigadores del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), apasionados por la química y su aprovechamiento en beneficio de la humanidad, así como por la transformación de Petróleos Mexicanos (PEMEX) en una industria más eficiente y sostenible.

Esperamos que esta obra sirva tanto a estudiantes como a profesionales del área para profundizar en el conocimiento científico aplicado a la industria petrolera, promoviendo una comprensión integral que impulse el desarrollo tecnológico y la mejora continua en éste campo estratégico para la economía global.

Con este enfoque, iniciamos un recorrido por la química, que sustenta y potencia una de las industrias más importantes, complejas y dinámicas del mundo moderno.



# 1. La composición química del petróleo

DOI: [cc.443.01](https://doi.org/10.44321/1944-6444.2019.01.0001)

RICARDO CERÓN CAMACHO\*

## Resumen

Muchos de nosotros hemos escuchado palabras complicadas, demasiado técnicas o con un lenguaje muy científico y especializado, y nunca nos detenemos a pensar qué significan o si acaso tienen que ver con nuestra vida cotidiana. Sin embargo, muchas de esas palabras tienen un gran impacto en nuestro día a día. Dos de esas palabras son “química” y “petróleo”.

Puesto que estas dos palabras definirán el rumbo de este libro, se comenzará por definir o interpretar de manera de manera clara cada una, de tal manera que las personas que lean este libro sean capaces de entender su significado, o bien, que aquel público que no sea especializado también lo entienda.

**Palabras clave:** *química, petróleo, enlace químico, carbono, hidrocarburo.*

## Introducción

### *Definiendo la química*

Si buscamos la definición de química en libros especializados, encontraremos descripciones bastante complejas. Podemos comenzar por lo más sencillo. En el diccionario, la química se define como la “ciencia que estudia la estructura, propiedades y transformaciones de los cuerpos a partir de su composición” (ASALE Y RAE, s. f.).

---

\* Doctor en Ciencias, profesor-Investigador en el Instituto Mexicano del Petróleo, México.  
ORCID: 0000-0003-2757-4963; Scopus: 12760894900; correo electrónico: rceron@imp.mx

Sin embargo, esta definición no siempre facilita la comprensión de lo que estudia realmente la química. De manera más práctica, antes de definirla conviene precisar qué entendemos por sustancias o materia: es decir, todo aquello que nos rodea en el mundo físico, como el aire, el agua, un helado, un refresco, la madera, el hielo o el gas helio en los globos. Es decir, todo lo que existe en el universo, ya sea un sólido, líquido o un gas. A eso le llamaremos sustancia (Hein, 1999).

Ahora, cada sustancia está hecha de algo y absolutamente todas las sustancias que existen (hasta nosotros mismos) estamos hechos de átomos y moléculas. Estos átomos (de una forma práctica) podemos interpretarlos como pequeñas esferas con ciertas características bien definidas; es decir, es la unidad fundamental de todas las sustancias que existen y hay diferentes tipos de átomos. Cuando agrupamos átomos del mismo tipo, se les conoce como elementos (o sustancias puras) y cuando agrupamos de diferentes tipos les llamamos compuestos (o sustancias complejas) (Huheey *et al.*, 1997). Por otra parte, cuando agrupamos átomos, se forman sustancias más complejas llamadas moléculas. Por ejemplo, para formar agua es necesario unir átomos que provienen del hidrógeno y del oxígeno gaseosos. Cada uno de estos gases está formado por átomos y, si los mezclamos de alguna manera, se produce una sustancia, como el agua, que comprende la unión de dos átomos de hidrógeno con un átomo de oxígeno. De ahí la fórmula  $H_2O$  de la molécula del agua.

Ahora sabemos que los átomos se unen para formar moléculas y, además, si unimos moléculas, esto da lugar a todas las sustancias que hay (y las nuevas por descubrir), como el vidrio, las pinturas, el plástico, los combustibles, la ropa, etcétera.

Ahora que ya sabemos de qué están hechas las cosas o sustancias que hay en el universo y la naturaleza, hay que entender cómo se unen esos átomos y moléculas. Dicho en otras palabras, cómo fabricamos nuevas sustancias o cómo transformamos las ya existentes. Para ello, debemos entender que las fuerzas que unen a los átomos y las moléculas son los enlaces químicos (Huheey *et al.*, 1997). Justo en este punto es conveniente definir la química.

Dejando de lado la definición del diccionario, podemos definir la química como la ciencia que se encarga de estudiar la transformación de las sustancias

a través de la ruptura de enlaces para formar nuevos enlaces químicos, lo cual forma sustancias nuevas. A ese proceso de romper y formar nuevos enlaces químicos le llamaremos reactividad (Huheey *et al.*, 1997).

### ***Definiendo el petróleo***

El otro concepto relevante para esta obra es el petróleo. Su importancia es tal que, sin la industria petrolera, la economía nacional y de muchos países que basan su economía en el petróleo colapsaría. Y es que su importancia radica en que produce combustibles, y materiales que son la materia prima de muchas industrias, como la farmacéutica, alimentos, plástico, fertilizantes, juguetes, pegamentos, pinturas y otras industrias que dependen del petróleo. Debido a esto, es complicado abandonar su uso (Martínez Palou y Cerón Camacho, 2023).

Ahora que ya sabemos que el petróleo es la fuente principal de muchas industrias (sobre todo la energética), es momento de contestar la pregunta ¿Qué es el petróleo? De forma sucinta, podemos decir que el petróleo es una mezcla compleja de muchas sustancias que tienen átomos de hidrógeno y carbono (de ahí viene el término hidrocarburos). Además, llega a tener otras sustancias ricas en metales pesados, azufre, oxígeno y nitrógeno, a los cuales se les denomina contaminantes.

Existen muchas teorías acerca de cómo se formó el petróleo en las profundidades de la tierra; sin embargo, una de las más aceptadas es aquella que menciona que toda la materia orgánica (plantas y animales incluidos) que existió hace miles de millones de años quedó sepultada de alguna forma en los sedimentos de suelo. Con el paso de los años, estos sedimentos se convirtieron en rocas; algunas de estas rocas tienen la característica de ser porosas y ahí se almacenó la materia orgánica. Adicionalmente, se formaron otro tipo de rocas sin poros que funcionaron como un sello de la roca porosa. Esto permitió que la materia orgánica quedara “encerrada” o “atrapada” en una especie de contenedor de rocas porosas y una pared impermeable (Biblioteca Visual del Petróleo, 2015).

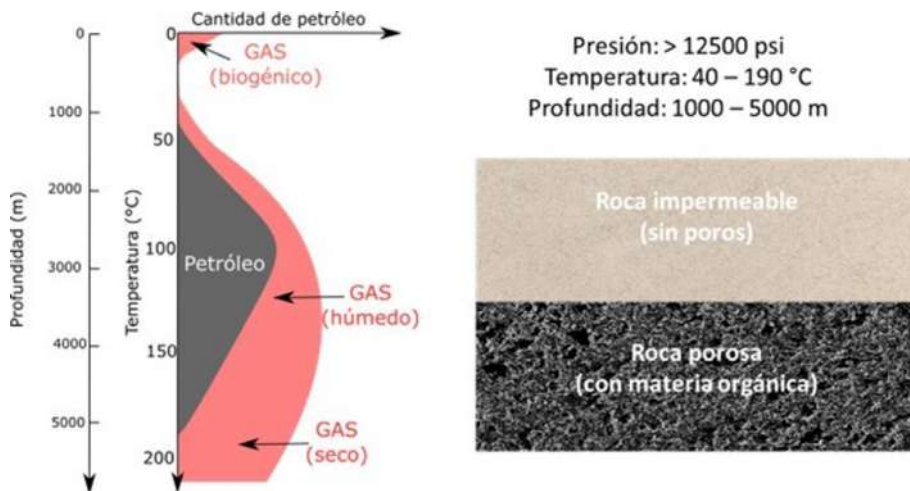
A este sistema rocoso formado por roca porosa con materia orgánica y rodeado de roca impermeable (sin poros) se le conoce como sistema petrolero. Cuando el sistema petrolero es expuesto a condiciones extremas,

características del manto terrestre, en el tiempo preciso o sincrónico, ocurre un proceso de descomposición que es catalizada por las mismas rocas. Dicho proceso ocurre a presiones mayores a 12 500 psi, temperaturas que oscilan entre 40–190 °C y profundidades que van desde los 100–1 500 metros. Si todos estos factores se sincronizan en tiempo y espacio, ocurrirá la formación de petróleo (Miller, 2006). Si alguno de estos elementos falta, no se produce petróleo. Y ésta es la explicación de porqué no hay petróleo en cualquier parte del mundo.

Hasta este punto hemos visto que el petróleo es un proceso de descomposición y justo en esta parte es donde interviene la química. Todas las sustancias orgánicas (o materia orgánica) de origen animal o vegetal están formadas por carbono (C), hidrógeno (H), oxígeno (O), nitrógeno (N), azufre (S) y fósforo (P), las cuales se conocen como CHONSP; además de otras sustancias inorgánicas como el calcio (Ca), magnesio (Mg), hierro (Fe) y sodio (Na) (Balasubramanian, 2016).

La materia orgánica, compuesta principalmente por grandes cantidades de carbono e hidrógeno, forma estructuras como las células, los aminoácidos y las proteínas en los seres vivos, así como otras sustancias como la celulosa y el almidón presentes en la vegetación. Esta materia es posteriormente descompuesta. Es decir, se rompen los enlaces químicos que unen esas sustancias originales y luego los fragmentos de dichas sustancias se agrupan entre sí, formando nuevos enlaces químicos que originan las nuevas sustancias, diferentes a las originales. Es decir, hubo una transformación de las sustancias originales en unas nuevas sustancias, y esto es lo que se conoce como una reacción química. Como en toda reacción química, se ponen en contacto dos sustancias iniciales (también conocidas como reactivos), con características bien definidas, y luego de someterlas a ciertas condiciones de temperatura, presión, tiempo, agitación, etc., se transforman en sustancias nuevas, las cuales se denominan productos. Entonces, la descomposición de dicha materia orgánica en las rocas es una serie de reacciones químicas que dan lugar a la formación del petróleo y el gas (figura 1.1).

**Figura 1.1.** Gráfico de la formación de hidrocarburos, gas o petróleo en función de la temperatura y la profundidad (izquierda). Visualización de rocas porosas y sin poros (derecha)



Fuente: elaboración propia.

## Familias de compuestos químicos en el petróleo

Como acabamos de ver, la reacción de descomposición de la materia orgánica en rocas porosas rodeadas de una roca impermeable a ciertas condiciones de temperatura y presión dan lugar a la formación, no sólo del petróleo, sino también a la formación de gas. El gas es la parte más ligera del petróleo y existen dos tipos: el gas natural, formado principalmente por metano ( $\text{CH}_4$ ) y el gas LP (licuado de petróleo), formado por una mezcla de metano ( $\text{CH}_4$ ), etano ( $\text{CH}_3\text{CH}_3$ ), propano ( $\text{CH}_3\text{CH}_2\text{CH}_3$ ) y butano ( $\text{CH}_3\text{CH}_2\text{CH}_2\text{CH}_3$ ). Estos gases son los hidrocarburos más elementales y, al ser gases, se les conoce como volátiles (Miller, 2006).

Es importante mencionar que las sustancias que componen el petróleo tienen como base principal el carbono y el hidrógeno, junto con algunos átomos (en menor cantidad) de otros elementos considerados contaminantes (O, S, N y metales). Sin embargo, es muy importante recalcar los siguientes factores que afectan la composición del petróleo (Speight, 2017):

El petróleo nunca tiene la misma composición.

El petróleo puede ser de colores.

El petróleo puede presentar propiedades diferentes.

Esto depende del tipo de roca y la materia orgánica sepultada en el subsuelo, lo cual cambia drásticamente de una región a otra. Así, su composición siempre es distinta, provocando que tenga propiedades diferentes como la densidad e incluso el color, ya que puede variar de colores desde el rojo, amarillo, café, ámbar, grisáceo y el típico negro (figura 1.2). Estas diferencias hacen que su explotación, transporte, almacenamiento, refinación e incluso su precio sea diferente y variable de una región a otra (Martínez Palou y Cerón Camacho, 2023).

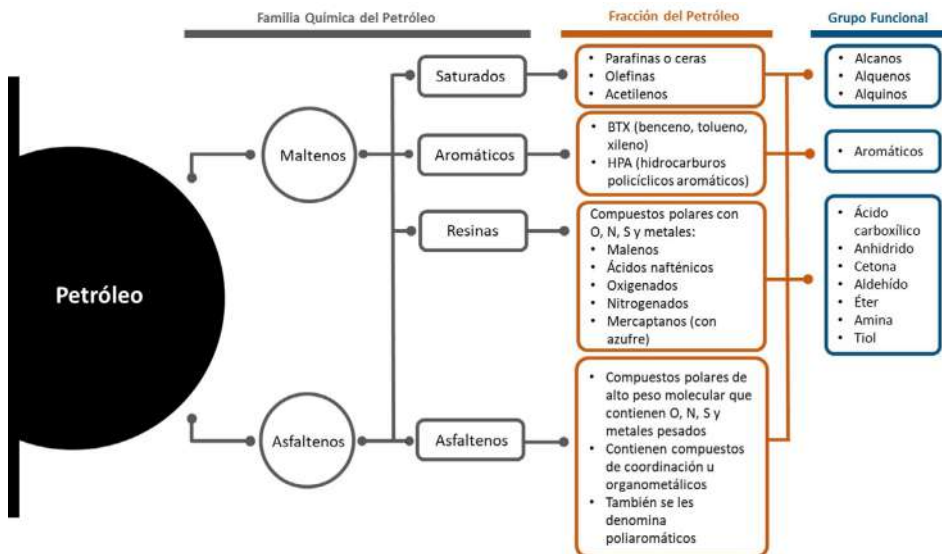
**Figura 1.2.** Muestras de petróleo de diversos orígenes. Note que a veces hay petróleo rojizo, café, amarillo y el típico negro. Esto depende de la composición química



Fuente: fotografía propia.

Por estas razones, y para tener una mejor perspectiva y conocimiento acerca del tema, la química del petróleo y su composición se suele estudiar en diferentes familias de sustancias o productos químicos. De manera general, podemos clasificar las familias químicas del petróleo y hacer una correlación con los grupos funcionales que conocemos en química orgánica (figura 1.3).

Figura 1.3. Familias químicas, fracciones y grupos funcionales dentro del petróleo



Fuente: elaboración propia.

## Alcanos o parafinas (ceras)

Los alcanos son compuestos químicos basados únicamente en cadenas de grupos hidrocarbonados, es decir, sólo contienen enlaces carbono-carbono (C-C) simples y de carácter covalente, además de enlaces carbono-hidrógeno (C-H). Se les denomina saturados porque cada átomo de carbono se enlaza a cuatro otros átomos, ya sean de carbono o de hidrógeno, formando una geometría tetraédrica alrededor de cada carbono (también conocida como hibridación  $sp^3$ ). Esta disposición geométrica confiere a la molécula una forma tridimensional con ángulos de enlace de aproximadamente  $109^\circ$ . La fórmula general para alcanos de cadena larga (o lineales) es  $C_nH_{2n+2}$ , donde  $n$  es el número de átomos de carbono (McMurry, 2012).

En la industria petrolera los alcanos también son conocidos como parafinas o ceras. Se les denomina así por su poca afinidad con otros químicos, es decir, por su poca reactividad, de ahí el término “parafina”, que proviene del latín *parum affinis*, “poca afinidad”. Por otra parte, también se

les llama “ceras” debido a sus propiedades físicas que se asemejan mucho a las ceras naturales, las cuales también son hidrocarburos de cadena larga (Miller, 2006).

Desde el punto de vista químico, los alcanos pueden clasificarse en tres tipos principales, según la disposición de sus átomos de carbono:

- Alcanos lineales (n-alcanos): los átomos de carbono están conectados en una secuencia continua de enlaces C–C sin ramificaciones. Ejemplos: metano ( $\text{CH}_4$ ), etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), propano ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ), butano ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ).
- Alcanos ramificados: la cadena principal de carbono tiene una o más cadenas laterales de carbono (grupos alquilo) unidas a ella. Ejemplos: isobutano (2-metilpropano), isopentano (2-metilbutano). Las ramificaciones aumentan la complejidad y el número de isómeros posibles.
- Cicloalcanos: los enlaces C–C forman uno o más ciclos, de los cuales, los más comunes y estables son los anillos de cinco y seis miembros. Si bien no son los únicos ciclos que se forman, también pueden existir anillos de tres o cuatro miembros (que son inestables o muy reactivos) y también pueden existir otros ciclos de siete, ocho o más (aunque son menos frecuentes). A menudo estos se estudian junto con los alcanos debido a sus propiedades químicas similares, pues comparten la característica de ser saturados. Ejemplos: ciclopropano, ciclohexano.

## Alquenos u olefinas

Los alquenos son hidrocarburos semejantes a los alcanos, con la diferencia de que poseen al menos un enlace doble carbono-carbono ( $\text{C}=\text{C}$ ). Esta característica estructural no sólo les confiere una reactividad notablemente mayor, sino que también es la razón fundamental por la que la industria petrolera les ha asignado su propia denominación: olefinas.

Químicamente, los alquenos son hidrocarburos insaturados con la fórmula general  $\text{C}_n\text{H}_{2n}$  para los alquenos de cadena abierta con un sólo doble enlace. La presencia del doble enlace implica que cada carbono involucrado tiene una hibridación  $\text{sp}^2$ , resultando en una geometría plana trigonal con ángulos de enlace cercanos a los  $120^\circ$  (Wade y Simek, 2017). Este enlace doble contiene menos hidrógenos respecto un alcano, y por eso se les llama

insaturaciones. Además, el enlace  $C=C$  es el responsable de la mayor reactividad de los alquenos en comparación con los alcanos. El enlace  $C=C$  es una región de alta densidad electrónica, lo que lo convierte en un sitio ideal para el ataque de sustancias electrófilas (deficientes de densidad electrónica), dando lugar a reacciones de adición características (Wade, s. f.).

En el contexto de la industria petrolera, el término olefinas es la denominación común para referirse a los alquenos. Este nombre tiene raíces históricas. Deriva del latín *oleum*, que significa aceite y *faciens*, que significa hacer, por lo que el término hace referencia a la capacidad de los alquenos de reaccionar con halógenos ( $Cl_2$ ,  $Br_2$ ,  $I_2$ ) para formar compuestos aceitosos. Si bien los alcanos son los componentes mayoritarios del petróleo crudo directamente extraído, los alquenos suelen encontrarse en cantidades poco significativas en el crudo virgen. Su presencia, más bien, es el resultado directo de procesos de refinación como el craqueo (cracking) térmico y catalítico (Miller, 2006).

## Alquinos o acetilenos

Los alquinos son hidrocarburos que se distinguen por la presencia de al menos un enlace triple de carbono-carbono,  $C\equiv C$ . Esta característica estructural no sólo les confiere una reactividad excepcional, sino que también es la razón por la que en la industria petrolera y química se les conoce comúnmente como acetilenos, tomando el nombre del miembro más simple y representativo de esta clase: el etino, o como es más conocido, el acetileno, cuya fórmula es  $HC\equiv CH$  (Wade y Simek, 2017).

Químicamente, los alquinos son hidrocarburos insaturados cuya fórmula general es  $C_nH_{2n-2}$  para aquellos con un sólo triple enlace de cadena abierta. Los átomos de carbono que forman el triple enlace tienen una hibridación  $sp$ , lo que resulta en una geometría lineal con un ángulo de enlace de alrededor de  $180^\circ$ . Este enlace triple hace que los alquinos sean muy reactivos y sean particularmente susceptibles a reacciones de adición con electrófilos (McMurry, 2012).

En la industria petrolera y petroquímica, el término acetilenos se utiliza para referirse a los alquinos en general, siendo el acetileno (etino) el alquino de mayor relevancia industrial. A diferencia de los alcanos y los alquenos, los

alquinos no se encuentran en cantidades significativas en el petróleo crudo extraído directamente. Su presencia en la industria es principalmente el resultado de procesos de síntesis química a partir de otras fuentes de hidrocarburos, o como subproductos específicos de ciertos procesos de craqueo a muy alta temperatura, como el craqueo con vapor, donde se busca maximizar la producción de etileno y propileno (Speight, 2020).

Particularmente el acetileno se produce mediante el craqueo térmico de hidrocarburos como el metano (gas natural) a temperaturas extremadamente altas (más de 1 200 °C), o a partir de carburo de calcio y agua. Es un gas incoloro, altamente inflamable, y conocido por sus aplicaciones en la soldadura y el corte de metales (oxiacetilénica) debido a la altísima temperatura de su llama.

Más allá de su uso como combustible en soldadura, el acetileno es una materia prima petroquímica crucial. Históricamente, fue la base para la síntesis de una amplia gama de productos orgánicos, incluyendo el cloruro de vinilo (precursor del policloruro de vinilo, PVC), el acetaldehído, el ácido acético y diversas macromoléculas. Aunque en la actualidad muchas de estas rutas de síntesis han sido superadas por procesos más económicos basados en etileno y propileno, el acetileno sigue siendo vital para la fabricación de otros productos químicos (Speight, 2020).

## Aromáticos

El término “aromático” proviene de la fragancia característica que presentaban los primeros compuestos de este tipo que fueron descubiertos. Los hidrocarburos aromáticos son una clase de hidrocarburos que tiene semejanzas con los alcanos cíclicos y los alquenos. Es decir, cuando se tiene un alqueno conjugado (enlace doble C=C con un enlace sencillo C-C) y este se cicla, se da una estructura ciclada conjugada, el ejemplo típico es el benceno (McMurry, 2012). Su verdadera importancia radica en una estructura molecular única que les confiere una estabilidad excepcional y propiedades químicas distintivas, haciéndolos componentes valiosos en la composición del petróleo crudo y como precursores de una vasta gama de productos industriales, particularmente como disolventes.

La característica definitoria de un compuesto aromático es la presencia de uno o más anillos de benceno o estructuras similares que exhiben aromaticidad. El benceno ( $C_6H_6$ ) es el miembro más simple y emblemático. Su estructura es un anillo hexagonal plano de seis átomos de carbono, donde cada carbono está unido a un átomo de hidrógeno y comparte electrones de forma deslocalizada alrededor del anillo. Esta deslocalización, explicada por la regla de Hückel (un anillo plano y cíclico con  $4n+2$  electrones  $\pi$ ), confiere al benceno y a sus derivados una estabilidad termodinámica mucho mayor de lo que cabría esperar de un compuesto con dobles enlaces conjugados. A diferencia de los alquenos, los aromáticos no suelen someterse a reacciones de adición fácilmente; en su lugar, prefieren reacciones de sustitución electrófila aromática, donde se mantiene la integridad del anillo y, por ende, su aromaticidad (Wade y Simek, 2017).

En la industria petrolera, los hidrocarburos aromáticos son componentes naturales del petróleo crudo, aunque su proporción varía significativamente según el origen del yacimiento. Los crudos más pesados y de menor calidad suelen tener una mayor proporción de aromáticos complejos y poliaromáticos, mientras que los crudos ligeros son más ricos en alcanos y naftenos. La presencia de aromáticos en el crudo influye en sus propiedades físicas, como la densidad y la viscosidad, y puede presentar desafíos en el procesamiento debido a su tendencia a formar coque a altas temperaturas (Speight, 2017). Sin embargo, el verdadero valor de los aromáticos para la industria petrolera reside en su producción controlada y su subsecuente transformación. Los procesos de reformado catalítico son la piedra angular de la producción de aromáticos en la refinería. Aquí, las naftas (una fracción de petróleo que contiene alcanos y naftenos de 6 a 12 carbonos) se someten a altas temperaturas y presiones en presencia de catalizadores metálicos (a menudo platino y renio). Bajo estas condiciones, los alcanos se ciclizan y deshidrogenan, y los naftenos se deshidrogenan directamente para formar benceno, tolueno y xilenos (a la mezcla de los tres disolventes se le conoce como BTX). Estos tres compuestos, conocidos colectivamente como el “tren de aromáticos”, son de inmenso valor (Hein, 1999).

El BTX se extrae de la corriente de reformado y se purifica para su uso como materia prima petroquímica. El benceno es esencial para la producción de estireno (poliestireno), fenol (resinas), ciclohexano (nailon) y

anilina. Además de su rol como materias primas, los aromáticos también son componentes clave en la formulación de gasolinas de alto octanaje. Su estructura anular le confiere una excelente resistencia a la autoignición (golpeteo del motor), lo que mejora la eficiencia y el rendimiento de los motores de combustión interna. Por lo tanto, los procesos de reformado no sólo producen valiosas materias primas petroquímicas, sino que también contribuyen directamente a la calidad del combustible (Miller, 2006).

### Ácidos nafténicos

En la industria petrolera, no todos los componentes del crudo son hidrocarburos deseables. Los ácidos nafténicos son un grupo de compuestos orgánicos ácidos que, aunque minoritarios, poseen una gran importancia, ya que a menudo representan un problema. Pertenecen a la categoría de los ácidos orgánicos y se caracterizan por poseer una o más estructuras cíclicas (nafténicas) saturadas unidas a una cadena lateral que contiene un grupo carboxilo ( $-\text{COOH}$ ). Su fórmula general suele ser  $\text{RCOOH}$ , donde R representa un grupo cicloparafínico o alquil-cicloparafínico (Speight, 2020).

La presencia de ácidos nafténicos en el petróleo crudo es variable, pero se estima que está presente en casi todos los crudos, con concentraciones que van desde niveles traza hasta el 4-8% en peso en algunos pesados (Speight, 2020). El principal desafío asociado a los ácidos nafténicos en la industria petrolera es su corrosividad. A temperaturas elevadas (generalmente por encima de los  $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), que son comunes en las unidades de destilación atmosférica y al vacío, los ácidos nafténicos se vuelven altamente corrosivos para los equipos metálicos, especialmente aquellos fabricados con acero al carbono y aceros de baja aleación. Estos reaccionan con el metal para formar sales metálicas solubles en aceite, dañando tuberías, intercambiadores de calor, columnas de destilación y hornos. Ésta corrosión nafténica (NAC, por sus siglas en inglés) es un problema costoso que requiere materiales de construcción más resistentes (como aceros inoxidables de alta aleación), la inyección de inhibidores de corrosión o el uso de aditivos neutralizantes (Speight, 2014).

Además de la corrosión, los ácidos nafténicos pueden causar otros problemas operativos. Contribuyen a la formación de emulsiones estables

de agua en aceite, dificultando la separación del agua de producción y afectando la calidad del crudo. También pueden aumentar la tendencia a la formación de espumas en las unidades de refinación y contribuir al envenenamiento de catalizadores en procesos posteriores como la hidrodesulfuración (Miller, 2006).

Los ácidos nafténicos representan un desafío costoso en términos de corrosión y operaciones de refinación. Su singularidad química también los convierte en precursores de productos especializados, transformando un problema en una fuente de valor añadido. La investigación continua se centra en la mitigación efectiva de la corrosión y en el desarrollo de métodos más eficientes para su extracción y valorización, buscando maximizar el provecho de cada gota de petróleo.

### **Tioles o mercaptanos**

Los tioles, también conocidos como mercaptanos, son compuestos orgánicos que contienen un grupo funcional sulfhidrilo ( $-SH$ ), es decir, un átomo de azufre unido a uno de hidrógeno. Son análogos sulfurados de los alcoholes. En el petróleo, se encuentran de forma natural, formándose durante la descomposición y reducción de materia orgánica en ambientes marinos, que es un proceso clave en la generación del crudo (Miller, 2006).

La presencia de mercaptanos en el petróleo crudo y sus derivados es un tema de gran relevancia en la industria, principalmente por sus características distintivas y los desafíos que representan. Una de sus propiedades más notorias es su olor penetrante y desagradable, incluso en concentraciones muy bajas, similar al huevo podrido. Esta particularidad, aunque molesta, es aprovechada industrialmente para dar olor al gas doméstico y poder detectar fugas.

En la refinación del petróleo, los mercaptanos son considerados impurezas indeseables. Su presencia puede causar corrosión en los equipos de procesamiento y deteriorar la calidad de los productos finales, afectando el octanaje de las gasolinas o las especificaciones de otros combustibles. Por esta razón, existen los procesos de hidrodesulfuración (HDS).

Además, los tioles se emplean en la síntesis química para la producción de plásticos, pesticidas, aditivos en combustibles de aviación, lubricantes, productos farmacéuticos, colorantes y detergentes. También se utilizan como modificadores de polimerización y en la extracción de metales. Su versatilidad y reactividad, a pesar de su reputación por el olor, los hacen valiosos en diversas ramas de la industria química (Speight, 2017).

## Nitrogenados y oxigenados

El petróleo también contiene una fracción significativa de compuestos que incluyen heteroátomos, como nitrógeno y oxígeno. Estos derivados, aunque en menor proporción, son cruciales por su impacto en el procesamiento del petróleo y la calidad de los productos finales.

Los derivados nitrogenados en el petróleo suelen representar entre 0.1% y 2% en peso. Se presentan en diversas formas, incluyendo compuestos heterocíclicos como pirrol, piridina, quinolina, indol y carbazol, que son los más abundantes y estables. También pueden encontrarse, en menor medida, compuestos no heterocíclicos como aminas alifáticas y nitrilos. La presencia de nitrógeno es problemática en la refinación, ya que muchos de estos compuestos son venenos catalíticos, es decir, desactivan los catalizadores utilizados en procesos clave, como el craqueo catalítico. Por lo tanto, aquí cobra relevancia el proceso para remover el nitrógeno en la parte de refinación: la hidrodesnitrogenación (Miller, 2006).

Por su parte, los derivados oxigenados en el petróleo crudo suelen estar presentes en proporciones que varían del 0.1% al 1.5% en peso. Estos compuestos incluyen una amplia gama de estructuras químicas. Los más comunes son los ácidos carboxílicos, especialmente los ácidos nafténicos (ácidos orgánicos de cadena cíclica), que pueden causar una severa corrosión en equipos de refinación a altas temperaturas. Otros compuestos oxigenados importantes son los fenoles, éteres, alcoholes, aldehídos y cetonas. Aunque en menor medida, la presencia de oxígeno puede influir en la estabilidad oxidativa del combustible, contribuyendo a la formación de gomas y sedimentos. En algunos casos, se añaden intencionalmente compuestos oxigenados como éteres (por ejemplo, MTBE) o alcoholes (etanol) a las gasolinas para

mejorar el octanaje y reducir las emisiones contaminantes, actuando como “oxigenantes” (Speight, 2020).

La eliminación de estos derivados oxigenados es un desafío importante en la industria petrolera. De aquí que también exista el proceso de hidrodesoxigenación (HDO), que es esencial para reducir su contenido y garantizar la calidad y el rendimiento de los productos refinados, minimizando, al mismo tiempo, los problemas de corrosión y el envenenamiento de catalizadores.

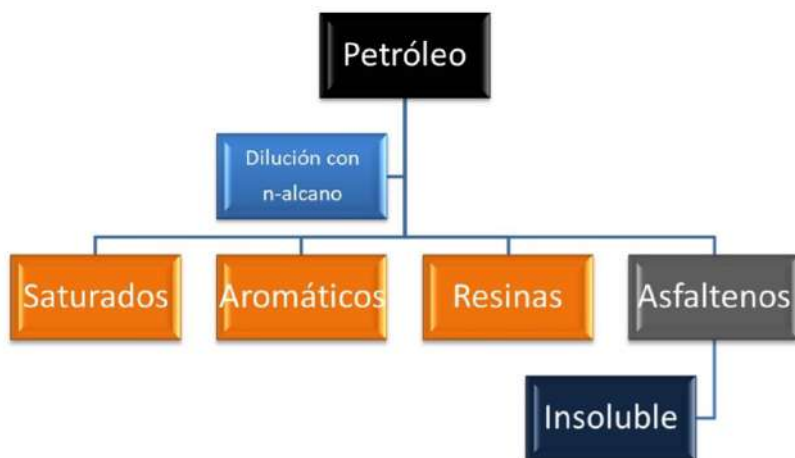
## SARA

El acrónimo SARA es un descriptivo de la composición del petróleo y se refiere a los saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos. Es un análisis empleado en la industria petrolera para caracterizar la composición de los crudos y predecir su comportamiento durante la producción, transporte y refinación (Biblioteca Visual del Petróleo, 2015; Martínez Palou y Cerón Camacho, 2023; Miller, 2006).

- 1) Saturados (S): son hidrocarburos tipo alcanos (cadenas abiertas o cíclicas) que no contienen dobles ni triples enlaces carbono-carbono. Son los componentes menos polares y más ligeros, con baja densidad y viscosidad. Su predominio en un crudo indica una buena calidad y viscosidad baja.
- 2) Aromáticos (A): compuestos que contienen anillos bencénicos. Son más polares que los saturados, aunque contribuyen al poder calorífico. Aquí entran los aromáticos que revisamos anteriormente.
- 3) Resinas (R): son moléculas más grandes, polares y, a veces, de carácter polimérico, con heteroátomos (nitrógeno, oxígeno, azufre) y metales. Actúan como dispersantes para los asfaltenos, manteniéndolos en solución. Su presencia es crucial para la estabilidad de los crudos pesados.
- 4) Asfaltenos (A): son la fracción más pesada y polar del petróleo. Son macromoléculas complejas que contienen altos porcentajes de heteroátomos y metales. Una de sus características es que son poliaromáticos (varios anillos de benceno fusionados). Son insolubles en n-heptano o fracciones ligeras, lo que provoca que precipiten. Esto es un problema grave en la industria, ya que causa taponamientos en tuberías y equipos, lo que afecta la producción y el refinado. Además, provee viscosidades altas.

El análisis SARA permite predecir la calidad del crudo, ya que un mayor contenido de asfaltenos representa un crudo viscoso y con muchos contaminantes. A un crudo con alto contenido de saturados se le denomina ligero y es de carácter parafínico. O bien, si tiene un alto contenido de resinas, se le denomina crudo resinoso (figura 1.4).

**Figura 1.4.** Representación de la composición SARA del petróleo



Fuente: elaboración propia.

### Maltenos, resinas y asfaltenos: la complejidad del petróleo

Más allá de que los hidrocarburos ligeros son la base de muchos combustibles, el petróleo crudo contiene una fracción compleja y pesada que son las resinas y asfaltenos. Por otra parte, en el SARA, hay una subclasificación que son los maltenos. Es decir, los maltenos son la fracción soluble cuando se le agrega n-alcano al crudo y en esta categoría están los saturados, los aromáticos y las resinas. Por otra parte, la fracción insoluble son los asfaltenos; sin embargo, las resinas y los asfaltenos representan la parte más densa y compleja del crudo, con unas estructuras químicas complejas. Dichas estructuras impactan directamente en las propiedades físicas del petróleo y su posterior procesamiento en la refinería (Martínez Palou y Cerón Camacho, 2023).

Los maltenos es un término colectivo que se refiere a la fracción del petróleo crudo que es soluble en n-alcános. Esencialmente, cuando se precipitan los asfaltenos de un crudo, al material restante se le denomina maltenos. Esta fracción es una mezcla compleja de saturados (alcános y cicloalcános) y aromáticos de menor peso molecular, junto con las resinas. Los maltenos son los principales contribuyentes a la fluidez y la baja viscosidad del crudo (Miller, 2006).

Las resinas, por otro lado, son compuestos polares, pero menos condensados que los asfaltenos, y son solubles en n-alcános. Se consideran como surfactantes naturales del petróleo, actuando como estabilizadores de los asfaltenos en el crudo, impidiendo su floculación y precipitación. Estructuralmente, las resinas son moléculas más pequeñas y menos aromáticas que los asfaltenos, con una mayor proporción de grupos funcionales polares (oxígeno, nitrógeno, azufre) y cadenas alifáticas más largas, a veces de carácter polimérico de bajo peso molecular. Su papel es crucial en la reología del crudo, pues influyen en la viscosidad y la fluidez.

Los asfaltenos son la fracción más pesada y polar del petróleo crudo; son insolubles en n-alcános ligeros (como n-pentano o n-heptano), pero solubles en tolueno o benceno. Químicamente, no son una clase de compuestos con una fórmula molecular compleja, son una mezcla heterogénea de macromoléculas policíclicas condensadas. De forma general, se les describe como “asfaltenos de tipo islas” de anillos aromáticos y nafténicos altamente fusionados que contienen heteroátomos como azufre, nitrógeno, oxígeno, y metales (vanadio, níquel) intercalados. Si estas islas están conectadas por cadenas alifáticas, se les denomina “asfaltenos tipo archipiélago”. Además, forman agregados supramoleculares a través de interacciones  $\pi$ - $\pi$ , puentes de hidrógeno y fuerzas de van der Waals. Los asfaltenos son responsables de la alta viscosidad del crudo pesado y pueden causar graves problemas de deposición en tuberías y equipos de procesamiento, lo que conlleva pérdidas de producción y bloqueos (Ramírez-Pérez *et al.*, 2016).

La importancia de estos componentes en la industria petrolera es múltiple. Primero, influyen directamente en la calidad y el valor del crudo. Un alto contenido de asfaltenos y resinas suele indicar un crudo más pesado y de menor valor comercial, que requerirá procesos de refinación más intensivos

y costosos para convertirlo en productos ligeros. Segundo, afectan drásticamente la operatividad. Los asfaltenos son notoriamente problemáticos, causando incrustaciones y bloqueos en pozos, tuberías y equipos de superficie y refinería. Comprender su comportamiento de fase es crucial para evitar costosas interrupciones.

Gravedad API y viscosidad

La gravedad API (American Petroleum Institute) y la viscosidad son dos propiedades críticas en la industria petrolera. Éstas determinan, en gran medida, el valor comercial, la facilidad de transporte, almacenamiento y refinación del crudo (Biblioteca Visual del Petróleo, 2015; Miller, 2006). La gravedad API es una medida de la densidad relativa del petróleo crudo o de un producto derivado con respecto al agua a una temperatura estándar (generalmente 60 °F o 15.6 °C). Se expresa como gravedad API y es adimensional. Un valor de 10 API equivale a la densidad del agua. Cuanto mayor es la gravedad API del petróleo, es más ligero y menos denso. Los crudos con alta gravedad API (superiores a 31.1°API) son considerados “ligeros”, mientras que aquellos con valores menores a 22.3°API son “pesados” o “extrapesados” (ver tabla 1.1).

Tabla 1.1. Relación entre la gravedad específica, gravedadt y el tipo de crudo

| Crudo        | Gravedad específica | Gravedad API |
|--------------|---------------------|--------------|
| Súper ligero | 0.800               | 45.4         |
|              | 0.825               | 40.0         |
|              | 0.850               | 35.0         |
|              | 0.87                | 31.1         |
| Ligero       | 0.875               | 30.2         |
|              | 0.900               | 25.7         |
|              | 0.920               | 22.3         |
| Pesado       | 0.925               | 21.5         |
|              | 0.950               | 17.4         |
|              | 0.975               | 13.6         |
|              | 1.000               | 10           |
| Extra pesado | 1.025               | 6.6          |
|              | 1.050               | 3.3          |

Fuente: elaboración propia.

Los crudos ligeros son más valiosos porque producen un mayor número de productos de alto valor, como gasolina y diésel, y requieren menos energía para su refinación.

Por otra parte, la viscosidad es la resistencia de un fluido a fluir. En el petróleo, esta propiedad es crucial para su bombeo, transporte y procesamiento. Un crudo de alta viscosidad, o “más espeso”, es más difícil de mover a través de tuberías y requiere más energía. Esto a menudo se resuelve con calentamiento para reducir su resistencia. La viscosidad del petróleo depende fuertemente de la temperatura, la presión y la composición del crudo (su gravedad API). Ambas propiedades son fundamentales para la evaluación de yacimientos, el diseño de sistemas de producción y el monitoreo de la calidad del producto final (Ramírez-Pérez *et al.*, 2016).

## **El agua y las salmueras en la industria del petróleo**

El agua desempeña un papel relevante en la industria petrolera, presentándose en diversas formas y con implicaciones que van desde la facilitación de operaciones hasta la generación de complejos desafíos operativos, ambientales y económicos (Sheng, 2015). Su presencia es inherente a casi todas las etapas, desde la exploración hasta la refinación, y comprender sus tipos y características es crucial para la eficiencia y la sostenibilidad del sector (Miller, 2006).

El tipo más abundante y significativo es el agua de formación, también conocida como agua connata o de yacimiento. Esta agua se encuentra naturalmente atrapada dentro de los poros y espacios de las rocas subterráneas que contienen petróleo y gas (The SLB | Energy Glossary, s. f.). Es un residuo de la deposición sedimentaria original o de la intrusión marina antigua y, por lo tanto, su composición es extremadamente variada. Típicamente, el agua de formación tiene altas concentraciones de cloruros de sodio, calcio y magnesio, y puede contener otros iones, como sulfatos, carbonatos, bario y estroncio, además de gases disueltos como  $H_2S$  y  $CO_2$ , y, en ocasiones, trazas de metales pesados y elementos radiactivos. Su manejo es crítico, ya que su producción, junto con el petróleo y el gas, puede ser voluminosa, superando a menudo el volumen de hidrocarburos

extraídos, lo que requiere procesos costosos de separación, tratamiento y disposición (Cisneros-Dévora *et al.*, 2019; Sheng, 2015).

Como hemos visto, la extracción de hidrocarburos no es un proceso aislado. En la mayoría de los yacimientos, el petróleo y el gas están intrínsecamente asociados con agua y sales. Esta agua es el fluido original que ocupaba los poros de la roca antes de la migración y la acumulación de los hidrocarburos.

Las propiedades químicas del agua de formación son altamente variables y dependen de múltiples factores, incluyendo la geología del yacimiento, la interacción con la roca, la temperatura, la presión y la historia de migración de fluidos. A diferencia del agua dulce o de mar, el agua de formación es típicamente una salmuera. Su pH puede variar ampliamente, desde ser ligeramente ácido hasta alcalino, influenciado también por la presencia de ácidos orgánicos como los ácidos nafténicos. La densidad y la viscosidad del agua de formación también son mayores que las del agua dulce debido a su alta salinidad, lo que afecta su movilidad dentro del yacimiento y su separación de los hidrocarburos.

El perfil de sales disueltas es una característica distintiva del agua de formación. Los iones predominantes pueden llegar a tener salinidades del orden de 400 000 ppm, como NaCl, y durezas del orden de 180 000 ppm, como  $\text{CaCO}_3$ . Las sales pueden precipitar y formar incrustaciones inorgánicas en los poros de la roca, en las tuberías y equipos de superficie que son notoriamente difíciles de remover y causan pérdidas de producción y daños a la infraestructura (Parra *et al.*, 2023).

El agua de formación es un desafío operativo y económico significativo. A medida que un yacimiento madura, la producción de agua tiende a aumentar, superando a menudo la de hidrocarburos. Incluso representa nuevos retos como la formación de emulsiones, lo cual ocasiona otros problemas operativos, como la separación del agua de los hidrocarburos en superficie, que requiere más equipos y mayor energía.

## Conclusión

Como se puede apreciar, para hablar de química y petróleo, no sólo basta con saber de química orgánica y grupos funcionales. También es necesario

conocer un poco de química inorgánica, por la parte de las sales, compuestos de coordinación y metales involucrados. Aun así, conceptos como el SARA, la gravedad API, y las familias químicas del petróleo pueden aportar un panorama general y aproximado de las características fisicoquímicas de ese material. Sin embargo, existen otros conceptos como la química de superficies, la fisicoquímica de superficies, la catálisis y productos químicos, que serán abordados a lo largo de este libro.

## Referencias

- ASALE, R., y RAE. (s. f.). Químico, química | Diccionario de la lengua española. «Diccionario de la lengua española» - Edición del Tricentenario. Recuperado 20 de enero de 2025, de <https://dle.rae.es/químico>
- Balasubramanian, A. (2016). Chemical Elements in Life—Part 1. Biblioteca Visual del Petróleo (Segunda). (2015). Instituto Mexicano del Petróleo.
- Cisneros-Dévora, R., Cerón-Camacho, R., Soto-Castruita, E., Pérez-Alvarez, M., Ramírez-Pérez, J. F., Oviedo-Roa, R., Servín-Nájera, A. G., Buenrostro-Gonzalez, E., Martínez-Magadán, J. M., y Zamudio-Rivera, L. S. (2019). A theoretical study of crude oil emulsions stability due to supramolecular assemblies. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 567, 121-127. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2019.01.045>
- Hein, M. (1999). Fundamentos de Química. EUNED.
- Huheey, J. E., Keiter, E. A., y Keiter, R. L. (1997). Química inorgánica: Principios de estructura y reactividad. Alfaomega.
- Martínez Palou, R., y Cerón Camacho, R. (2023). Entendiendo la Industria Petrolera (1.a ed.). Amazon.
- McMurry, J. (2012). Química Orgánica (8a. edición). Cengage Learning Editores.
- Miller, J. (2006). The Chemistry and Technology of Petroleum. Taylor & Francis Group.
- Parra, J. E., Rosales-Arias, F., Jiménez De La Cruz, G., Ramírez-Pérez, J. F., Pérez-Alvarez, M., Oviedo-Roa, R., Martínez-Magadán, J. M., Cerón-Camacho, R., Soto-Castruita, E., Servín-Nájera, A. G., Cisneros Dévora, R., y Zamudio-Rivera, L. S. (2023). Development and Application of New Multifunctional Foaming Agents to Enhance Production in Oil Wells. *SPE Journal*, 28(06), 3358-3376. <https://doi.org/10.2118/201603-PA>
- Ramírez-Pérez, J., Cisneros-Dévora, R., Cerón Camacho, R., y Zamudio-Rivera, L. S. (2016). Impacto de la química supramolecular en la recuperación adicional de hidrocarburos. 1, 29-39.
- Sheng, J. J. (2015). Status of surfactant EOR technology. *Petroleum*, 1(2), 97-105. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2015.07.003>
- Speight, J. G. (2014). Chapter 3—Corrosion by High Acid Crude Oil. En J. G. Speight (Ed.), *High Acid Crudes* (pp. 57-75). Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-800630-6.00003-4>

- Speight, J. G. (2017). Industrial Organic Chemistry. En Environmental Organic Chemistry for Engineers (pp. 87-151). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-804492-6.00003-4>
- Speight, J. G. (2020). Chapter 12—Petrochemicals. En J. G. Speight (Ed.), Handbook of Industrial Hydrocarbon Processes (Second Edition) (pp. 511-552). Gulf ProTional Publishing. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-809923-0.00012-6>
- The SLB Energy Glossary | Energy Glossary. (s. f.). Recuperado 4 de julio de 2025, de <https://glossary.slb.com/>
- Wade, L. G. (s. f.). Química Orgánica (2017.a ed., Vol. 2). Pearson.
- Wade, L. G., y Simek, J. W. (2017). Química Orgánica (Vol. 1). Pearson.

## 2. Productos químicos verdes y regulaciones ambientales



DOI: [cc.443.02](https://doi.org/10.4433/02)

SILVIA CASTILLO ACOSTA\*

### Resumen

En las últimas décadas, la industria del petróleo y el gas ha venido experimentado una transformación debido a regulaciones ambientales cada vez más estrictas y la también creciente concientización de la química verde, a fin de reducir o eliminar los riesgos ambientales. En la literatura científica reciente se documenta la investigación y el desarrollo de productos químicos verdes, como surfactantes biodegradables, inhibidores de corrosión de baja toxicidad y aditivos diseñados bajo criterios de degradabilidad y menor persistencia en el medio ambiente. Se han incrementado las menciones del uso de disolventes eutéctico profundos, el uso de materias primas de origen natural y otros compuestos químicos menos contaminantes, aplicables a operaciones en aguas arriba, aguas abajo y el transporte/almacenamiento en esta industria. Paralelamente, los acuerdos regulatorios internacionales, así como las normativas y los lineamientos nacionales, han impulsado los esquemas que restringen el uso de sustancias peligrosas, controlan emisiones y promueven la sustitución de químicos convencionales por alternativas menos contaminantes. Así, estos avances influyen en los productos químicos utilizados, promoviendo que el desempeño técnico de estos sea acompañado por conceptos de sostenibilidad en la actividad de investigación y el desarrollo responsable.

---

\* Doctora en Ciencias. Investigador en el Instituto Mexicano del Petróleo, México. ORCID: 0000-0003-0771-9758; Scopus: 57219962794; correo electrónico: scastil@imp.mx

**Palabras clave:** *química verde, productos químicos verdes, regulación ambiental, objetivos de desarrollo sostenible.*

## Introducción

La industria del petróleo y el gas sigue desempeñando un papel clave en el suministro energético global y en la provisión de materias primas para la industria química, petroquímica y de materiales. Las actividades de esta industria están históricamente asociadas con un impacto ambiental significativo, incluyendo emisiones de gases de efecto invernadero, la generación de residuos peligrosos, descargas de aguas contaminadas y la liberación de sustancias químicas persistentes y tóxicas (Speight, 2014). Estas repercusiones han colocado al sector bajo un creciente escrutinio regulatorio y social, lo que ha impulsado una reevaluación profunda del papel de la química en todas las etapas de la cadena de valor petrolera.

En este contexto, la química verde ha emergido como un marco científico y tecnológico clave para transformar el diseño y uso de productos químicos en la industria del petróleo y el gas. La química verde se basa en 12 principios que consideran la prevención de residuos, el diseño de sustancias menos tóxicas, la eficiencia en el uso de los recursos y la degradabilidad ambiental. La química verde ofrece herramientas para reducir los riesgos asociados sin comprometer el desempeño técnico de los procesos industriales (Anastas y Eghbali, 2009). Por ejemplo, recientemente se han reportado estudios enfocados en surfactantes de origen renovable, inhibidores de corrosión menos contaminantes, fluidos de perforación con menor huella ecotóxica y aditivos funcionales diseñados para minimizar la bioacumulación y persistencia ambiental (Sharma *et al.*, 2024), así como productos químicos que no sólo se reportan con buena funcionalidad operativa, sino también mediante análisis de su ciclo de vida, métricas de toxicidad, degradabilidad y alineación con los objetivos climáticos y de sostenibilidad corporativa (Sheldon, 2012).

En cuanto a las regulaciones ambientales, se han incrementado también instrumentos normativos, como el reglamento REACH en la Unión Europea, las directivas sobre emisiones industriales, las restricciones progresivas a

sustancias per- y poli fluoro alquiladas (PFAS) y las políticas de control de emisiones de metano, los cuales han redefinido los requisitos para el uso de productos químicos en actividades petroleras (European Chemicals Agency [ECHA], 2023; U.S. EPA, 2022). Estas regulaciones no sólo buscan mitigar el impacto ambiental, sino que también actúan como motores de innovación, incentivando el desarrollo y la adopción de alternativas químicas más seguras y sostenibles (Geissdoerfer *et al.*, 2017).

## Los 12 principios de la química verde

En la tabla 2.1 se describen los 12 principios de la química verde (Anastas y Warner, 2000), los cuales están redefiniendo el papel de investigadores y profesionales, posicionándolos como actores clave en la transición hacia modelos productivos más responsables con el medio ambiente. Estos principios promueven el desarrollo de productos y procesos químicos que reducen la contaminación de suelos y agua, contribuyen a la economía circular y disminuyen los riesgos para la salud humana.

**Tabla 2.1.** *Los 12 principios de la química verde*

| No. | Descripción                                                                                                                                                                                                                                                                                                                            |
|-----|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1   | Prevenir el desperdicio: diseñar síntesis químicas que eviten el desperdicio. No dejar residuos que tratar ni limpiar.                                                                                                                                                                                                                 |
| 2   | Maximizar la economía atómica: diseñar síntesis de forma que el producto final contenga la máxima proporción de los materiales de partida. Desperdiciar pocos átomos o ninguno.                                                                                                                                                        |
| 3   | Diseñar síntesis químicas menos peligrosas: diseñar síntesis para utilizar y generar sustancias con poca o ninguna toxicidad para los seres humanos y el medio ambiente.                                                                                                                                                               |
| 4   | Diseñar productos químicos y químicos más seguros: diseñar productos químicos que sean totalmente eficaces y, al mismo tiempo, tengan poca o ninguna toxicidad.                                                                                                                                                                        |
| 5   | Utilizar disolventes y condiciones de reacción más seguros: evitar el uso de disolventes, agentes de separación u otros productos químicos auxiliares. Si es necesario utilizar estos productos químicos, utilizar los más seguros.                                                                                                    |
| 6   | Aumentar la eficiencia energética: realizar reacciones químicas a temperatura y presión ambiente siempre que sea posible.                                                                                                                                                                                                              |
| 7   | Utilizar materias primas renovables: utilizar materias primas renovables en lugar de agotables. Las materias primas renovables suelen provenir de productos agrícolas (biomasa) o residuos de otros procesos; las materias primas agotables suelen ser combustibles fósiles (petróleo, gas natural o carbón) o de operaciones mineras. |

|    |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
|----|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 8  | Evitar los derivados químicos: evitar, en la medida de lo posible, el uso de grupos bloqueantes o protectores, así como cualquier modificación temporal. Los derivados utilizan reactivos adicionales y generan residuos.                                                                                                                     |
| 9  | Utilizar catalizadores, no reactivos estequiométricos: minimizar los residuos mediante reacciones catalíticas. Los catalizadores son eficaces en pequeñas cantidades y pueden llevar a cabo una misma reacción muchas veces. Son preferibles a los reactivos estequiométricos que se utilizan en exceso y sólo realizan una reacción una vez. |
| 10 | Diseñar productos químicos y productos que se degraden tras su uso: diseñar productos químicos que se descompongan en sustancias inocuas tras su uso, de modo que no se acumulen en el medio ambiente.                                                                                                                                        |
| 11 | Análisis en tiempo real para prevenir la contaminación: incluir monitoreo y control en tiempo real durante las síntesis para minimizar o eliminar la formación de subproductos.                                                                                                                                                               |
| 12 | Minimizar el riesgo de accidentes: diseñar las sustancias químicas y sus formas físicas (sólidas, líquidas o gaseosas) para minimizar el riesgo de accidentes químicos, incluyendo explosiones, incendios y liberaciones al medio ambiente.                                                                                                   |

Fuente: elaboración propia.

Para la evaluación de estos principios, se han propuesto una serie de métricas en términos de residuos, consumo energético y eficiencia química, con el fin de medir objetivamente su contribución para reducir el impacto negativo al ambiente (Constable *et al.*, 2001).

## Productos químicos verdes

Los productos químicos verdes son aquellas sustancias diseñadas para minimizar o eliminar el impacto negativo en el medio ambiente causado por el uso y la generación de residuos peligrosos a lo largo de su ciclo de vida. Paul Anastas y John Wagner (2010) proponen el concepto de química verde, que inicia una filosofía con aplicación a todas las áreas de la química. Esta filosofía se basa en 12 principios, los cuales pueden servir como referencia para evaluar sustancias y procesos existentes según su grado de cumplimiento, y así determinar qué tan “verdes” pueden considerarse. (Anastas y Eghbali, 2010).

Un producto y un proceso químico se pueden diseñar y desarrollar conforme a estos 12 principios de la química verde para incorporarse en la industria petrolera desde su origen con sustancias y procesos sustentables. Minimizar, prevenir o eliminar los riesgos de contaminación es distinto de tratar o remediar la contaminación ya generada, ya que implica la

implementación de acciones preventivas que evitan procesos complejos, riesgos adicionales y costos elevados.

En la industria del petróleo y el gas, existen varios casos de éxito respecto al uso de productos químicos verdes, procesos o prácticas de química sostenible, los cuales buscan reducir el impacto ambiental y mejorar la eficiencia de los procesos.

Los disolventes eutécticos profundos (DES, por sus siglas en inglés) son considerados productos verdes porque se formulan a partir de materias primas de origen natural provenientes de plantas, animales y microorganismos, con lo que se reduce la dependencia de solventes orgánicos altamente tóxicos y dañinos para el medio ambiente. Los DES son de preparación simple, biodegradables, seguros, de baja volatilidad y baja toxicidad, versátiles en una amplia gama de aplicaciones y amigables con el medio ambiente (Abbott *et al.*, 2003). Los DES también han reportado buenos resultados como catalizadores (Nazar *et al.*, 2024), deconstructores de biomasa (Baraka *et al.*, 2025), inhibidores de la corrosión (Askari *et al.*, 2021), en alquilación de isobutano con olefinas (Wang *et al.*, 2017), la captura de CO<sub>2</sub> (Liu *et al.*, 2021), entre otras aplicaciones. En el caso de los NADES, estos se preparan a partir de componentes biodegradables y de origen natural, lo que les confiere un carácter más ecológico. Además, presentan un alto potencial para aplicaciones en la recuperación mejorada de petróleo (EOR), la inhibición del hinchamiento de esquistos, los fluidos de fractura y la deshidratación de gas natural, destacando por su bajo impacto ambiental y su adaptabilidad a las condiciones de operación del sector energético (Husain y Abu-Jdayil, 2025; Smith *et al.*, 2014).

Los surfactantes verdes, que pueden incluir derivados de biomasa o estructuras diseñadas para biodegradabilidad, están siendo explorados como alternativas a los tensioactivos petroquímicos convencionales en diversas operaciones industriales, desde la separación de fases hasta la recuperación mejorada de hidrocarburos. En particular, los biosurfactantes microbianos (como ramnolípidos y sofrolípidos) generan interés por su capacidad para emulsificar hidrocarburos y aumentar la biodisponibilidad para degradación biológica, así como por su potencial uso en la remediación ambiental y la recuperación mejorada de petróleo. Incluso se obtienen biosurfactantes como metabolitos secundarios de los microorganismos y

mejora la biorremediación, por lo que el potencial de esta técnica es amplio y continúa en investigación (Zahed *et al.*, 2022)

La corrosión en instalaciones petroleras es uno de los problemas más críticos para la integridad de ductos y equipos, por lo que tiene un impacto en la seguridad, el mantenimiento y la contaminación. Los inhibidores de corrosión que se usan son convencionales, con compuestos que pueden ser tóxicos o ambientalmente persistentes. Sin embargo, la investigación reciente sobre inhibidores de corrosión menos contaminantes se enfoca en moléculas orgánicas y compuestos funcionalizados que reducen la corrosión con una menor toxicidad y tienen una mayor biodegradabilidad. Estudios recientes revisan compuestos orgánicos y estrategias de diseño molecular orientadas a la sostenibilidad para este tipo de aplicaciones industriales (Kumar *et al.*, 2026)

Los líquidos iónicos (LIs) son sales con puntos de fusión bajos que han demostrado un alto potencial en aplicaciones petroleras debido a su estabilidad térmica, conductividad iónica, ausencia de volatilidad y amplia solvencia (aplicaciones en desulfuración, demulsificación, remoción de contaminantes y separaciones de gases). Aunque algunos son convencionales han sido cuestionados por su biodegradabilidad, su capacidad de ser diseñados molecularmente y su desempeño en procesos críticos (como la ruptura de emulsiones agua-petróleo o la inhibición de formación de hidratos); el impacto ambiental depende de su composición específica (De Jesus y Maciel Filho, 2022; Ražić *et al.*, 2024) . En el caos del desarrollo nuevos catalizadores que permiten la producción de combustibles con menor contenido de azufre y de otros contaminantes, se contribuye a una reducción de emisiones en el entorno de uno catálisis ecológica (Akhtar *et al.*, 2024) .

En el tema de la perforación y la extracción de petróleo, se está realizando la sustitución de productos químicos peligrosos por alternativas más seguras y menos tóxicas, mejorando las condiciones de trabajo y reduciendo el riesgo de accidentes. Algunos de estos desarrollos son los geles de baja toxicidad (Guzmán-Lucero *et al.*, 2022)

La implementación de procesos que utilicen menos energía, agua y materiales, minimizando la generación de residuos y reduciendo el impacto ambiental de la industria, también contribuye a obtener productos

amigables con el medio ambiente y mejorar la seguridad laboral y la eficiencia económica del sector.

La integración de productos químicos verdes en la industria del petróleo y el gas debe desarrollar a la par evaluaciones holísticas que incorporen análisis del ciclo de vida (ACV), la toxicidad humana y ambiental, la eficiencia energética de procesos y la compatibilidad con infraestructuras existentes (Doria Serrano, 2009).

Los 12 principios de la química verde constituyen un marco operativo que se alinea de manera directa con varios Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), particularmente aquellos relacionados con la producción responsable, la energía, el agua, la acción climática y la salud. En la industria del petróleo y el gas, ésta convergencia ha impulsado una transformación gradual de los productos químicos.

## Objetivos de Desarrollo Sostenible

**Figura 2.1.** Esquema público de los objetivos de desarrollo sostenible (ODS), (Naciones Unidas, 2026)



Fuente: Tomado de Sustainable Development Goals, por Naciones Unidas, s.f. (<https://sdgs.un.org/goals>).

El logro de estos beneficios se atribuye al cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) establecidos en la agenda 2030 de la ONU. Estos ODS también son conocidos objetivos mundiales, y son un conjunto

de 17 metas globales interconectadas. Su propósito es abordar los desafíos más urgentes que enfrenta la humanidad y el planeta, guiando esfuerzos para lograr un futuro más justo, próspero y sostenible para todos, sin dejar a nadie atrás. En la figura 2.1 se muestra el esquema público de los ODS (Naciones Unidas, 2018).

Estos ODS se aplican a todos los países miembros, reconociendo la integridad e interdependencia de las dimensiones económica, social y ambiental, las cuales están profundamente interrelacionadas y generan efectos a nivel global. Son ambiciosos porque buscan lograr un cambio al abordar las causas de la pobreza, la desigualdad y la degradación ambiental.

***Los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenibles son:***

- 1) Fin de la pobreza
- 2) Hambre cero
- 3) Salud y bienestar
- 4) Educación de calidad
- 5) Igualdad de género
- 6) Agua limpia y saneamiento
- 7) Energía asequible y no contaminante
- 8) Trabajo decente y crecimiento económico
- 9) Industria, innovación e infraestructura
- 10) Reducción de las desigualdades
- 11) Ciudades y comunidades sostenibles
- 12) Producción y consumo responsables
- 13) Acción por el clima
- 14) Vida submarina
- 15) Vida de ecosistemas terrestres
- 16) Paz, justicia e instituciones sólidas
- 17) Alianzas para lograr los objetivos

El cumplimiento de estas metas es fundamental, ya que establecen una base común compartida por gobiernos, empresas, organizaciones civiles y ciudadanía. Esto permite medir y evaluar de manera homogénea los avances, fomenta la cooperación internacional, impulsa la inversión y la formulación

de políticas públicas, y fortalece la rendición de cuentas y la coordinación a nivel global en torno al logro de estos objetivos.

### **Contribución de productos químicos verdes en la industria del petróleo y el gas**

Los químicos verdes pueden contribuir a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la ONU al centrarse en la reducción de emisiones, la mejora de la eficiencia energética, la inversión en energías renovables y el apoyo al desarrollo local en las comunidades donde operan. Si bien la industria enfrenta desafíos para abordar el cambio climático, también desempeña un papel importante en el suministro de energía y los recursos esenciales en el desarrollo, por lo que puede aprovechar sus recursos y experiencia para impulsar los ODS (Kinstler, 2022).

La industria del petróleo y el gas están en permanente innovación y desarrollo de tecnologías limpias para ser más sostenibles, minimizar costos, reducir la huella de carbono. Estos desarrollos son estrategias que pueden contribuir a alcanzar los ODS, por ejemplo:

- ODS 7. Energía asequible y no contaminante. Esto puede lograrse mediante la mejora de la eficiencia energética, reduciendo el consumo de energía en las operaciones industriales, así como a través de la inversión en energías renovables y la diversificación de la matriz energética. Fuentes como la solar, eólica e hidroeléctrica contribuyen a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y a fortalecer la seguridad energética. Asimismo, la investigación y el desarrollo de tecnologías de captura y almacenamiento de carbono pueden favorecer la reducción de emisiones, al igual que una inversión estratégica en gas natural.
- ODS 13. Acción por el clima. Implica reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Para lograr esto, existen diversas iniciativas como la implementación de medidas para minimizar las fugas de metano, la quema de gas y otras emisiones derivadas de las operaciones. Se pueden apoyar a los mecanismos de precios del carbono para incentivar la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en la industria del petróleo y continuar fomentando la innovación en tecnologías bajas en carbono que puedan acelerar la transición hacia un futuro energético sostenible.

- ODS 8. Trabajo decente y crecimiento económico. La industria del petróleo es intensiva en empleo y genera oportunidades económicas, contribuyendo al crecimiento económico mediante la creación de puestos de trabajo, el desarrollo de habilidades y la generación de ingresos, especialmente en países en desarrollo. Este impacto debe complementarse con el cumplimiento de normativas orientadas al respeto de los derechos humanos, la equidad de género y la garantía de condiciones laborales seguras.
- ODS 12. Consumo y producción responsables. Con esta meta se promueve la aplicación de los principios de la economía circular, mediante el reciclaje y la reutilización para minimizar la generación de residuos y reducir el impacto ambiental. Asimismo, se busca mejorar la gestión del uso del agua y su reciclaje, con el fin de proteger la salud humana y los ecosistemas.
- ODS 14 Vida Submarina y ODS 15. Vida de ecosistemas terrestres. Con acciones claras y contundentes de protección de los ecosistemas marinos y terrestres se puede minimizar el impacto de las operaciones de petróleo y gas en los entornos marinos y terrestres. Las prácticas responsables, la prevención de derrames y la restauración del hábitat son cruciales, así como la gestión de los residuos para proteger los ecosistemas y la biodiversidad.

La industria del petróleo y el gas también puede contribuir a la salud y el bienestar (ODS 3), garantizando la salud y la seguridad de los trabajadores y las comunidades, proporcionando acceso a la energía para los centros de salud y apoyando iniciativas para combatir las enfermedades infecciosas. Al invertir en educación (ODS 4) y el desarrollo de habilidades, la industria puede contribuir a abordar la escasez de habilidades en las comunidades locales y promover el empoderamiento económico. La industria también puede contribuir a la paz, la justicia y las instituciones sólidas (ODS 16), promoviendo la transparencia, la rendición de cuentas y la buena gobernanza en sus operaciones, y apoyando iniciativas para combatir la corrupción y promover el estado de derecho.

En conclusión, la industria del petróleo y el gas desempeña un papel fundamental en el logro de los ODS al adoptar prácticas sostenibles para reducir su huella ambiental y contribuir al desarrollo económico y social de las comunidades donde opera. Al alinear sus operaciones con los ODS,

la industria puede contribuir a un futuro más sostenible y equitativo. En la figura 2.2 se esquematiza, de manera general, la interacción de los principios de la química verde con los Objetivos de Desarrollo Sostenible y algunas aplicaciones en la industria del petróleo y gas.

**Figura 2.2.** *Interrelaciones entre los principios de la química verde, los ODS y algunas de sus aplicaciones*



Fuente: OpenAI, 2025 ChatGPT.

## Regulaciones ambientales internacionales

En el ámbito internacional, México tiene acuerdos y compromisos voluntarios con regulaciones globales que también han sido adoptados por regulaciones nacionales que se aplican a la industria petrolera (Ibarra Sarlat, 2022; Lucatello, 2022).

Algunos de los acuerdos internacionales aceptados por México son los siguientes:

- Convenio Marpol 73/78 (Contaminación por buques). Con este convenio se regulan las descargas de hidrocarburos en operaciones marítimas (plataformas, buques tanque). Aplica la Ley de Navegación y normas de SEMAR/ASEA.

- Convenio de Basilea (Residuos peligrosos). Con este convenio se controlan los movimientos transfronterizos de residuos peligrosos (lodos de perforación, químicos), en el marco de la LGEEPA y regulado por SEMARNAT/ASEA.
- Acuerdo de París (Cambio climático). Con este acuerdo, México se compromete a reducir emisiones de GEI (metano, CO<sub>2</sub> del sector energético) y, para ello, se cuenta con la Ley General de Cambio Climático y el Programa Especial de Cambio Climático (metano zero).
- Convenio de Biodiversidad (CDB). Con este convenio México se obliga a evaluar el impacto ambiental en ecosistemas en las áreas sensibles donde se realiza alguna exploración. Es regulado por la LGEEPA y los procesos de manifestación de impacto ambiental.

También hay estándares de Organismos Multilaterales como la OCDE, de la cual México es miembro, de donde emanan directrices para empresas multinacionales y recomendaciones sobre químicos que aplican en el uso seguro en las actividades de perforación/refinación de la industria petrolera.

- Banco Mundial. Este banco financia proyectos petroleros bajo el cumplimiento de estándares ambientales y sociales, En los últimos años se ha incrementado la evaluación de su impacto mediante una consulta a los pueblos originarios en el área de la afectación.
- Las normas internacionales derivadas del organismo internacional de estándares (ISO por sus siglas en inglés) son adoptadas de manera voluntaria e implementadas tanto en el sector público como el privado.
- ISO 14001 (Sistemas de Gestión Ambiental). Esta norma es adoptada voluntariamente por PEMEX y contratistas, pero es exigida por ASEA en algunos procesos.
- IPIECA (Asociación Petrolera Internacional). Esta asociación emite la guía sobre la biodiversidad, la gestión de aguas y las emisiones de metano, las cuales son usadas como referencia por la ASEA.
- La OCDE emite guías para pruebas de biodegradación de residuos en el mar y emite los estándares para reportes de sustentabilidad (Global Reporting Initiative).

En cuanto a tratados internacionales, México cuenta con un tratado de libre comercio con Canadá y Estados Unidos, en el cual se incluyen cláusulas ambientales:

- Capítulo 24, Indica que se deben cumplir las leyes ambientales nacionales y previene debilitar normas para atraer inversión.
- Artículo 24.8, Indica que se debe combatir la pesca ilegal y la contaminación marina por hidrocarburos.

A manera de mejorar la gestión y mantener un sistema globalizado, en México se cumplen con regulaciones para un entendimiento internacional. Algunas de ellas son:

El acuerdo entre México y la Unión Europea, en el cual se fomenta la cooperación en regulaciones sobre la eficiencia energética y la reducción de emisiones; el compromiso con el Global Methane Pledge de reducir 30% para 2030 las emisiones de metano. Esto se implementa con la norma NOM-EM-003-ASEA-2017 y el Programa Nacional de Reducción de Emisiones de Metano. Está el convenio OPRC 90, el cual es una cooperación regional con Estados Unidos y Cuba en el caso de derrames, por lo que se cuenta con planes de respuesta. En cuanto a los residuos peligrosos, México se apega a la clasificación según el Sistema Globalmente Armonizado (SGA/ONU) y es implementado por la NOM-018-STPS. También se observa el REACH de la Unión Europea sobre el registro y la evaluación de sustancias químicas para garantizar su seguridad, el TSCA de la EPA para el control de sustancias tóxicas; el convenio de Estocolmo referente a la prohibición de contaminantes orgánicos persistentes (POPS); el convenio de Rotterdam, con el cual se regula el comercio internacional de químicos peligrosos; y el protocolo de Montreal, con los compromisos para la eliminación de sustancias que dañan la capa de ozono.

En general, para la integración a normas internacionales en la industria petrolera, la ASEA es la que actúa como puente entre estándares globales y operadores locales, aunque persisten desafíos en cuanto a la capacidad técnica y financiera para una implementación plena.

## Regulaciones ambientales nacionales

La normativa ambiental para el sector petrolero en México está regulada principalmente por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA), la cual es una normativa extensa y se basa en el marco legal del país:

En la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos se cuenta con el artículo 4° Constitucional, el cual reconoce el derecho a un medio ambiente sano; el artículo 25°, en el que se establece la rectoría del estado en energía; y el artículo 27°, en el cual se declara que los recursos naturales (incluyendo los hidrocarburos) son propiedad de la nación.

Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA), donde se establecen las bases para la preservación y restauración del equilibrio ecológico y la protección del medio ambiente. Regula impactos ambientales, áreas naturales protegidas, residuos peligrosos y emisiones, y exige la manifestación de Impacto Ambiental (MIA) para proyectos petroleros.

- Ley de Aguas Nacionales, la cual controla descargas de aguas residuales y la protección de cuerpos de agua.
- Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos, que gestiona los residuos peligrosos (lodos de perforación, aceites usados, etc.).
- Ley de Hidrocarburos, con la cual se regulan las actividades relacionadas con la exploración, extracción, refinación, transporte y almacenamiento de hidrocarburos; obliga a operadores (PEMEX y privados) a cumplir con las normas ambientales y a reparar daños que lleguen a ocasionar.
- Ley de Petróleos Mexicanos.
- Ley de la Comisión Nacional de Energía (CNE), que sustituye a la CRE y CNH.
- Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, donde se establecen las bases para la regulación y supervisión de las instalaciones y actividades del sector hidrocarburos en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente. Con base en esto, se crea a la ASEA como regulador exclusivo del sector, la cual cuenta con facultades para expedir regulaciones técnicas, así como inspeccionar y sancionar.

Estas leyes buscan garantizar que las actividades del sector petrolero se realicen de manera segura y sostenible, minimizando el impacto ambiental. Para esto, se apoyan en dependencias (SEMARNAT, ASEA, PROFEPA y CONAGUA) competentes. A continuación, se describen algunos ejemplos de la normativa que aplica al sector.

Norma Oficial Mexicana NOM-006-ASEA-2017. Indica las especificaciones y los criterios técnicos de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para el diseño, la construcción, la operación, el mantenimiento, el cierre y el desmantelamiento de las instalaciones terrestres de almacenamiento de petrolíferos y petróleo; la NOM-EM-005-ASEA-2017 contempla la prevención de contaminación en la exploración y producción mar adentro; la NOM-EM-006-ASEA-2017 indica la seguridad industrial y protección ambiental en ductos terrestres; la NOM-010-ASEA-2017 SE utiliza para el manejo de residuos peligrosos del sector; la NOM-EM-003-ASEA-2017 establece el control de emisiones fugitivas en instalaciones y la NOM-EM-004-ASEA-2017 sirve para la prevención de contingencias en terminales de almacenamiento.

Por su parte, la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales cuenta con la NOM-001-SEMARNAT-2021, que establece los límites de contaminantes en descargas de aguas residuales; la NOM-002-SEMARNAT-2021, que sirve para el control de descargas al alcantarillado.

De acuerdo con lo anterior, se derivan diversas obligaciones operativas fundamentales para la protección del medio ambiente. Entre ellas se encuentra la Evaluación de Impacto Ambiental (MIA), obligatoria para la instalación de nuevas plataformas, pozos, refinerías o ductos; la elaboración de planes de respuesta ante contingencias, como derrames de hidrocarburos o emergencias químicas; el monitoreo y reporte continuo de emisiones atmosféricas, calidad del agua y generación de residuos; así como la remediación de suelos en caso de contaminación derivada de las actividades propias de la industria petrolera.

Con base en estas normativas, se establecen sanciones para prevenir el incumplimiento, las cuales pueden incluir multas, la suspensión temporal o definitiva de actividades, así como responsabilidad penal en casos de daños ambientales graves, conforme a lo dispuesto en los artículos 414 al 420 del Código Penal Federal.

Por otra parte, los esfuerzos de los gobiernos y del sector empresarial también se reflejan en la obtención de certificaciones y reconocimientos que buscan evidenciar el cumplimiento de compromisos ambientales. En este sentido, se participa en esquemas como la Etiqueta Ecológica de la Unión Europea (UE Ecolabel), un programa voluntario que distingue productos y servicios con menor impacto ambiental; el programa Safer Choice de la EPA, que identifica productos de alto desempeño seguros para la salud humana y el medio ambiente y promueve prácticas orientadas a la reducción de la contaminación; y la certificación bajo la norma ISO 14001, que establece un sistema de gestión ambiental diseñado para proporcionar a las organizaciones un marco de referencia que les permita proteger el medio ambiente y responder a condiciones cambiantes, en equilibrio con las necesidades socioeconómicas.

### **Desafíos ambientales en la industria del petróleo y el gas**

La industria del petróleo y el gas enfrenta diversos desafíos en la implementación de productos y procesos sostenibles, eficientes y seguros, tanto para los gobiernos como para las empresas privadas y el mercado. Entre estos retos se encuentran la alineación de las normativas regionales con los estándares internacionales más exigentes; el fortalecimiento de la vigilancia por parte de las dependencias responsables, como la ASEA y la PROFEPA, mediante el uso de tecnologías avanzadas —por ejemplo, el monitoreo satelital para la detección de emisiones (Mohammadimanesh *et al.*, 2025)—; la aplicación efectiva de sanciones ante incumplimientos que pueden derivar en conflictos comerciales; y la adopción integral de criterios de economía circular, entre otros.

Estos desafíos implican, a su vez, costos elevados en producción e investigación y desarrollo, limitaciones tecnológicas para escalar alternativas más sostenibles y la persistente resistencia al cambio en industrias tradicionales. Por ello, resulta fundamental impulsar mecanismos de apoyo como subsidios gubernamentales, incentivos fiscales y fondos para la innovación. Por ejemplo, muchos solventes verdes y NADES requieren evaluaciones exhaustivas de estabilidad térmica y química bajo condiciones extremas de operación en

pozos o plantas. Asimismo, los esquemas de costos en la producción industrial de materiales verdes aún enfrentan barreras económicas frente a soluciones convencionales, lo que exige evaluaciones ambientales integrales que incluyan datos de ecotoxicidad y persistencia, así como investigación adicional para garantizar beneficios netos (Fong, 2023).

En este contexto, el uso de la inteligencia artificial ha dejado de ser una tendencia futura para convertirse en una herramienta imprescindible. Su aplicación en el diseño de moléculas verdes mediante algoritmos, así como en el desarrollo de procesos a gran escala basados en biomasa para la producción de biocombustibles, representa una vía prometedora para avanzar hacia una industria más sostenible.

## Conclusiones

El uso de productos y procesos químicos verdes en la industria del petróleo y el gas aporta beneficios significativos en términos de sostenibilidad y eficiencia. Estos enfoques permiten mitigar el impacto ambiental negativo al minimizar o eliminar la generación de residuos peligrosos, favorecer operaciones más seguras, reducir la emisión de contaminantes y promover el uso de materias primas renovables. De este modo, contribuyen a alcanzar un equilibrio entre la producción de energía, la protección del medio ambiente y el cumplimiento de regulaciones ambientales cada vez más estrictas.

Otro beneficio relevante es la mejora en la seguridad y la salud de los trabajadores, ya que los productos químicos verdes están diseñados para ser menos tóxicos y más seguros de manejar. Esto contribuye a reducir los riesgos de exposición a sustancias peligrosas y a mejorar las condiciones laborales en la industria.

La literatura científica reciente muestra un interés creciente en el desarrollo de productos químicos verdes con aplicaciones específicas en la industria del petróleo y el gas. Entre estos destacan los solventes eutécticos profundos y los NADES, los surfactantes biodegradables, los inhibidores de corrosión verdes y los líquidos iónicos modificados, así como enfoques integrales que incorporan criterios de evaluación del ciclo de vida.

No obstante, el principal desafío para la industria radica en innovar y evaluar estos productos a escala industrial, lo que implica inversiones significativas. A pesar de ello, la adopción de procesos más sostenibles y eficientes no solo reduce el consumo energético, sino que también puede generar ahorros económicos a largo plazo y favorecer la recuperación de la inversión inicial.

## Referencias

- Abbott, A. P., Capper, G., Davies, D. L., Rasheed, R. K., y Tambyrajah, V. (2003). Novel solvent properties of choline chloride/urea mixtures. Electronic supplementary information (ESI) available: Spectroscopic data. See <http://www.rsc.org/suppdata/cc/b2/b210714g/>. *Chemical Communications*, (1), 70–71. <https://doi.org/10.1039/b210714g>
- Akhtar, M. S., Ali, S., y Zaman, W. (2024). Recent Advancements in Catalysts for Petroleum Refining. *Catalysts*, 14(12), 841. <https://doi.org/10.3390/catal14120841>
- Anastas, P., y Eghbali, N. (2009). Green Chemistry: Principles and Practice. *Chemical Society Reviews*, 39(1), 301–312. <https://doi.org/10.1039/B918763B>
- Anastas, P., y Eghbali, N. (2010). Green Chemistry: Principles and Practice. *Chem. Soc. Rev.*, 39(1), 301–312. <https://doi.org/10.1039/B918763B>
- Anastas, P. T., y Warner, J. C. (2000). *Green chemistry: Theory and practice* (1. paperback). Oxford University Press.
- Askari, M., Aliofkhazraei, M., Jafari, R., Hamghalam, P., y Hajizadeh, A. (2021). Downhole corrosion inhibitors for oil and gas production – a review. *Applied Surface Science Advances*, 6, 100128. <https://doi.org/10.1016/j.apsadv.2021.100128>
- Baraka, F., Langari, M. M., Beitia, I., Dávila, I., Labidi, J., Morales, A., y Sillero, L. (2025). Enhancing lignocellulosic biomass pretreatment with choline chloride-based deep eutectic solvents. *Journal of Environmental Chemical Engineering*, 13(3), 117087. <https://doi.org/10.1016/j.jece.2025.117087>
- Constable, D. J. C., Curzons, A. D., Freitas Dos Santos, L. M., Geen, G. R., Kitteringham, J., Smith, P., Hannah, R. E., McGuire, M. A., Webb, R. L., Yu, M., Hayler, J. D., y Richardson, J. E. (2001). Green chemistry measures for process research and development. *Green Chemistry*, 3(1), 7–9. <https://doi.org/10.1039/b007875l>
- De Jesus, S. S., y Maciel Filho, R. (2022). Are ionic liquids eco-friendly? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 157, 112039. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.112039>
- Doria Serrano, Ma. D. C. (2009). Química verde: Un nuevo enfoque para el cuidado del medio ambiente. *Educación Química*, 20(4), 412–420. [https://doi.org/10.1016/S0187-893X\(18\)30044-2](https://doi.org/10.1016/S0187-893X(18)30044-2)
- Fong, Y. Y. (2023). *Sustainable Processes and Clean Energy Transition: ICSuPCET2022* (1st ed). Materials Research Forum LLC.
- Geissdoerfer, M., Savaget, P., Bocken, N. M. P., y Hultink, E. J. (2017). The Circular Econ-

- omy – A new sustainability paradigm? *Journal of Cleaner Production*, 143, 757–768. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.12.048>
- Guzmán-Lucero, D., Martínez-Palou, R., Palomeque-Santiago, J. F., Vega-Paz, A., Guzmán-Pantoja, J., López-Falcón, D. A., Guevara-Rodríguez, F. de J., García-Muñoz, N. A., Castillo-Acosta, S., y Likhanova, N. V. (2022). Water Control with Gels Based on Synthetic Polymers under Extreme Conditions in Oil Wells. *Chemical Engineering & Technology*, 45(6), 998–1016. <https://doi.org/10.1002/ceat.202100648>
- Husain, A., y Abu-Jdayil, B. (2025). Natural deep eutectic solvent for exclusive and assured green enhanced oil recovery and other oil and gas applications: A review. *Journal of Molecular Liquids*, 434, 128019. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2025.128019>
- Ibarra Sarlat, R. (2022). Particularities of the Legal Framework for the Mexican Emissions Trading System. En S. Lucatello (Ed.), *Towards an Emissions Trading System in Mexico: Rationale, Design and Connections with the Global Climate Agenda* (pp. 109–131). Springer International Publishing. [https://doi.org/10.1007/978-3-030-82759-5\\_6](https://doi.org/10.1007/978-3-030-82759-5_6)
- Kinstler, A. (2022, junio 8). *How suppliers in the oil and gas industry can contribute to the implementation of the Sustainable Development Goals*. AS-Schneider. Logo of the AS-Schneider Group - valves and manifold manufacturer.
- Kumar, N., Anunay, P., Kumar, S., Meena, L. K., y Singh, D. (2026). An overview on emerging green organic corrosion inhibitors: Sustainable solution for oil and gas industrial applications. *RSC Advances*, 16(5), 3909–3948. <https://doi.org/10.1039/D5RA08166A>
- Liu, F., Xue, Z., Lan, X., Liu, Z., y Mu, T. (2021). CO<sub>2</sub> switchable deep eutectic solvents for reversible emulsion phase separation. *Chemical Communications*, 57(5), 627–630. <https://doi.org/10.1039/D0CC06963A>
- Lucatello, S. (Ed.). (2022). *Towards an Emissions Trading System in Mexico: Rationale, Design and Connections with the Global Climate Agenda: Outlook on the first ETS in Latin-America and Exploration of the Way Forward*. Springer International Publishing. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-82759-5>
- Mohammadimanesh, F., Mahdianpari, M., Radman, A., Varon, D., Hemati, M., y Marjani, M. (2025). Advancements in satellite-based methane point source monitoring: A systematic review. *ISPRS Journal of Photogrammetry and Remote Sensing*, 224, 94–112. <https://doi.org/10.1016/j.isprsjprs.2025.03.020>
- Naciones Unidas. (2018). *La Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible: Una oportunidad para América Latina y el Caribe: LC/G.2681-P/Rev.3*.
- Nazar, M., Hussain, S. M. S., y Kamal, M. S. (2024). Deep Eutectic Solvents: Comprehensive Review and Future Directions on Synthesis and Oilfield Applications. *Energy & Fuels*, 38(12), 10653–10672. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.4c01582>
- Ražić, S., Gadžurić, S., y Trtić-Petrović, T. (2024). Ionic liquids in green analytical chemistry—Are they that good and green enough? *Analytical and Bioanalytical Chemistry*, 416(9), 2023–2029. <https://doi.org/10.1007/s00216-023-05045-3>
- Sharma, V. K., Monteleone, G., Braccio, G., Anyanwu, C. N., y Aneke, N. N. (2024). A Comprehensive Review of Green Energy Technologies: Towards Sustainable Clean Energy Transition and Global Net-Zero Carbon Emissions. *Processes*, 13(1), 69. <https://doi.org/10.3390/pr13010069>

- Sheldon, R. A. (2012). Fundamentals of green chemistry: Efficiency in reaction design. *Chem. Soc. Rev.*, 41(4), 1437–1451. <https://doi.org/10.1039/C1CS15219J>
- Smith, E. L., Abbott, A. P., y Ryder, K. S. (2014). Deep Eutectic Solvents (DESs) and Their Applications. *Chemical Reviews*, 114(21), 11060–11082. <https://doi.org/10.1021/cr300162p>
- Speight, J. G. (2014). *The Chemistry and Technology of Petroleum* (0 ed.). CRC Press. <https://doi.org/10.1201/b16559>
- United Nations. (2026). *Sustainable Development Goals*. <https://www.un.org/sustainabledevelopment/>
- Wang, H., Meng, X., Zhao, G., y Zhang, S. (2017). Isobutane/butene alkylation catalyzed by ionic liquids: A more sustainable process for clean oil production. *Green Chemistry*, 19(6), 1462–1489. <https://doi.org/10.1039/C6GC02791A>
- Zahed, M. A., Matinvafa, M. A., Azari, A., y Mohajeri, L. (2022). Biosurfactant, a green and effective solution for bioremediation of petroleum hydrocarbons in the aquatic environment. *Discover Water*, 2(1), 5. <https://doi.org/10.1007/s43832-022-00013-x>

### 3. Los catalizadores en la industria petrolera

DOI: [cc.443.03](https://doi.org/10.443/03)

JOSÉ GONZALO HERNÁNDEZ CORTEZ\*

#### Resumen

Los catalizadores desempeñan un papel fundamental en la industria petrolera, ya que permiten que numerosas reacciones químicas necesarias para la conversión y mejora de hidrocarburos ocurran de forma eficiente, económica y sostenible. Estos productos químicos facilitan y aceleran reacciones sin consumirse en el proceso, haciendo posibles transformaciones que serían lentas, costosas o incluso inviables bajo condiciones normales.

En los procesos de refinación del petróleo, como el craqueo catalítico, la hidrogenación, la alquilación y la desulfuración, los catalizadores son esenciales para convertir el crudo en productos finales de alto valor como la gasolina, el diésel, combustibles para aviones (turbosina) y materias primas petroquímicas.

En este capítulo descubriremos la gran importancia de los catalizadores en la industria petrolera, y como su uso en la mayor parte de los procesos que permiten la transformación del crudo en productos de alto valor, tanto energéticos como petroquímicos.

**Palabras clave:** *catalizadores, procesos catalíticos, sistemas homogéneos, sistemas heterogéneos.*

---

\* Doctor en Ciencias. Investigador en el Instituto Mexicano del Petróleo, México. ORCID: 0000-0003-2231-2825; Scopus: 6508277057; correo electrónico: [jhcortez@imp.mx](mailto:jhcortez@imp.mx)

## Introducción

En la industria petrolera, los catalizadores juegan un papel fundamental al facilitar la transformación de los hidrocarburos en productos de mayor valor comercial, como combustibles, lubricantes y petroquímicos esenciales.

El término catalizador lo introdujo el químico sueco Jöns Jakob Berzelius en 1935 para describir una fuerza que dirigía reacciones químicas en presencia de ciertas sustancias sin ser parte de los productos (Corson, 1947; Wisniak, 2010). Las grandes aplicaciones industriales coinciden con el desarrollo de nuevos catalizadores y de los fenómenos que involucran en las reacciones. Estos fenómenos son la parte medular de los procesos químicos aplicados a gran escala.

Se tienen referencias documentadas de procesos catalíticos en las culturas antiguas, como los basados en la conversión enzimática de azúcares para la producción de bebidas alcohólicas y los correspondientes a la elaboración del pan y el queso. Sin embargo, el primer reporte formal de un trabajo sobre catálisis data de 1817 (Wisniak, 2010).

## Definición y función de los catalizadores

La mayoría de las reacciones químicas no se llevan a cabo con solo poner en contacto los reactivos involucrados. Es necesario, para provocar la reacción, suministrar energía inicial en forma de calor, agitación, luz o electricidad. Para motivar el proceso reactivo se requiere de una cantidad de energía (energía de activación) de tal magnitud que, antes de que esto ocurra, podrían ocurrir otro tipo de reacciones laterales de menor energía de activación, lo cual lleva a productos indeseables (Primak, 1955).

El papel de los catalizadores es precisamente el de reducir la necesidad de la energía de activación o inicial para que se lleven a cabo las reacciones deseadas (figura 3.1, ubicada en la siguiente página).

El término catalizador lo introdujo el químico sueco Jöns Jakob Berzelius en 1836 para identificar aquellos compuestos que promueven reacciones químicas sin ser parte de los productos (Wisniak, 2000).

**Figura 3.1.** Efecto del catalizador en la energía de activación

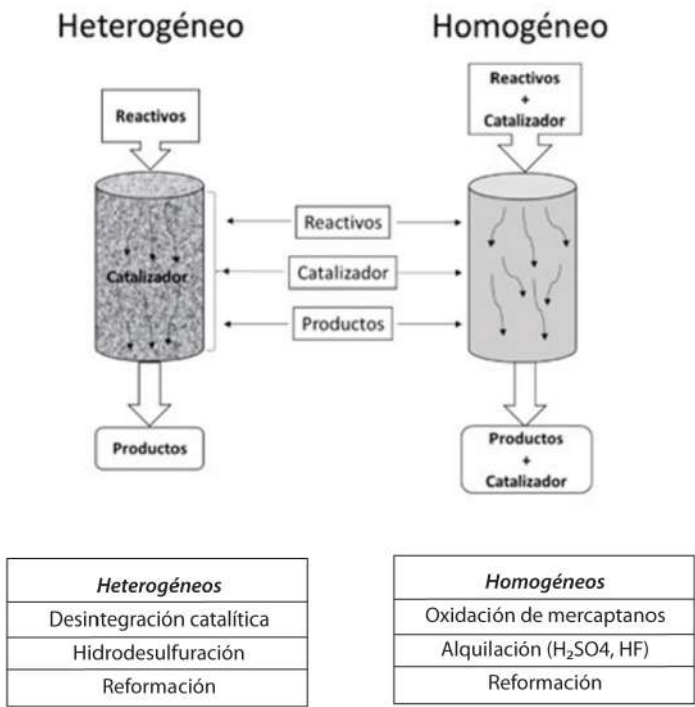
Fuente: elaboración propia.

Por lo tanto, los catalizadores son sustancias que aceleran las reacciones químicas sin consumirse en el proceso, modifican la velocidad de las reacciones termodinámicamente factibles, lo que permite mejorar su productividad y aplicarlas industrialmente en condiciones económicamente favorables.

En términos generales, los factores que determinan la selección de un catalizador adecuado para su aplicación son (Wang y Xiao, 2014): i) *actividad y selectividad*, la actividad se define como la capacidad para lograr la conversión de reactivos a productos y la selectividad es el rendimiento del producto o de los productos de interés a una conversión dada, un buen catalizador debe facilitar la reacción deseada sin generar subproductos no deseados; ii) *estabilidad térmica y química*, la estabilidad es la capacidad de mantener la actividad y la selectividad a lo largo del tiempo de uso y debe soportar las condiciones extremas de temperatura y presión; y finalmente iii) *costo y disponibilidad*, algunos metales preciosos, como el platino, pueden ser costosos, por lo que se buscan alternativas más económicas y eficientes. En la industria petrolera, los catalizadores juegan un papel fundamental al facilitar la transformación de los hidrocarburos en productos de mayor valor comercial, como combustibles, lubricantes y petroquímicos esenciales. Los catalizadores pueden ser empleados en sistemas homogéneos y heterogéneos (Carberry, 2001).

Los *catalizadores homogéneos* son moléculas de cierto nivel de complejidad que operan en la misma fase que los reactivos, generalmente en solución, o se incorporan directamente a los mismos sin separación de fases. Aunque son menos comunes en la refinación, se emplean en algunas reacciones específicas donde se requiere alta selectividad. Los *catalizadores heterogéneos* se emplean en estado sólido y los reactivos se encuentran en fase líquida o gaseosa. La refinación del petróleo depende de la catálisis para mejorar la eficiencia de los procesos, reducir costos y minimizar el impacto ambiental. Sin el uso de catalizadores, la producción de combustibles limpios y de alto rendimiento sería significativamente más costosa y menos viable (figura 3.2).

Figura 3.2. Sistemas catalíticos homogéneos y heterogéneos



Fuente: elaboración propia.

También, dependiendo de su composición química, los catalizadores pueden clasificarse en:

- *Metálicos*: incluyen elementos como platino, paladio, níquel, molibdeno y cobalto, estos elementos son depositados o dispersados sobre soportes. Se utilizan en procesos como el hidrotratamiento y el reformado catalítico.
- *No metálicos*: principalmente zeolitas, óxidos metálicos y otros materiales cerámicos, empleados en el craqueo catalítico para mejorar la conversión de hidrocarburos.

## Los catalizadores en la industria petrolera

El petróleo está constituido por miles de especies químicas que, entre otras propiedades, se diferencian por su volatilidad. De esta manera, la destilación se convierte en la operación lógica para lograr la separación de los hidrocarburos y, precisamente la temperatura inicial y final de destilación, establece la distinción entre los productos del procesamiento del petróleo, principalmente la gasolina y el diésel.

La industria de la refinación del petróleo ha tenido una notable evolución, pasando de ser procesos basados en la separación física de los hidrocarburos a procesos de transformación química que permiten reconstituir las moléculas de los hidrocarburos. Durante la Primera Guerra Mundial, la demanda de gasolina de alto octano para la fuerza aérea propició el perfeccionamiento del proceso de desintegración térmica de los hidrocarburos pesados, que se habían incorporado en 1912, y aparece el primer catalizador en la industria de refinación, el cloruro de aluminio ( $\text{AlCl}_3$ ), un ácido de Lewis, el cual favorece las reacciones de desintegración. Con esto, se inicia la era de la catálisis que habría de dominar la evolución de la industria (Wisniak, 2010).

Los combustibles actuales están constituidos, en más del 80%, por los productos resultantes de transformaciones químicas en procesos catalíticos. Las reacciones químicas concurrentes en la industria petrolera pueden clasificarse en tres tipos principales: de desintegración, de síntesis y de arreglo molecular (tabla 3.1) (Akhtar *et al.*, 2024). En los siguientes apartados se presenta una descripción de los desarrollos de catalizadores que se han dado en los principales procesos que integran una refinería petrolera.

Tabla 3.1. Principales reacciones químicas en la industria petrolera

| PROCESOS QUÍMICOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA |                                           |                |
|---------------------------------------------|-------------------------------------------|----------------|
| De desintegración                           | De arreglo molecular                      | De síntesis    |
| Craqueo térmico                             | Reformación                               | Alquilación    |
| Hidro craqueo                               | Isomerización                             | Eterificación  |
| Coquización                                 | Hidrosulfuración                          | Dimerización   |
| FCC                                         | Hidrogenación de olefinas y de diolefinas | Polimerización |
| Reducción de viscosidad                     | Saturación de aromáticos                  |                |
| Gasificación                                | Deshidrogenación                          |                |

Fuente: elaboración propia.

Principales procesos catalíticos en la industria petrolera

La refinación del petróleo depende, en gran medida, de la catálisis para optimizar la conversión de crudos en productos más valiosos. Los procesos catalíticos permiten obtener combustibles más limpios, un mejor rendimiento energético y la reducción de emisiones contaminantes. Los principales procesos catalíticos en la industria petrolera son (Akhtar *et al.*, 2024):

- 1) *Hidrotratamiento*: eliminación de contaminantes como azufre, nitrógeno y metales pesados para obtener productos más limpios.
- 2) *Craqueo catalítico*: ruptura de moléculas grandes para generar combustibles más livianos, como gasolina y diésel.
- 3) *Reformado catalítico*: conversión de hidrocarburos en compuestos aromáticos para mejorar el octanaje de las gasolinas.
- 4) *Isomerización y alquilación*: modificación de estructuras moleculares para obtener combustibles más eficientes y con mejor desempeño.

Hidrotratamiento: eliminación de contaminantes

Los procesos de hidrotratamiento juegan un papel muy importante en la industria petrolera, no sólo en el procesamiento de fondo de barril, en su versión de hidrosintegración, sino para la eliminación o reducción de

contaminantes, lo que mejora la calidad de los combustibles (tabla 3.2, ubicada en la siguiente página) (Speight, 2014c). Estos procesos se llevan a cabo en presencia de catalizadores como níquel, molibdeno y cobalto, los cuales facilitan la eliminación de (Anilkumar *et al.*, 2020; Oh *et al.*, 2019; Speight, 2014c):

- *Azufre*: reduce las emisiones de óxidos de azufre (SOx) en la combustión.
- *Nitrógeno*: evita la formación de contaminantes atmosféricos nocivos.
- *Metales pesados*: protege los equipos de refinación y mejora la eficiencia del proceso.

Estos procesos cumplen funciones muy importantes en el esquema de refinación, que es: preparar la carga para las unidades de reformación de naftas e isomerización, cumplir con el propósito de reducción de azufre en los combustibles, y permitir el acondicionamiento de cargas para los procesos de FCC y de alquilación.

**Tabla 3.2.** Procesos de hidrotratamiento empleando catalizadores de CoMo y NiMo en soportes de  $Al_2O_3$  (Anilkumar *et al.*, 2020; Characteristics of zeolite-modified NiMo/ $Al_2O_3$  catalysts and their hydrotreating performance for light cycled oil - Hu - 2019 - The Canadian Journal of Chemical Engineering - Wiley Online Library, s. f.; Speight, 2014c)s.

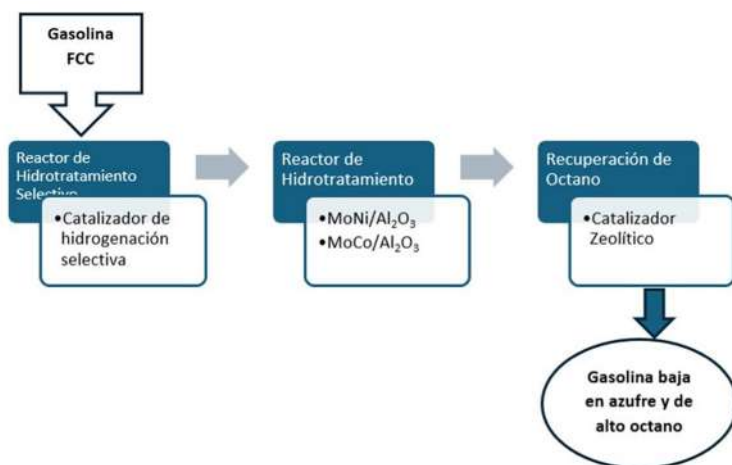
| Fracción | Objetivo                                                                                                                                                                                                                   |
|----------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Gasolina | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Eliminación de azufre</li> <li>• Saturación de olefinas de corrientes provenientes de procesos térmicos</li> <li>• Inhibición de las reacciones de hidrodesintegración</li> </ul> |
| Diésel   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Eliminación de azufre</li> <li>• Saturación de olefinas de ACL de corrientes provenientes de procesos térmicos</li> <li>• Saturación de aromáticos</li> </ul>                     |

Fuente: elaboración propia.

La reducción de azufre en la gasolina, que se hace muy convenientemente para el buen funcionamiento de los convertidores catalíticos, representa uno de los principales retos en el desarrollo de los catalizadores (Speight, 2014c). La gasolina catalítica proveniente del proceso FCC, principal componente del “pool” de gasolina en una refinería moderna, tiene un alto contenido de azufre. Su tratamiento requiere de un catalizador selectivo de

hidrodesulfuración que no promueva las reacciones de saturación de las olefinas, o bien, de la incorporación de un proceso catalítico complementario con el que se recupere el octano perdido por la saturación olefinica. Para la primera opción, se enfoca en el envenenamiento selectivo de un catalizador convencional que inhiba su acción hidrogenante. Para la segunda opción, se tiene disponible un catalizador a base de zeolita ZSM-5 que permite reacciones de isomerización, alquilación de anillos bencénicos y transalquilación, pero tiene el inconveniente de una hidrodesintegración simultánea que reduce el rendimiento de la gasolina (figura 3.3) (Primo y Garcia, 2014).

**Figura 3.3.** Alternativas para la reducción de azufre en gasolina FCC



Fuente: elaboración propia.

## Craqueo catalítico

El proceso central de una refinería moderna es el de desintegración catalítica de gasóleo. Este proceso tiene como propósito transformar cortes pesados, típicamente gasóleo de la destilación al vacío, en productos más valiosos como gasolina, olefinas ligeras y aceite cíclico ligero, el cual es puede ser sometido a un posprocesamiento para la producción de diésel (Sadeghbeigi, 2012). El craqueo de hidrocarburos, además de haber sido el primer proceso catalítico de la industria petrolera, puede calificarse como el más

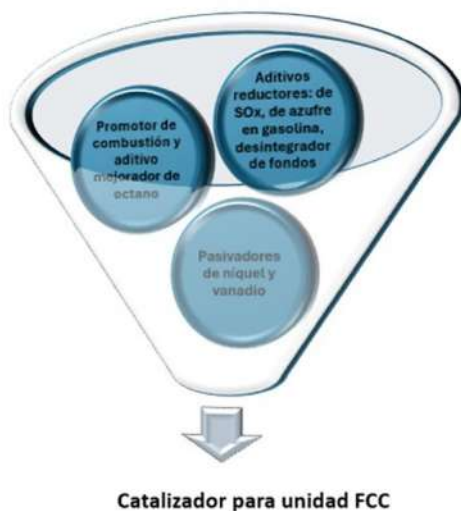
trascendente en términos de su rentabilidad al permitir la transformación de fracciones pesadas a productos ligeros de mucho mayor valor económico (Speight, 2014a).

La primera versión del proceso con cloruro de aluminio (Free, 1942), que se mencionó anteriormente, fue desplazada por el proceso Houdry con una primera unidad comercial en 1936, que utilizaba arcillas naturales constituidas por montmorilonita tratada con soluciones ácidas (Emam, 2013). A lo largo del tiempo, el proceso evolucionó desde sistemas de lecho fijo, pasando por lechos móviles (TCC), hasta llegar a la desintegración catalítica fluida (FCC), que comenzó a utilizarse comercialmente en 1942 (Magee y Mitchell, 1993). La demanda de catalizadores de mayor resistencia mecánica, una mayor estabilidad y ligeramente mayor actividad llevó a una serie de avances en el desarrollo de catalizadores.

Las características requeridas del catalizador condujeron al estudio de materiales naturales, denominados zeolitas (Magee y Mitchell, 1993), que son silicoaluminatos microporosos formados por redes cristalinas que limitan el acceso al interior de su estructura a moléculas de tamaños no superiores al diámetro de poro característico de las mismas. Estos catalizadores zeolíticos permiten la fragmentación de las moléculas grandes de crudo mediante reacciones de ruptura controladas. La aplicación industrial de este catalizador zeolítico inició en 1962 (Vogt y Weckhuysen, 2015) y fue un éxito rotundo al alcanzar un rendimiento de gasolina de 52%. Los nuevos materiales zeolíticos han permitido, además, reducir el contenido olefinico de las gasolinas catalíticas al favorecer la formación de isoparafinas y compuestos aromáticos por la mayor actividad en las reacciones con transferencia de hidrógeno. Esto maximiza el rendimiento de los combustibles de mejor calidad, alcanzando valores superiores a 92 octanos (Choudary y Newalkar, 2011; Degnan, 2000).

Los catalizadores han mejorado en su selectividad alcanzando rendimientos del 60% en gasolina, y se han complementado con el desarrollo de aditivos catalíticos pasivadores de metales, promotores de la combustión del monóxido de carbono para la remoción del óxido de azufre en las gasolinas y promotores de la desintegración de fondos. El diseño de estos catalizadores depende de las demandas y condiciones de operación de cada unidad de procesos (figura 3.4, ubicada en la siguiente página).

**Figura 3.4.** Aditivos que forman parte del catalizador para unidades FCC



Fuente: elaboración propia.

## Hidrodesintegración

En la misma línea de procesamiento de fondo de barril para transformar cargas pesadas en fracciones ligeras, los procesos de hidrodesintegración representan una opción complementaria en las operaciones de refinación (Speight, 2014b). La característica fundamental de los catalizadores usados en estos procesos es su naturaleza bifuncional al incorporar un componente de carácter ácido y otro de acción hidrogenante y/o de hidrogenólisis. La función hidrogenante se obtiene mediante la presencia de níquel. Por su parte, la combinación de los metales cobalto-molibdeno promueve la hidrogenólisis (Sartipi *et al.*, 2013) y la función ácida la proporciona el soporte, por lo que se pueden utilizar alúminas activas de alta acidez o alúminas modificadas con zeolitas de poro grande (Degnan, 2000; Primo y García, 2014).

La función ácida promueve las reacciones de desintegración e isomerización, mientras que la función hidrogenante es la responsable de la saturación con una mínima participación en la hidrogenólisis. La tendencia en el desarrollo de catalizadores y procesos de hidrodeseintegración están relacionados con su potencial para el tratamiento de crudos pesados o sus residuales. La identificación de nuevos elementos activos y soportes, así como el desarrollo de nuevas combinaciones catalíticas, representan las acciones de investigación más relevantes en estos materiales catalíticos.

### **Reformado catalítico: mejora del octanaje de las gasolinas**

Para obtener gasolinas de mayor calidad, el reformado catalítico transforma hidrocarburos alifáticos en aromáticos mediante el uso de catalizadores de platino y renio (Carvalho *et al.*, 2012; Tregubenko, Vinichenko, *et al.*, 2019). Este proceso incrementa el octanaje, mejorando la eficiencia del combustible en los motores y reduciendo la emisión de gases contaminantes (Speight, 2014e).

La proporción de parafinas lineales y ramificadas, nafténicos y compuestos aromáticos determina este comportamiento. Por ello, los procesos orientados a modificar la estructura molecular de las especies presentes, con el fin de favorecer aquellas de mayor octanaje, resultan indispensables para cumplir con los requerimientos de la industria automotriz, que actualmente demanda combustibles con números de octano en el rango de 80 a 100 (Ahmedzeki y Al-Tabbakh, 2016; Tregubenko, Veretelnikov, *et al.*, 2019).

El desarrollo en los avances del catalizador se enfocó a lograr una resistencia mecánica y una estabilidad acordes a las operaciones a las que tiene que ser sometido. Los catalizadores actuales, basados en la combinación de platino-estaño en un soporte de alúmina esférico, han permitido la elaboración de gasolina reformada de más de 100 octanos (Carvalho *et al.*, 2012; Jumas *et al.*, 2013; Tregubenko, Veretelnikov, *et al.*, 2019). Todos estos avances en el diseño de los catalizadores han permitido disminuir la concentración de los metales y abaratar el producto.

## Isomerización y alquilación

De la fracción ligera de las naftas, los hidrocarburos con cinco átomos de carbono no son reformables en el sentido antes descrito, y los de seis átomos son promotores de la formación de benceno en el proceso de reformación, componente actualmente restringido en la gasolina reformulada por sus características cancerígenas. Esto ha conducido a la incorporación del proceso de isomerización de la nafta ligera en las refinerías para aumentar la proporción de los hidrocarburos ramificados de alto octano (Speight, 2014f).

La isomerización convierte moléculas de hidrocarburos lineales en estructuras ramificadas, mejorando la estabilidad y rendimiento de los combustibles. Utiliza catalizadores como cloruro de aluminio y ácidos sólidos (Hidalgo *et al.*, 2014).

La reacción de isomerización de las parafinas está limitada por las condiciones de equilibrio químico, que se favorece a bajas temperaturas, con lo que el desarrollo de los catalizadores se ha enfocado en lograr una alta actividad para conseguir que las reacciones ocurran a temperaturas reducidas. Los procesos también suelen contemplar la separación y recirculación de las parafinas lineales no convertidas. Los catalizadores que se pueden utilizar para este propósito tienen propiedades bifuncionales (figura 3.5), un componente de función ácida, incluyendo ácidos de Lewis y ácidos de Brönsted, que actúan promoviendo un mecanismo a través de carbocationes, y un componente metálico, fundamentalmente platino, que promueve las reacciones de hidrogenación (Gault, 1981; Höchtl *et al.*, 2001).

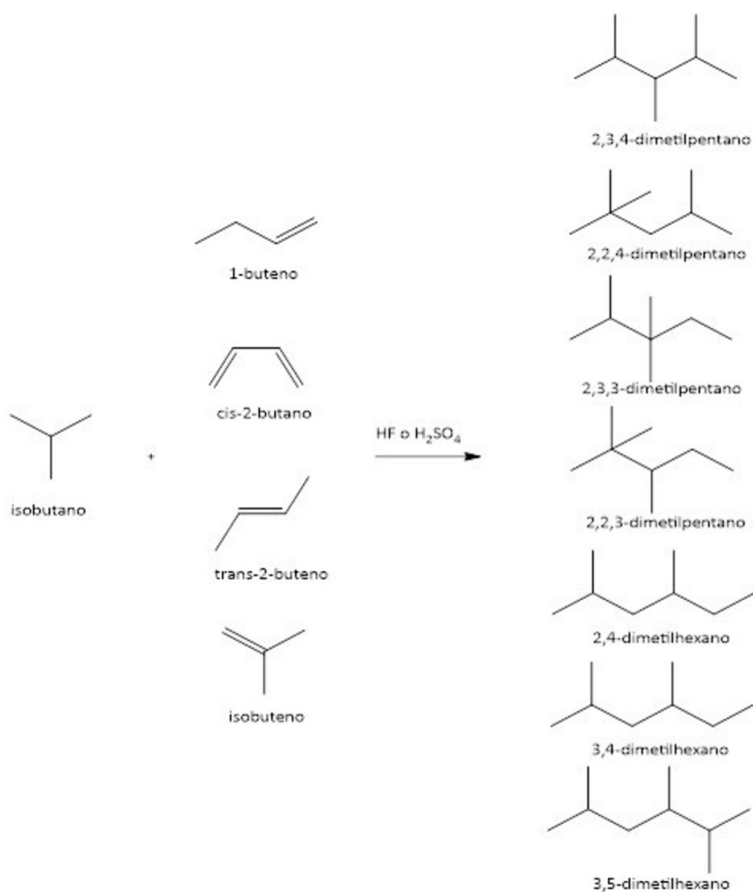
**Figura 3.5.** Composición del catalizador de isomerización



Fuente: elaboración propia.

En la alquilación, las parafinas reaccionan con las olefinas en presencia de cloruro de aluminio y de otros catalizadores ácidos, generando isooc-  
tanos. En particular la reacción del isobutano con el propileno, butilenos  
y amilenos da como resultado un producto alquilado con temperaturas de  
ebullición en el rango de las gasolinas, además de contar con un elevado  
número de octano (Albright, 2009; Hidalgo *et al.*, 2014; Speight, 2014f)  
(figura 3.6).

**Figura 3.6.** Reacciones básicas de alquilación de isobutano con butenos



Fuente: elaboración propia.

Durante la Segunda Guerra Mundial el proceso de alquilación se convirtió en una importante fuente de suministro de gasolina, y desde entonces participa en los esquemas de refinación para la producción de gasolina de alto octano. Esto ha incrementado su presencia a raíz de las nuevas especificaciones de la gasolina reformulada en la que se limitan los aromáticos y las olefinas (Albright, 2009; Feller y Lercher, 2004).

Los catalizadores que se han utilizado en la alquilación incluyen ácidos de Lewis, como el cloruro de aluminio, particularmente para la reacción del isobutano con el etileno, y los ácidos protónicos como el sulfúrico y el fluorhídrico, que dominan los procesos comerciales con olefinas en el rango C3 a C5 (Harris *et al.*, 2008; Hommeltoft, 2001). En ambos casos, el catalizador se desactiva por su conversión irreversible. El cloruro de aluminio forma un líquido inmiscible de color café rojizo que tiene una mayor densidad que el producto de la reacción y no es reciclable, mientras que los ácidos sulfúrico y fluorhídrico sólo se reponen parcialmente para compensar su reacción con los hidrocarburos con los que forman los denominados aceites solubles en ácido (Albright, 2009).

La tendencia actual en el desarrollo se orienta hacia la concepción de catalizadores sólidos ácidos (Blasco *et al.*, 1998; Feller *et al.*, 2004; Gerzeliev *et al.*, 2018; Primo y García, 2014), con el objetivo de mitigar los riesgos asociados al manejo de ácidos protónicos, mejorar la viabilidad económica —dada la alta relación requerida de isobutano a olefinas— y reducir el consumo energético, particularmente en el caso del ácido sulfúrico, debido a la necesidad de refrigeración para operar a bajas temperaturas, así como su impacto ambiental.

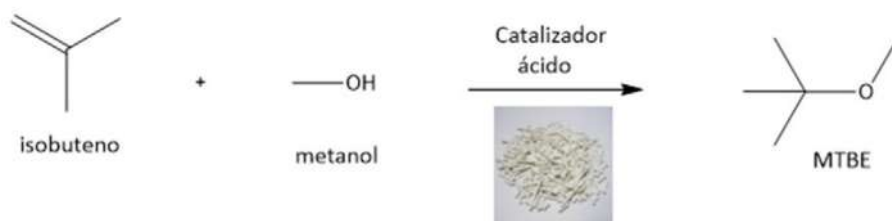
## Otros procesos con catalizadores

### *Síntesis de éteres*

La disponibilidad de olefinas ligeras del proceso FCC y la necesidad de corrientes de alto octano complementarias propició la incorporación de la síntesis de éteres por adición de metanol al isobutano e isoamileno, utilizando un catalizador ácido de intercambio iónico o zeolitas como ZSM-5 y ZSM-11 (Chu y Kuhl, 2002; Goodwin Jr. *et al.*, 2002).

El catalizador se emplea en reactores de lecho fijo o lecho expandido, dispuestos en varias etapas con sistemas de remoción de calor para compensar el carácter exotérmico de la reacción. Más recientemente, se ha incorporado su uso en columnas de destilación empacadas con catalizador, donde cumple una doble función: actuar como reactor y como medio de contacto líquido-vapor para la separación de reactivos y productos. Este enfoque, conocido como destilación catalítica, permite alcanzar mayores conversiones al posibilitar que la reacción avance más allá de las limitaciones impuestas por el equilibrio químico (figura 3.7) (Voloch *et al.*, 1986).

Figura 3.7. Proceso de producción de MTBE



Fuente: elaboración propia.

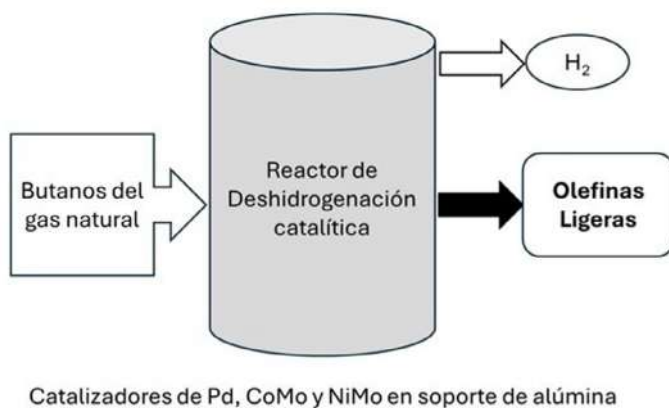
## Producción de olefinas

La creciente demanda de alquilado y de éteres para satisfacer las especificaciones de la gasolina reformulada, y la limitada disponibilidad de materia prima para su elaboración, ha promovido el desarrollo de procesos y catalizadores para la obtención de olefinas, particularmente butilenos, mediante la deshidrogenación de los butanos recuperados del gas natural (figura 3.8) (Corma *et al.*, 2017; Gao *et al.*, 2023; Jiao *et al.*, 2016).

Los catalizadores desarrollados se basan en metales nobles o cromo, soportados en alúmina, lo que ha permitido reducir considerablemente las temperaturas en comparación con los primeros procesos térmicos utilizados en la producción de olefinas (Speight, 2014d). Aunque las

reacciones de desintegración compiten con las de deshidrogenación, estos catalizadores han permitido una selectividad aceptable para procesos comerciales.

**Figura 3.8.** Producción de olefinas



Fuente: elaboración propia.

### Métodos de regeneración de catalizadores

Los catalizadores pierden actividad con el tiempo debido a diversos factores, lo que impacta la eficiencia de los procesos de refinación. Algunas causas comunes de desactivación incluyen (Oloruntoba *et al.*, 2022):

- Envenenamiento del catalizador debido a la acumulación de impurezas como azufre, nitrógeno y metales pesados.
- Coquización debido a la formación de depósitos de carbono que bloquean los sitios activos del catalizador.
- Sinterización que se debe a la alteración estructural por exposición prolongada a altas temperaturas, reduciendo la superficie activa.

La regeneración de catalizadores busca restaurar su actividad y prolongar su vida útil. Los principales métodos incluyen (Bartholomew y Argyle, 2015; Satyanarayana *et al.*, 2016):

- *Regeneración térmica*: es la aplicación de temperaturas controladas para quemar los depósitos de carbono sin dañar la estructura del catalizador.
- *Lavado químico*: es el uso de soluciones químicas para eliminar contaminantes específicos, como azufre o metales pesados.
- *Regeneración por reactivación química*: se trata de la incorporación de nuevos agentes catalíticos o tratamiento químico para restaurar la actividad del material.
- *Regeneración in situ vs. ex situ*: en algunos procesos se permite regenerar los catalizadores sin retirarlos de las unidades de refinación, mientras que, en otros, requieren el traslado a instalaciones especializadas.

## Innovaciones y tendencias en catalizadores

La industria petrolera enfrenta el reto de mejorar la eficiencia de los procesos catalíticos, reducir el impacto ambiental y optimizar la producción de combustibles más limpios. En este contexto, la innovación en catalizadores ha sido clave para cumplir con las nuevas regulaciones y demandas del mercado.

Algunas tendencias en el diseño de catalizadores, para mejorar la durabilidad, la eficiencia, la selectividad, el rendimiento y la reducción de emisiones contaminantes, incluyen:

- Resistencia a la desactivación por la acumulación de impurezas.
- Optimización de procesos de regeneración para prolongar la vida útil de los catalizadores.
- Explorar catalizadores basados en compuestos no convencionales para reducir costos y mejorar la sostenibilidad.
- Diseño de catalizadores con nanopartículas metálicas para mejorar la actividad catalítica y reducir el desperdicio de metales preciosos.
- Diseño de catalizadores libre de metales pesados y biodegradables minimizando el impacto ambiental y la seguridad en su manejo.

La innovación en catalizadores ha transformado la refinación del petróleo y seguirá desempeñando un papel crucial en la transición hacia procesos más sostenibles. Con el avance de tecnologías emergentes, la industria se encamina hacia una producción más eficiente y ambientalmente responsable.

## Referencias

- Ahmedzeki, N. S., y Al-Tabbakh, B. A. (2016). Catalytic Reforming of Iraqi Naphtha over Pt-Ti/HY Zeolite Catalyst. *Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering*, 17(3), 45-56. <https://doi.org/10.31699/IJCPE.2016.3.4>
- Akhtar, M. S., Ali, S., y Zaman, W. (2024). Recent Advancements in Catalysts for Petroleum Refining. *Catalysts*, 14(12), Article 12. <https://doi.org/10.3390/catal14120841>
- Albright, L. F. (2009). Present and Future Alkylation Processes in Refineries. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 48(3), 1409-1413. <https://doi.org/10.1021/ie801495p>
- Anilkumar, M., Loke, N., Patil, V., Panday, R., y G, Sreenivasarao. (2020). Hydrocracking of hydrotreated light cycle oil to mono aromatics over non-noble bi-functional (Ni-W supported) zeolite catalysts. *Catalysis Today, Proceedings of 3rd International Conference on Catalysis and Chemical Engineering*, 358, 221-227. <https://doi.org/10.1016/j.cattod.2019.12.027>
- Bartholomew, C. H., y Argyle, M. D. (2015). Advances in Catalyst Deactivation and Regeneration. *Catalysts*, 5(2), 5(2), 949-954. <https://doi.org/10.3390/catal5020949>
- Blasco, T., Corma, A., Martinez, A., y Martinezescolano, P. (1998). Supported heteropolyacid (HPW) catalysts for the continuous alkylation of isobutane with 2-butene: The benefit of using MCM-41 with larger pore diameters. *Journal of Catalysis*, 177(2), 306-313. <https://doi.org/10.1006/jcat.1998.2105>
- Carberry, J. J. (2001). *Chemical and Catalytic Reaction Engineering*. Courier Corporation.
- Carvalho, L. S., Conceição, K. C. S., Mazzieri, V. A., Reyes, P., Pieck, C. L., y Rangel, M. do C. (2012). Pt-Re-Ge/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> catalysts for n-octane reforming: Influence of the order of addition of the metal precursors. *Applied Catalysis A: General*, 419-420, 156-163. <https://doi.org/10.1016/j.apcata.2012.01.023>
- Hu, E., Yao, Z., Zhao, L., Wu, Juan., Meng, H., Huo, L., y Li, Y., Characteristics of zeolite-modified NiMo/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> catalysts and their hydrotreating performance for light cycled oil. *The Canadian Journal of Chemical Engineering* 2019, Vol 97, 5, 1107-1113. <https://doi.org/10.1002/cjce.23352>
- Choudary, N. V., y Newalkar, B. L. (2011). Use of zeolites in petroleum refining and petrochemical processes: Recent advances. *Journal of Porous Materials*, 18(6), 685-692. <https://doi.org/10.1007/s10934-010-9427-8>
- Chu, P., y Kuhl, G. H. (1987). Preparation of methyl tert-butyl ether (MTBE) over zeolite catalysts. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 26 (2), 365-369. <https://doi.org/10.1021/ie00062a032>
- Corma, A., Corresa, E., Mathieu, Y., Sauvanaud, L., Al-Bogami, S., Al-Ghrami, M. S., y Bourane, A. (2017). Crude oil to chemicals: Light olefins from crude oil. *Catalysis Science & Technology*, 7(1), 12-46. <https://doi.org/10.1039/C6CY01886F>
- Corson, B. B. (1947). Industrial catalysis. *Journal of Chemical Education*, 24(2), 99. <https://doi.org/10.1021/ed024p99>
- Degnan, T. F. (2000). Applications of zeolites in petroleum refining. *Topics in Catalysis*, 13(4), 349-356. <https://doi.org/10.1023/A:1009054905137>

- Emam, E. A. (2013). *Clays as Catalysts in Petroleum Refining Industry*. *ARPN Journal of Science and Technology* 3(4).
- Feller, A., Guzman, A., Zuazo, I., y Lercher, J. A. (2004). On the mechanism of catalyzed isobutane/butene alkylation by zeolites. *Journal of Catalysis*, 224(1), 80-93. <https://doi.org/10.1016/j.jcat.2004.02.019>
- Feller, A., y Lercher, J. A. (2004). Chemistry and Technology of Isobutane/Alkene Alkylation Catalyzed by Liquid and Solid Acids. *Advances in Catalysis*, 48, 229-295. [https://doi.org/10.1016/S0360-0564\(04\)48003-1](https://doi.org/10.1016/S0360-0564(04)48003-1)
- Free, G. (1942). *Catalytic cracking of middle oils with aluminum chloride*. <https://www.osti.gov/biblio/7296884>
- Gao, M., Zhang, G., Zhao, L., Gao, J., y Xu, C. (2023). Research Progress of Basic Catalyst Used in Catalytic Cracking for Olefin Production and Heavy Oil Utilization. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 62(3), 1215-1226. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.2c03939>
- Gault, F. G. (1981). Mechanisms of Skeletal Isomerization of Hydrocarbons on Metals. *Advances in Catalysis*, 30, 1-95. [https://doi.org/10.1016/S0360-0564\(08\)60325-9](https://doi.org/10.1016/S0360-0564(08)60325-9)
- Gerzeliev, I. M., Temnikova, V. A., Maksimov, A. L., y Khadzhiev, S. N. (2018). Regeneration of Zeolite Catalyst for Isobutane Alkylation with Olefins. *Petroleum Chemistry*, 58(10), 827-832. <https://doi.org/10.1134/S0965544118100067>
- Goodwin Jr., J. G., Natesakhawat, S., Nikolopoulos, A. A., y Kim, S. Y. (2002). Etherification on Zeolites: MTBE synthesis. *Catalysis Reviews*, 44(2), 287-320. <https://doi.org/10.1081/CR-120003496>
- Harris, T. V., Driver, M., Elomari, S., y Timken, H.-K. C. (2008). *Alkylation process using an alkyl halide promoted ionic liquid catalyst*. USPatent No. US20080142413A1. <https://patents.google.com/patent/US20080142413A1>
- Hidalgo, J., Zbuzek, M., Černý, R., y Jiřa, P. (2014). Current uses and trends in catalytic isomerization, alkylation and etherification processes to improve gasoline quality. *Open Chemistry*, 12(1), 1-13. <https://doi.org/10.2478/s11532-013-0354-9>
- Höchtel, M., Jentys, A., y Vinek, H. (2001). Isomerization of 1-pentene over SAPO, CoAPO (AEL, AFI) molecular sieves and HZSM-5. *Applied Catalysis A: General*, 207(1), 397-405. [https://doi.org/10.1016/S0926-860X\(00\)00682-7](https://doi.org/10.1016/S0926-860X(00)00682-7)
- Hommelftoft, S. I. (2001). Isobutane alkylation: Recent developments and future perspectives. *Applied Catalysis A: General*, 221(1-2), 421-428. [https://doi.org/10.1016/S0926-860X\(01\)00817-1](https://doi.org/10.1016/S0926-860X(01)00817-1)
- Jiao, F., Li, Jinjing, Pan, X., Xiao, J., Li, H., Ma, H., Wei, M., Pan, Y., Zhou, Z., Li, M., Miao, S., Li, Jian, Zhu, Y., Xiao, D., He, T., Yang, J., Qi, F., Fu, Q., y Bao, X. (2016). Selective conversion of syngas to light olefins. *Science*, 351(6277), 1065-1068. <https://doi.org/10.1126/science.aaf1835>
- Jumas, J.-C., Sougrati, M. T., Olivier-Fourcade, J., Jahel, A., Avenier, P., y Lacombe, S. (2013). Identification and quantification of Sn-based species in trimetallic Pt-Sn-In/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>-Cl naphtha-reforming catalysts. *Hyperfine Interactions*, 217(1), 137-144. <https://doi.org/10.1007/s10751-012-0717-1>

- Magee, J. S., y Mitchell, M. M. (1993). *Fluid Catalytic Cracking: Science and Technology*. Elsevier.
- Oh, Y., Shin, J., Noh, H., Kim, C., Kim, Y.-S., Lee, Y. K., y Lee, J. K. (2019). Selective hydrotreating and hydrocracking of FCC light cycle oil into high-value light aromatic hydrocarbons. *Applied Catalysis A: General*, 577, 86-98. <https://doi.org/10.1016/j.apcata.2019.03.004>
- Oloruntoba, A., Zhang, Y., y Hsu, C. S. (2022). State-of-the-Art Review of Fluid Catalytic Cracking (FCC) Catalyst Regeneration Intensification Technologies. *Energies*, 15(6). <https://doi.org/10.3390/en15062061>
- Primak, W. (1955). Kinetics of Processes Distributed in Activation Energy. *physical Review*, 100(6), 1677-1689. <https://doi.org/10.1103/PhysRev.100.1677>
- Primo, A., y García, H. (2014). Zeolites as catalysts in oil refining. *Chemical Society Reviews*, 43(22), 7548-7561. <https://doi.org/10.1039/C3CS60394F>
- Sadeghbeigi, R. (2012). Chapter 1—Process Description. En R. Sadeghbeigi (Ed.), *Fluid Catalytic Cracking Handbook (Third Edition)* (pp. 1-42). Butterworth-Heinemann. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-386965-4.00001-X>
- Sartipi, S., Parashar, K., Valero-Romero, M. J., Santos, V. P., van der Linden, B., Makkee, M., Kapteijn, F., y Gascon, J. (2013). Hierarchical H-ZSM-5-supported cobalt for the direct synthesis of gasoline-range hydrocarbons from syngas: Advantages, limitations, and mechanistic insight. *Journal of Catalysis*, 305, 179-190. <https://doi.org/10.1016/j.jcat.2013.05.012>
- Satyanarayana, C. V., Srikant, D., y Gurav, H. R. (2016). Chapter 5—Catalyst Deactivation and Regeneration. En S. S. Joshi & V. V. Ranade (Eds.), *Industrial Catalytic Processes for Fine and Specialty Chemicals* (pp. 187-219). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-801457-8.00005-7>
- Speight, J. G. (2014a). Catalytic Cracking. En *The Chemistry and Technology of Petroleum* (5.<sup>a</sup> ed.). CRC Press.
- Speight, J. G. (2014b). Hydrocracking. En *The Chemistry and Technology of Petroleum* (5.<sup>a</sup> ed.). CRC Press.
- Speight, J. G. (2014c). Hydrotreating and Desulfurization. En *The Chemistry and Technology of Petroleum* (5.<sup>a</sup> ed.). CRC Press.
- Speight, J. G. (2014d). Petrochemicals. En *The Chemistry and Technology of Petroleum* (5.<sup>a</sup> ed.). CRC Press.
- Speight, J. G. (2014e). Product Improvement and Treating. En *The Chemistry and Technology of Petroleum* (5.<sup>a</sup> ed.). CRC Press.
- Speight, J. G. (2014f). Refining Chemistry. En *The Chemistry and Technology of Petroleum* (5.<sup>a</sup> ed.). CRC Press.
- Tregubenko, V. Yu., Veretelnikov, K. V., y Belyi, A. S. (2019). Trimetallic Pt–Sn–Zr/γ-Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> Naphtha-Reforming Catalysts. *Kinetics and Catalysis*, 60(5), 612-617. <https://doi.org/10.1134/S0023158419040190>
- Tregubenko, V. Yu., Vinichenko, N. V., Paukshtis, E. A., Udras, I. E., y Belyi, A. S. (2019). Investigation of Pt-Re/Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>-ZrO<sub>2</sub> catalysts for n-heptane reforming. *AIP Conference Proceedings*, 2141(1), 020015. <https://doi.org/10.1063/1.5122034>
- Vogt, E. T. C., y Weckhuysen, B. M. (2015). Fluid catalytic cracking: Recent developments

- on the grand old lady of zeolite catalysis. *Chemical Society Reviews*, 44(20), 7342-7370. <https://doi.org/10.1039/C5CS00376H>
- Voloch, M., Ladisch, M. R., y Tsao, G. T. (1986). Methyl t-butyl ether (MTBE) process catalyst parameters. *Reactive Polymers, Ion Exchangers, Sorbents, Selected Papers Presented at the Symposium on Progress in Ion Exchange Processes*, 4(2), 91-98. [https://doi.org/10.1016/0167-6989\(86\)90005-X](https://doi.org/10.1016/0167-6989(86)90005-X)
- Wang, L., y Xiao, F.-S. (2014). The Importance of Catalyst Wettability. *ChemCatChem*, 6(11), 3048-3052. <https://doi.org/10.1002/cctc.201402437>
- Wisniak, J. (2000). Jöns Jacob Berzelius A Guide to the Perplexed Chemist. *The Chemical Educator*, 5(6), 343-350. <https://doi.org/10.1007/s00897000430a>
- Wisniak, J. (2010). The History of Catalysis. From the Beginning to Nobel Prizes. *Educación Química*, 21(1), 60-69. [https://doi.org/10.1016/S0187-893X\(18\)30074-0](https://doi.org/10.1016/S0187-893X(18)30074-0)



## 4. Los petroquímicos en la industria petrolera

DOI: [cc.443.04](https://doi.org/10.4433/04)DIEGO GUZMÁN LUCERO\*  
RAFAEL MARTÍNEZ PALOU\*\*

### Resumen

La industria petroquímica es la rama de la industria química dedicada a la transformación del petróleo y el gas natural en productos químicos. Además de los combustibles, como la gasolina, la turbosina, el diésel, el queroseno y los gases butano y propano, la industria petrolera también se dedica a la producción de una amplia gama de productos no combustibles que son esenciales para la vida cotidiana y la industria.

En este capítulo se describen los productos petroquímicos, es decir, los obtenidos primariamente en el proceso de refinación del petróleo para obtener combustibles. Estos productos petroquímicos se clasifican principalmente en dos tipos: olefinas, es decir, compuestos orgánicos insaturados como el etileno y el propileno, y compuestos aromáticos, en particular benceno, tolueno y xilenos. Ambos grupos tienen gran relevancia industrial y comercial, ya que constituyen materias primas esenciales para la producción de numerosos productos de uso cotidiano, como plásticos, fibras sintéticas y detergentes, así como de otros más especializados, como fertilizantes y productos farmacéuticos.

**Palabras clave:** *petroquímicos, polímeros, aromáticos, etileno, propileno.*

---

\*Doctor en Ciencias. Investigador en el Instituto Mexicano del Petróleo, México. ORCID: 0000-0001-8113-7364; Scopus: 9640362100; correo electrónico: [djguzman@imp.mx](mailto:djguzman@imp.mx)

\*\*Doctor en Ciencias. Investigador y Profesor en el Instituto Mexicano del Petróleo, México. ORCID: 0000-0003-3598-7207; Scopus: 9639930800; correo electrónico: [rpalou@imp.mx](mailto:rpalou@imp.mx)

## Introducción

La industria petrolera es una de las más importantes a nivel mundial. Su relevancia no solo radica en que provee los combustibles que permiten generar más del 80% de la energía utilizada a nivel global y aproximadamente el 60% del suministro eléctrico (LinkedIn, s. f.), sino también en que suministra una amplia variedad de productos químicos de gran utilidad, como asfalto, alquitrán, azufre, ceras, lubricantes y aceites, así como materias primas esenciales para la fabricación de numerosos productos de consumo masivo (Hatch y Matar, 2022). Los productos petroquímicos son productos químicos derivados principalmente del petróleo mediante procesos de refinación, aunque también pueden obtenerse de otros combustibles fósiles, como el gas natural o de energías renovables. Estas últimas son tecnologías que no sólo ayudan a mitigar el cambio climático, sino que también promueven una economía circular al utilizar recursos renovables y reducir los residuos (Mafakheri *et al.*, 2023).

Las refinerías de petróleo producen los petroquímicos básicos (olefinas y aromáticos) mediante el proceso conocido como craqueo de fracciones de petróleo. En particular, las olefinas se obtienen mediante el craqueo a vapor del gas natural y los aromáticos mediante el reformado catalítico de la nafta.

La industria petroquímica ocupa una posición insustituible en el desarrollo económico mundial y, ante la creciente conciencia ambiental, la reducción de emisiones y el impulso de transformaciones químicas de bajo carbono, se prevé que su relevancia continúe en aumento en el futuro (Wu *et al.*, 2024a).

En este capítulo se revisa la industria petroquímica, así como los procesos y las reacciones que dan lugar a los productos petroquímicos básicos y a los productos intermedios y finales obtenidos a partir de estos, así como sus aplicaciones y utilidades.

## Los productos petroquímicos

Las dos clases más importantes de petroquímicos son las olefinas, cuyos productos principales son el etileno y el propileno, y los hidrocarburos

aromáticos, básicamente, benceno, tolueno y xileno. Las olefinas se producen principalmente mediante el craqueo con vapor de líquidos de gas natural (como el etano y el propano) y el proceso FCC de fracciones de petróleo. Las características más distintivas de estos productos se detallan a continuación.

### **Etileno**

El eteno o etileno ( $C_2H_4$ ) es una olefina conformada por dos átomos de carbono unidos por un doble enlace y, a su vez, enlazados a dos átomos de hidrógeno cada uno. Esta insaturación (enlace  $\pi$ ) le confiere a ésta molécula una gran reactividad que la convierte en un atractivo bloque de construcción para la fabricación de polímeros o como precursor de otros monómeros que pueden transformarse en plásticos con un sinnúmero de aplicaciones en la vida cotidiana (figura 4.1).

**Figura 4.1.** Estructura química del etileno



Fuente: elaboración propia.

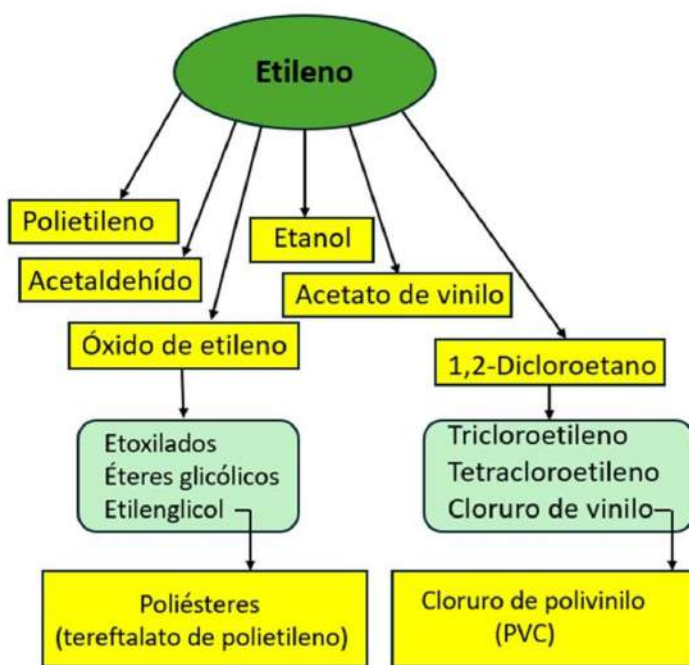
Estos productos son materias primas que a menudo se envían a plantas petroquímicas para su transformación en una amplia variedad de productos finales de aplicación masiva. Más del 50% del etileno producido se emplea en la fabricación de polietileno (plástico). También es precursor de otros monómeros y polímeros como el estireno, el cloruro de vinilo, el acetato de vinilo, etilbenceno y etilenglicol (usado en anticongelantes y en la fabricación de poliéster).

El etileno también es una fitohormona natural que desempeña un papel crucial en diversos procesos fisiológicos de las plantas, incluyendo la maduración de frutos, la senescencia (envejecimiento), la abscisión (caída de

hojas y flores), la germinación de semillas y las respuestas al estrés biótico y abiótico. Su producción en las plantas aumenta en ciertas etapas del desarrollo, especialmente durante la maduración de frutos climatéricos (por ejemplo, plátanos, manzanas), donde induce cambios en el color, sabor, aroma y textura (Liu *et al.*, 2020).

En la figura 4.2 se muestran los principales productos químicos que pueden obtenerse a partir del etileno.

**Figura 4.2.** Principales productos que pueden obtenerse a partir del etileno



Fuente: elaboración propia.

El etileno no es un contaminante persistente en la atmósfera en grandes concentraciones directas; sin embargo, su derivado, el óxido de etileno, es un contaminante peligroso del aire y un conocido carcinógeno y mutágeno. Por esta razón, su uso y sus niveles en alimentos están estrictamente regulados

o prohibidos en algunas regiones, como la Unión Europea (Kirman *et al.*, 2021; Vincent *et al.*, 2019).

El polietiléntereftalato (PET) es un plástico de amplio uso comercial en la fabricación de envases de alimentos y bebidas, bandejas y películas debido a su transparencia, su resistencia química y su barrera a los gases. También se emplea en la fabricación de fibras textiles, como el poliéster, para la fabricación de telas y alfombras. Tiene aplicaciones médicas en implantes, prótesis y dispositivos biomédicos (Barber, 2017). Estos productos pueden someterse a reciclaje químico y mecánico para producir nuevos monómeros o fibras recicladas (Guo *et al.*, 2025).

Por su parte, el PVC es un plástico resistente, muy útil en la fabricación de tuberías, ventanas, revestimientos y cables eléctricos. Tiene aplicaciones médicas en la elaboración de bolsas para sangre, tubos intravenosos, catéteres y películas flexibles y blísteres farmacéuticos, y también aplicaciones textiles como en el cuero sintético, suelas, impermeables, por mencionar algunas (Mathews, 2024; Titow, 1991).

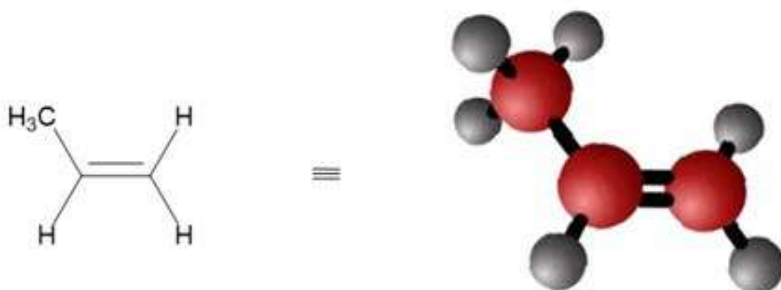
## Propileno

Al igual que el etileno, el propileno es un alqueno, pero presenta tres átomos y su nombre químico convencional es propeno. El propileno es un gas incoloro muy inflamable, con olor picante, pero de baja toxicidad. Se obtiene principalmente como un subproducto del craqueo térmico de hidrocarburos, como la nafta y el gas licuado del petróleo, durante la refinación del petróleo. También se puede obtener mediante craqueo al vapor (“steam cracking”) y por conversión de olefinas (figura 4.3, ubicada en la siguiente página) (Speight, 2019).

El propileno es uno de los productos químicos más relevantes en la industria química, siendo la segunda materia prima más empleada en la petroquímica después del etileno (Hossain *et al.*, 2024). Los principales usos del propileno son la producción de polipropileno, que es un polímero (plástico) moldeable de gran versatilidad, ampliamente utilizado para la fabricación de películas, envases, textiles, componentes automotrices, dispositivos médicos y materiales de laboratorio (Elbakyan y Zaporotskova, 2025). Este

polímero se caracteriza por tener una alta resistencia a impactos, al calor, a la humedad y a los productos químicos. Una gran ventaja del polipropileno es su inocuidad, lo que lo hace adecuado para contacto alimentario y para aplicaciones médicas, y además es reciclable (Useon, 2024).

**Figura 4.3.** Estructura química del propileno



Fuente: elaboración propia.

El propileno es precursor del óxido de propileno, un compuesto químico muy empleado en la fabricación de espumas y de resina epóxica, por lo que es de amplio uso comercial. También el propileno se emplea para preparar acrilotcas (*Polypropylene Types: Chemistry, Properties, and Applications*, s. f.)

De la misma manera, el propileno es empleado en la obtención de otros químicos muy valiosos como el isopropanol o alcohol isopropílico, que es un disolvente de alta demanda, el ácido acrílico, que es precursor de los polímeros acrílicos y de cumeno, que es un intermediario en la obtención de otros químicos muy útiles como el fenol y la acetona (Humans, 2013). Otro producto que puede obtenerse a partir del propileno es el propilenglicol. Este producto químico tiene numerosas aplicaciones, como anticongelante no tóxico en sistemas de automoción y de construcción (preferible al etilenglicol), agente cosmético, humectante, disolvente, surfactante y conservante. Investigaciones recientes exploran su uso para la conservación de muestras de ADN y como anticongelante en intercambiadores de calor geotérmicos (Weigand *et al.*, 2021). Debido a su elevada inflamabilidad, el propileno también se utiliza

ampliamente en técnicas de soldadura y calentamiento de metales (figura 4.4).

**Figura 4.4.** Principales productos que pueden obtenerse a partir del propileno



Fuente: elaboración propia.

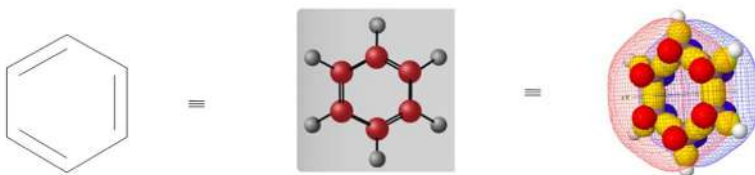
Las investigaciones más recientes sobre el propileno se centran en mejorar las propiedades del polipropileno mediante diversas técnicas, como la copolimerización, la modificación con aditivos y la formación de nanocompuestos. La incorporación de nanomateriales como el grafeno, los nanotubos de carbono, la nanoarcilla y las nanopartículas de plata ha demostrado ser prometedora para mejorar la estabilidad térmica, la resistencia al impacto, las propiedades de barrera y la conductividad eléctrica, lo que ha dado lugar a aplicaciones en electrónica, dispositivos de almacenamiento de energía y textiles inteligentes.

También se ha avanzado en alternativas para el desarrollo de métodos de producción de propileno más sostenibles, como la deshidrogenación del propano, para reducir la dependencia de los métodos convencionales basados en el petróleo (Martino *et al.*, 2021; Zuo y Su, 2023).

## Benceno

El benceno ( $C_6H_6$ ) es un compuesto químico orgánico fundamental con una estructura aromática debido a que está constituido por un anillo hexagonal de 6 átomos de carbono con electrones  $\pi$  que no están localizados en enlaces dobles específicos, sino que están deslocalizados y se distribuyen por todo el anillo. Esto genera una nube electrónica que se extiende por encima y por debajo del plano del anillo, lo que le confiere una elevada estabilidad química y una reactividad característica (figura 4.5).

**Figura 4.5.** Estructura química del benceno



Fuente: elaboración propia.

A pesar de que el benceno es un compuesto insaturado, como el etileno y el propileno, su estabilidad aromática lo hace más favorable para las reacciones de sustitución electrofílica que para las de adición. Entre las reacciones comunes se incluyen la nitración, la sulfonación, la halogenación, la alquilación y la acilación de Friedel-Crafts (Kille, 2021).

El benceno se utiliza como materia prima en numerosas industrias químicas debido a su reactividad y sus propiedades químicas únicas. En la tabla 4.1 se presentan algunas de las aplicaciones industriales más importantes del benceno (Franck y Stadelhofer, 1988).

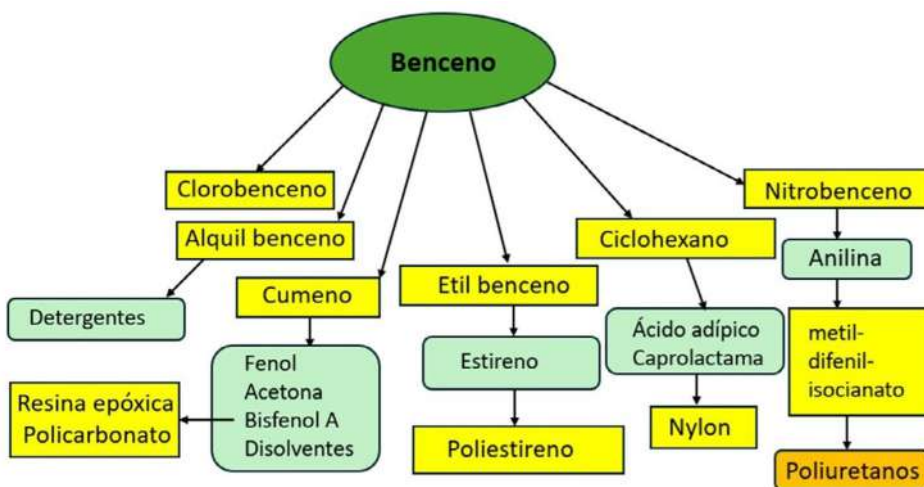
**Tabla 4.1.** Principales aplicaciones industriales del benceno

| Usos de benceno          | Descripción                                                            |
|--------------------------|------------------------------------------------------------------------|
| Fabricación de plásticos | Precursor de polímeros como el poliestireno, el polipropileno y otros. |
| Industria del caucho     | Producción de estireno y otros derivados del caucho sintético.         |

|                         |                                                                                                |
|-------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Resinas y adhesivos     | Fabricación de resinas fenol-formaldehído, epóxica y otras.                                    |
| Detergentes             | Producción de alquilbenceno y benceno sulfonados para detergentes biodegradables.              |
| Fármacos                | Síntesis de fármacos, intermedio en medicamentos antibióticos, analgésicos y anticancerígenos. |
| Disolvente              | Formulación de pinturas, tintas, adhesivos y recubrimientos. Limpieza de grasa y metales.      |
| Aditivo de combustibles | Empleado para incrementar el octanaje en gasolinas, aunque regulado por toxicidad.             |
| Industria textil        | Base para la producción de fibras sintéticas, colorantes, tintes y pigmentos industriales.     |

Fuente: elaboración propia.

**Figura 4.6.** Principales productos que pueden obtenerse a partir del benceno



Fuente: elaboración propia.

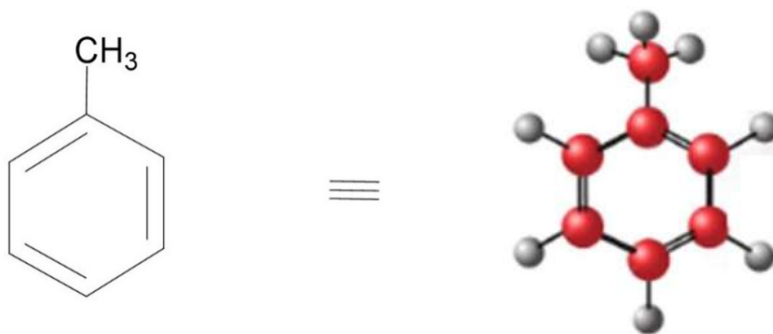
Los derivados de la reducción del benceno, tales como el ciclohexano, el ciclohexeno y el 1,4-ciclohexadieno también tienen una amplia variedad de aplicaciones y alcances en la química orgánica sintética e industrial (Aminzai et al., 2024) (figura 4.6).

El benceno también plantea notables preocupaciones para la salud y el medio ambiente, ya que es una sustancia carcinógena, con riesgos para la salud humana debido a su toxicidad, que afecta la médula ósea y el sistema inmunitario, por lo que su manejo es estrictamente regulado (Rana y Verma, 2005; Yardley-Jones *et al.*, 1991).

## Tolueno

El tolueno ( $C_6H_5CH_3$ ) es un hidrocarburo aromático derivado del benceno en el que se sustituye un hidrógeno por un grupo metilo, también es conocido como metilbenceno o toluol. El tolueno está presente en la naturaleza en árboles del género *Myroxylon*. El tolueno se obtiene tanto de la destilación del petróleo como de la manufactura de coque y de la producción de etileno y propileno. Como la mayoría de los compuestos aromáticos, tiene un olor muy característico (dulce) y es prácticamente insoluble en agua (figura 4.7).

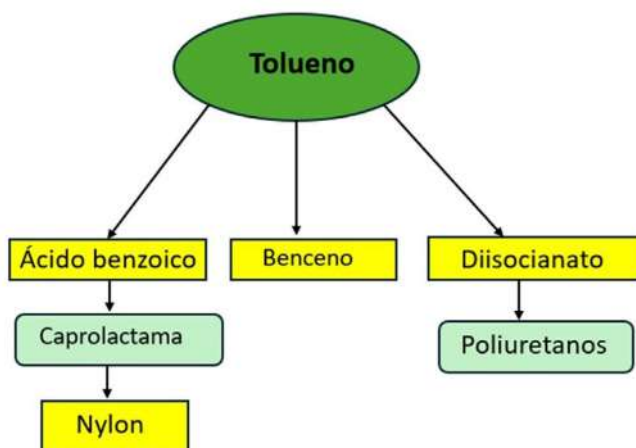
Figura 4.7. Estructura química del tolueno



Fuente: elaboración propia.

Aunque su toxicidad es menor que la del benceno, una exposición prolongada o a altas concentraciones puede afectar el sistema nervioso central, causando síntomas como mareos, debilidad, pérdida de memoria y náuseas. Los vapores tienen un efecto narcótico y pueden irritar los ojos y las vías respiratorias.

**Figura 4.8.** Principales productos que pueden obtenerse a partir del benceno



Fuente: elaboración propia.

### Aplicaciones industriales del tolueno

El tolueno es ampliamente utilizado como disolvente para pinturas, barnices, lacas, adhesivos, resinas y tintas, así como en procesos de impresión y curtido de cuero. Su capacidad para disolver diversas resinas y aceites lo hace ideal para facilitar una aplicación uniforme y acelerar el secado de estos productos. También se utiliza como solvente para extraer y purificar compuestos activos en medicamentos, perfumes y cosméticos.

Una de las principales aplicaciones del tolueno es la fabricación de plásticos, como poliestireno, poliuretano y en la producción de caucho sintético (por ejemplo, estireno-butadieno). Sirve como materia prima para la elaboración de compuestos derivados del benceno como el ácido benzoico, el fenol, el benzaldehído y para la síntesis del explosivo TNT (2,4,6-trinitrotolueno), utilizado en aplicaciones militares e industriales.

El tolueno se emplea como aditivo antidetonante (anti-knock) en carburantes para automóviles y aviación, mejorando el rendimiento y la eficiencia del motor, especialmente en condiciones extremas.

Como se pudo observar en la página anterior, la figura 4.8 muestra algunos de los principales productos derivados del tolueno.

## Xilenos

Los xilenos ( $C_6H_4(CH_3)_2$ ) son dimetilbencenos, es decir, su estructura consta de un anillo bencénico con dos grupos de metilo. Estos grupos pueden estar ubicados en tres posibles posiciones relativas unas a otras, lo que da lugar a tres isómeros *o*-xileno (orto), *m*-xileno (meta) y *p*-xileno (para). La mezcla de estos isómeros forma un líquido incoloro con un olor dulce, similar al de la gasolina, muy inflamable y con un reconocido poder disolvente. Tienen una escasa solubilidad en agua, pero son excelentes en disolventes orgánicos como el etanol y la acetona (*Xylenes*, s. f.).

Debido a su similitud estructural, los puntos de ebullición de *o*-xileno (144.4 °C), *m*-xileno (139.1 °C) y *p*-xileno (138.4 °C) son muy similares, lo que dificulta su separación, haciéndolo todo un reto industrial; sin embargo, es posible obtener los isómeros puros mediante una destilación fraccionada mediante una columna fraccionadora adecuada. El *o*-xileno se recoge en el fondo, mientras que el *m*-xileno, el *p*-xileno y etilbenceno, que comúnmente los acompaña, se recuperan en la cabeza de la destilación por tener puntos de ebullición más altos (Hashem, 2021).

Estos isómeros también pueden separarse mediante el proceso de isomerización catalítica, mediante el cual se convierten *m*-xileno y *o*-xileno en *p*-xileno para aumentar su proporción. Para ello, se utilizan catalizadores como zeolitas ZSM-5 y platino soportado en  $Al_2O_3$ - $SiO_2$ .

La separación de los isómeros es conveniente debido a que el *p*-xileno se emplea como materia prima para producir ácido tereftálico y PET, mientras que el *o*-xileno es precursor del anhídrido ftálico. El *m*-xileno es menos demandado, pero es útil en la producción de resinas especiales (Lapa y Martins, 2023).

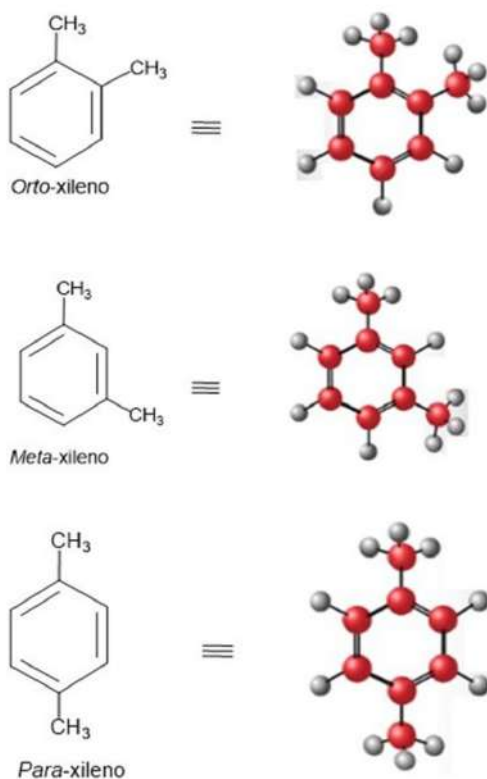
Los xilenos se encuentran presentes de manera natural en el petróleo crudo, la gasolina y el alquitrán de hulla. La formación de estos se favorece con el proceso de reformado catalítico, el que convierte fracciones de petróleo, como la nafta, en hidrocarburos aromáticos, incluyendo xilenos.

También los xilenos pueden obtenerse mediante la pirólisis de hidrocarburos, un proceso de craqueo de alcanos o aceites pesados a altas temperaturas.

En relación con la toxicidad de los xilenos, podemos comentar que la exposición a corto plazo a este disolvente puede causar mareos, náuseas e irritación de ojos y garganta, mientras que, a largo plazo, puede afectar el sistema nervioso

central, los riñones y el sistema respiratorio. El manejo de estos productos debe gestionarse adecuadamente para evitar los problemas en la salud humana y animal, además del impacto ambiental, debido a que pueden contaminar el agua y el suelo.

**Figura 4.9.** Estructura química de los isómeros del xileno



Fuente: elaboración propia.

La figura 4.10 muestra los principales productos que pueden obtenerse a partir de los xilenos.

**Figura 4.10.** Principales productos que pueden obtenerse a partir de los xilenos



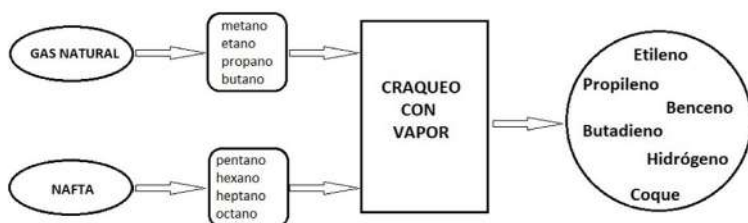
Fuente: elaboración propia.

Los productos químicos obtenidos a partir de los xilenos se emplean en la fabricación de plásticos, colorantes, pigmentos, pinturas y recubrimientos. Los ésteres de ftalato, como el tereftalato de dioctilo, son empleados en la fabricación de cables y materiales con alta resistencia térmica y se añaden al PVC para mejorar su maleabilidad (Nikoofar y Sadathosainy, 2023).

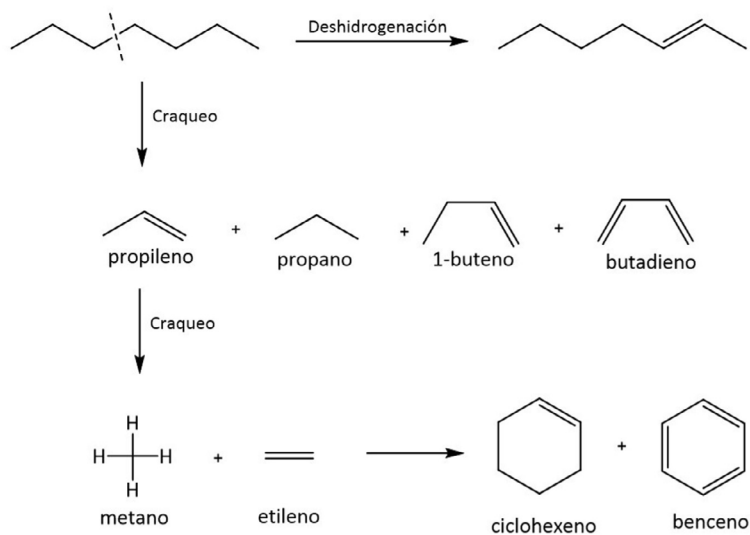
## Procesos industriales para la obtención de los productos petroquímicos

### *Craqueo con vapor*

El craqueo a vapor es un proceso petroquímico en el que los hidrocarburos saturados se descomponen en hidrocarburos más pequeños, a menudo insaturados. Éste es el principal método industrial para producir alquenos ligeros, también conocidos como olefinas, como el eteno (etileno) y el propeno (propileno). Las unidades de craqueo a vapor son instalaciones en las que materias primas, como el gas licuado de petróleo, la nafta y otros gases, como el etano, el propano o el butano, se craquean térmicamente con vapor en hornos especializados para generar hidrocarburos más ligeros (figura 4.11).

**Figura 4.11.** *Productos obtenidos mediante el craqueo con vapor*

Fuente: elaboración propia.

**Figura 4.12.** *Principales reacciones que se producen en el craqueo con vapor*

Fuente: elaboración propia.

En el proceso de craqueo con vapor, una carga de hidrocarburos gaseosos (gas natural o sus componentes) o líquidos (nafta) se mezcla con vapor de agua a temperaturas muy altas (mayor a 800 °C) y se calienta brevemente

en un horno sin oxígeno. Este proceso produce la ruptura de enlaces carbono-carbono en alcanos para formar olefinas y parafinas más pequeñas, es decir, el fraccionamiento de los hidrocarburos de mayor número de carbonos en hidrógeno y en otros hidrocarburos más pequeños e insaturados (figura 4.12).

El vapor de agua no reacciona químicamente. Sólo actúa como un diluyente para reducir la presión parcial de los hidrocarburos, evitar la formación de coque y controlar la temperatura en el reactor, mejorando la eficiencia del proceso. El vapor reduce la concentración de hidrocarburos, lo que favorece la formación de productos más ligeros y disminuye la formación de coque. También la formación de coque y las reacciones colaterales indeseadas se inhiben mediante un enfriamiento rápido de los productos del craqueo.

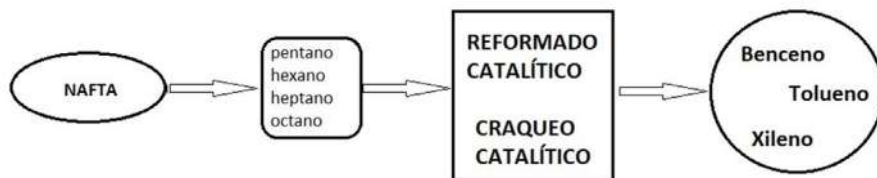
### **Reformado catalítico de la nafta**

El craqueo catalítico de la nafta para producir benceno, tolueno y xileno (BTX) es un proceso petroquímico clave para obtener estos hidrocarburos aromáticos, que son materias primas fundamentales en la industria química.

Convencionalmente, el reformado catalítico es complementado con procesos como la desproporción del tolueno para ajustar la composición de aromáticos. La desproporción del tolueno permite optimizar la producción de xileno, especialmente del isómero *para*-xileno.

El catalizador por excelencia es el de platino sobre alúmina. La nafta se somete a reformado catalítico a alta temperatura (450-550 °C) y baja presión, en presencia del catalizador. El craqueo catalítico también puede intervenir en el craqueo de la nafta, pero el reformado es la vía principal para la aromatización y la formación de BTX (figura 4.13).

**Figura 4.13.** Craqueo catalítico de la nafta para producir BTX



### ***Producción de petroquímicos a partir de fuentes renovables***

Algunos productos petroquímicos son factibles de preparar por métodos amigables con el medio ambiente al producirse a partir de la biomasa. Por ejemplo, el etileno se puede obtener de la deshidratación de bioetanol o de la fermentación de azúcares provenientes de los materiales lignocelulósicos.

#### ***Deshidratación de bioetanol***

Tradicionalmente, el etileno se obtiene mediante el craqueo térmico de hidrocarburos como la nafta o el gas licuado de petróleo; sin embargo, debido a la creciente preocupación por la sostenibilidad, se ha impulsado la investigación en métodos alternativos, como la deshidratación catalítica de etanol (bioetanol), la cual ofrece ventajas como menores temperaturas de reacción y el uso de fuentes renovables (Fan *et al.*, 2013; Zhang y Yu, 2013).

Para la deshidratación del etanol se han evaluado diferentes catalizadores, como los heteropoliácidos, los óxidos metálicos y las zeolitas (Ngcobo *et al.*, 2024).

#### ***Fermentación de azúcares***

Algunos microorganismos pueden fermentar azúcares derivados de plantas para producir etileno. Este proceso biotecnológico es aún objeto de investigación, pero tiene el potencial de ser una opción sostenible. Los microorganismos pueden modular los niveles de etileno mediante la producción de enzimas como la ACC oxidasa o la ACC desaminasa, que afectan las vías de biosíntesis de etileno en las plantas (Shekhawat *et al.*, 2023).

Algunas olefinas de bajo peso molecular, como el etileno y el propileno, pueden obtenerse a partir de metanol. El proceso tiene dos etapas, en la primera etapa se transforma el metanol en éter dimetilico y agua a través de una reacción exotérmica en presencia de  $\gamma$ -alúmina ( $\gamma\text{-Al}_2\text{O}_3$ ) como catalizador, y en la segunda etapa el dimetiléter es calentado en un reactor en presencia de un catalizador de zeolita (ZCM-5) a baja presión para favorecer la obtención de olefinas de bajo peso molecular (C2-C8). Las olefinas pueden ser recicladas al reactor para favorecer la formación de propileno como producto principal (*Technology Economics*, s. f.) (figura 4.14).

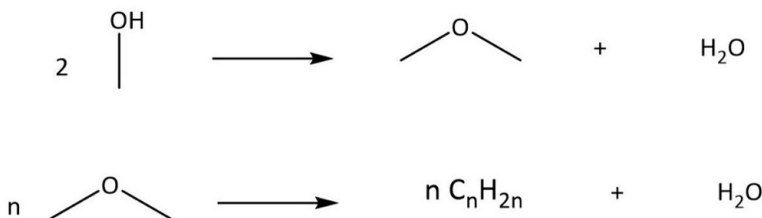
**Figura 4.14. Síntesis de olefinas a partir de metanol**

Figura: elaboración propia.

### ***Consideraciones acerca de los efectos ambientales de la petroquímica***

Las instalaciones industriales petroquímicas son las principales responsables de la emisión de compuestos orgánicos volátiles (COV) a nivel mundial. Una gran cantidad de emisiones de COV acentúa el efecto invernadero, provoca la destrucción de la capa de ozono, causa smog fotoquímico y provoca anomalías climáticas. Además, la manipulación inadecuada de los gases residuales petroquímicos puede provocar intoxicación o incluso la muerte, la contaminación del agua potable, la ingestión por herbívoros y otros procesos. Incluso dentro de los límites permisibles, la exposición prolongada del cuerpo humano a los COV tiene efectos adversos en el tracto respiratorio, el sistema cardiovascular, el sistema inmunitario y el sistema nervioso (Wu *et al.*, 2024b).

Existe una fuerte tendencia hacia la reducción de emisiones, la transformación hacia una economía baja en carbono y la adopción de tecnologías más limpias en respuesta a las presiones regulatorias y sociales, por lo que la investigación científica está enfocada en mitigar los efectos ambientales de esta industria.

Las refinerías modernas están cada vez más integradas con la producción petroquímica, lo que permite la conversión directa de petróleo crudo en productos químicos junto con los combustibles tradicionales, convirtiendo hasta un 40-50% de su consumo de petróleo crudo en petroquímicos. La integración

proporciona sinergias operativas, como servicios compartidos y transferencia directa de materia prima entre las unidades de refinación y química.

La demanda de petroquímicos está aumentando, a pesar de que se prevé que la demanda de combustibles para el transporte disminuya debido a la transición hacia las energías renovables y la adopción de vehículos eléctricos. La industria también se centra en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y la mejora de la sostenibilidad, incluyendo el uso de dióxido de carbono capturado, biomasa y reciclaje como materias primas alternativas (Geng *et al.*, 2020).

## **Perspectivas futuras de la industria petroquímica**

La industria petroquímica ocupa un lugar central en el desarrollo económico. Los productos petroquímicos son fundamentales en la cadena de valor de la industria petrolera, sustentando una amplia gama de otros productos químicos de alto valor comercial, materiales y productos modernos de gran aplicación en la vida cotidiana (Speight, s. f.). A medida que el mundo abandona los combustibles fósiles como fuente de energía, se prevé que los petroquímicos sigan siendo un importante impulsor de la demanda de petróleo, con la innovación del sector centrada en la integración, la eficiencia y la sostenibilidad. Los complejos de crudo a productos químicos podrían dominar la industria petroquímica en las siguientes décadas (Giannikopoulos *et al.*, 2022).

Con la creciente conciencia ambiental, la reducción de emisiones y la transformación hacia una economía baja en carbono en la industria petroquímica se convertirán en la tendencia principal del futuro. El futuro de la industria petrolera está cada vez más ligado a los productos químicos más que a los combustibles, ya que se espera que los petroquímicos representen una parte cada vez mayor de la demanda de petróleo y la producción de las refinerías (Why the Future of Oil Is in Chemicals, Not Fuels, s. f.). Para atender esta tendencia y mitigar los impactos ambientales más significativos de esta industria, se están integrando sistemas automatizados de monitoreo y control para optimizar el rendimiento de las unidades de procesamiento y reducir los costos operativos (Jafarinejad y Jiang, 2019).

## Referencias

- Aminzai, M. T., Azizi, N., Nural, Y., y Yabalak, E. (2024). Recent progress in the reduction of benzene derivatives and their industrial applications. *Monatshefte Für Chemie - Chemical Monthly*, 155(2), 115-129. <https://doi.org/10.1007/s00706-023-03154-4>
- Barber, N. A. (2017). *Polyethylene Terephthalate: Uses, Properties, and Degradation*. Nova Science Publishers, Incorporated.
- Daramola, M. O. (Ed.). (2013). Xylenes: Synthesis, characterization and physicochemical properties. Nova Science Publishers. <https://novapublishers.com/shop/xylenes-synthesis-characterization-and-physicochemical-properties/>
- Elbakyan, L., y Zaporotskova, I. (2025). Polypropylene Modified with Carbon Nanomaterials: Structure, Properties and Application (A Review). *Polymers*, 17(4), Article 4. <https://doi.org/10.3390/polym17040517>
- Fan, D., Dai, D.-J., y Wu, H.-S. (2013). Ethylene Formation by Catalytic Dehydration of Ethanol with Industrial Considerations. *Materials*, 6(1), Article 1. <https://doi.org/10.3390/ma6010101>
- Franck, H.-G., y Stadelhofer, J. W. (1988). Production and uses of benzene derivatives. En H.-G. Franck & J. W. Stadelhofer (Eds.), *Industrial Aromatic Chemistry: Raw Materials · Processes · Products* (pp. 132-235). Springer. [https://doi.org/10.1007/978-3-642-73432-8\\_5](https://doi.org/10.1007/978-3-642-73432-8_5)
- Geng, Z., Zhang, Y., Li, C., Han, Y., Cui, Y., y Yu, B. (2020). Energy optimization and prediction modeling of petrochemical industries: An improved convolutional neural network based on cross-feature. *Energy*, 194, 116851. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116851>
- Giannikopoulos, I., Skouteris, A., Edgar, T. F., Baldea, M., Allen, D. T., y Stadtherr, M. A. (2022). Probing the Impact of an Energy and Transportation Paradigm Shift on the Petrochemicals Industry. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 61(33), 12169-12179. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.2c00309>
- Guo, Z., Wu, J., y Wang, J. (2025). Chemical degradation and recycling of polyethylene terephthalate (PET): A review. *RSC Sustainability*, 3(5), 2111-2133. <https://doi.org/10.1039/D4SU00658E>
- Hashem, A. (2021). Xylene isomer separations by intrinsically porous molecular materials. *Cell Reports Physical Science*. <https://doi.org/10.1016/J.XCRP.2021.100470>
- Hatch, L. F., y Matar, S. (2022). *Chemistry of Petrochemical Processes* (Second Edition). Elsevier. <https://bookhup.com/p/3275>
- Hossain, Md. T., Shahid, Md. A., Mahmud, N., Habib, A., Rana, Md. M., Khan, S. A., y Hossain, Md. D. (2024). Research and application of polypropylene: A review. *Discover Nano*, 19(1), 2. <https://doi.org/10.1186/s11671-023-03952-z>
- Humans, I. W. G. on the E. of C. R. to. (2013). CUMENE. En *Some Chemicals Present in Industrial and Consumer Products, Food and Drinking-Water*. International Agency for Research on Cancer. <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/books/NBK373179/>
- Jafarinejad, S., y Jiang, S. C. (2019). Current technologies and future directions for treating

- petroleum refineries and petrochemical plants (PRPP) wastewaters. *Journal of Environmental Chemical Engineering*, 7(5), 103326. <https://doi.org/10.1016/j.jece.2019.103326>
- Kille, S. (2021). Reactions of Benzene. *Organic Chemistry: Current Research*, 10(7), 1-1. <https://doi.org/10.35248/2161-0401.21.10.234>
- Kirman, C., Li, A., Sheehan, P., Bus, J., Lewis, R., y Hays, S. (2021). Ethylene oxide review: Characterization of total exposure via endogenous and exogenous pathways and their implications to risk assessment and risk management. *Journal of Toxicology and Environmental Health, Part B*, 24(1), 1-29. <https://doi.org/10.1080/10937404.2020.1852988>
- Lapa, H. M., y Martins, L. M. D. R. S. (2023). p-Xylene Oxidation to Terephthalic Acid: New Trends. *Molecules*, 28(4), Article 4. <https://doi.org/10.3390/molecules28041922>
- LinkedIn. (s. f.). *Panorama energético global en 2025*. Recuperado 3 de julio de 2025, de <https://www.linkedin.com/pulse/panorama-energ%C3%A9tico-global-en-2025-enlight-mexico-sq3xc/>
- Liu, Y., Tang, M., Liu, M., Su, D., Chen, J., Gao, Y., Bouzayen, M., y Li, Z. (2020). The Molecular Regulation of Ethylene in Fruit Ripening. *Small Methods*, 4(8), 1900485. <https://doi.org/10.1002/smt.201900485>
- Mafakheri, A., Sulaimany, S., y Mohammadi, S. (2023). Predicting the establishment and removal of global trade relations for import and export of petrochemical products. *Energy*, 269, 126850. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.126850>
- Martino, M., Meloni, E., festa, G., y Palma, V. (2021). Propylene Synthesis: Recent Advances in the Use of Pt-Based Catalysts for Propane Dehydrogenation Reaction. *Catalysts*, 11(9), Article 9. <https://doi.org/10.3390/catal11091070>
- Mathews, G. (2024). *PVC: Production, Properties and Uses*. CRC Press.
- Ngcobo, M., Makgwane, P. R., y Mathe, M. K. (2024). A minireview on solid acid catalysts for dehydration of bioethanol to renewable ethylene: An update on catalysts development progress. *Applied Catalysis O: Open*, 193, 206976. <https://doi.org/10.1016/j.apcato.2024.206976>
- Nikoofar, K., y Sadathosainy, M. (2023). Phthalic anhydride (PA): A valuable substrate in organic transformations. *RSC Advances*, 13(34), 23870-23946. <https://doi.org/10.1039/D3RA03378C>
- Polypropylene Types: Chemistry, Properties, and Applications*. (s. f.). Recuperado 18 de julio de 2025, de <https://www.specialchem.com/plastics/guide/polypropylene-types>
- Rana, S. V. S., y Verma, Y. (2005). Biochemical toxicity of benzene. *Journal of Environmental Biology*, 26(2), 157-168.
- Shekhawat, K., Fröhlich, K., García-Ramírez, G. X., Trapp, M. A., y Hirt, H. (2023). Ethylene: A Master Regulator of Plant-Microbe Interactions under Abiotic Stresses. *Cells*, 12(1), Article 1. <https://doi.org/10.3390/cells12010031>
- Speight, J. G. (s. f.). *The Chemistry and Technology of Petroleum (Chemical Industries) (Fourth Edition)*. CRC Press. Recuperado <https://www.abebooks.com/9780849390678/Chemistry-Technology-Petroleum-Fourth-Edition-0849390672/plp>
- Speight, J. G. (2019). *Handbook of Petrochemical Processes*. CRC Press. <https://doi.org/10.1201/9780429155611>

- Technology Economics: Propylene from Methanol*. (s. f.). SlideShare. Recuperado 4 de julio de 2025, de <https://www.slideshare.net/slideshow/propylene-production-from-methanol/13153214>
- Titow, W. V. (1991). *PVC Plastics*. Springer Netherlands. <https://doi.org/10.1007/978-94-011-3834-5>
- Useon. (2024, julio 31). Polypropylene (PP) Plastic: Types, Uses and Processing. *USEON*. <https://www.useon.com/polypropylene/>
- Vincent, M. J., Kozal, J. S., Thompson, W. J., Maier, A., Dotson, G. S., Best, E. A., y Mundt, K. A. (2019). Ethylene Oxide: Cancer Evidence Integration and Dose–Response Implications. *Dose-Response*, 17(4), 1559325819888317. <https://doi.org/10.1177/1559325819888317>
- Weigand, A. M., Desquiotz, N., Weigand, H., y Szucsich, N. (2021). Application of propylene glycol in DNA-based studies of invertebrates. *Metabarcoding and Metagenomics*, 5, e57278. <https://doi.org/10.3897/mbmg.5.57278>
- Why the future of oil is in chemicals, not fuels*. (2019). Chemical & Engineering News. Recuperado 21 de julio de 2025, de <https://cen.acs.org/business/petrochemicals/future-oil-chemicals-fuels/97/i8>
- Wu, M., Liu, W., Ma, Z., Qin, T., Chen, Z., Zhang, Y., Cao, N., Xie, X., Chi, S., Xu, J., y Qi, Y. (2024a). Global Trends in the Research and Development of Petrochemical Waste Gas from 1981 to 2022. *Sustainability*, 16(14), Article 14. <https://doi.org/10.3390/su16145972>
- Wu, M., Liu, W., Ma, Z., Qin, T., Chen, Z., Zhang, Y., Cao, N., Xie, X., Chi, S., Xu, J., y Qi, Y. (2024b). Global Trends in the Research and Development of Petrochemical Waste Gas from 1981 to 2022. *Sustainability*, 16(14), Article 14. <https://doi.org/10.3390/su16145972>
- Yardley-Jones, A., Anderson, D., y Parke, D. V. (1991). The toxicity of benzene and its metabolism and molecular pathology in human risk assessment. *British Journal of Industrial Medicine*, 48(7), 437-444. <https://doi.org/10.1136/oem.48.7.437>
- Zhang, M., y Yu, Y. (2013). Dehydration of Ethanol to Ethylene. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 52(28), 9505-9514. <https://doi.org/10.1021/ie401157c>
- Zuo, C., y Su, Q. (2023). Research Progress on Propylene Preparation by Propane Dehydrogenation. *Molecules*, 28(8), Article 8. <https://doi.org/10.3390/molecules28083594>

## 5. Inhibidores de corrosión en la industria petrolera

DOI: [cc.443.05](https://doi.org/10.4433/05)

SILVIA CASTILLO ACOSTA\*  
MERCEDES BAZALDUA DOMÍNGUEZ\*\*

### Resumen

La corrosión es un proceso natural, y a menudo inevitable, que implica el deterioro gradual de los materiales, normalmente metales, debido a reacciones químicas o electroquímicas con su entorno. Este proceso transforma los metales refinados en formas químicamente más estables, como óxidos, hidróxidos o sulfuros. La oxidación del hierro es un ejemplo común de corrosión.

Comprender la corrosión y aplicar estrategias de prevención adecuadas es vital para numerosas industrias, desde las infraestructuras y el transporte hasta la fabricación y la energía, para garantizar la seguridad, la fiabilidad y la eficiencia económica. En particular, en la industria petrolera, la corrosión es un proceso muy común debido a que muchos de los contaminantes del petróleo son sumamente corrosivos, en especial el agua con sales disueltas que contiene, además de los ambientes sumamente corrosivos que se manejan en el proceso de refinación. Por ello, mitigar los efectos de la corrosión en la industria petrolera constituye un desafío significativo. Para enfrentarlo, los productos químicos desarrollados mediante la investigación científica desempeñan un papel fundamental, particularmente los inhibidores de corrosión.

En este capítulo daremos una panorámica del fenómeno de la corrosión, sus efectos y desafíos en la industria petrolera y abordaremos el importante

---

\*Doctora en Ciencias. Investigadora en el Instituto Mexicano del Petróleo, México. ORCID: 0000-0003-0771-9758; Scopus: 57219962794; correo electrónico: scastil@imp.mx

\*\*Doctora en Ciencias. Investigadora en el Instituto Mexicano del Petróleo, México. ORCID: 0000-0002-0048-3095; correo electrónico: mbazaldua@imp.mx

papel que desempeñan los inhibidores de la corrosión en la mitigación de este fenómeno.

**Palabras clave:** *corrosión, inhibidores de corrosión, protección electroquímica, adsorción superficial.*

## Introducción

La corrosión es uno de los principales desafíos en la industria del petróleo y el gas, ya que genera pérdidas económicas y riesgos ambientales al comprometer la operación y la seguridad debido a fallas en la integridad y funcionalidad de la infraestructura y los equipos. Estas fallas se originan por cambios en las propiedades físicas y el comportamiento mecánico de los metales que los conforman; en este sentido, ningún activo metálico es inmune a la degradación (Brycki *et al.*, 2018; Speight, 2014). Las consecuencias de este proceso pueden representar grandes pérdidas de producto por fuga, rehabilitación o reemplazo, que implican una pérdida económica considerable (Al-Moubaraki y Obot, 2021). En la figura 5.1 se muestra una imagen realista de una tubería corroída en la industria del petróleo. La tubería muestra signos visibles de corrosión como óxido, agujeros y desgaste del metal en un entorno petrolero.

**Figura 5.1.** *Tubería corroída en la industria del petróleo*



La infraestructura de exploración y producción que se ve afectada incluye pozos, tuberías de fondo de pozo, plataformas marinas y equipos de perforación, hasta las extensas redes de oleoductos y gasoductos que transportan hidrocarburos en refinerías y plantas de procesamiento.

La escala del impacto económico de la corrosión es asombrosa y se extiende mucho más allá de los confines de una sola industria. Según investigaciones de la Association for Materials Protection and Performance (AMPP), el costo económico anual global atribuido a la corrosión en todos los sectores industriales supera los 2.5 miles de millones de dólares, lo que equivale al 3.4% del PIB mundial. Este drenaje constante de recursos limita el potencial de crecimiento económico y convierte la gestión efectiva de la corrosión en un imperativo estratégico. La mitigación de este fenómeno puede liberar un valor económico considerable y fomentar un desarrollo industrial más sostenible (Barbosa, 2025).

En la industria petrolera, los costos asociados a la corrosión pueden clasificarse en directos e indirectos. Los costos directos abarcan el mantenimiento, la reparación y el reemplazo de activos afectados. Sólo en la producción de petróleo y gas se estiman en 1.372 mil millones de dólares anuales (Khattak, 2025). A esto se suman los costos indirectos como la pérdida de ingresos por paros operativos, daños ambientales, multas, litigios y deterioro reputacional. Un caso emblemático fue la explosión de la refinería Philadelphia Energy Solutions en 2019, atribuida a un tramo de tubería corroído. Estos ejemplos demuestran que la corrosión no es únicamente un problema técnico, sino un riesgo financiero y de seguridad de primer orden (Castro, 2018; Revie y Uhlig, 2008).

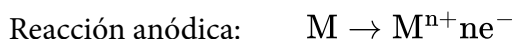
Las estrategias para enfrentar este desafío incluyen una selección adecuada de materiales, el uso de recubrimientos protectores, inhibidores de corrosión, protección catódica, monitoreo predictivo y diseño preventivo. Según AMPP, la aplicación eficiente de estas prácticas puede reducir hasta un 35% del costo total de la corrosión a nivel global. La inversión en tecnologías sostenibles y ecológicas también se alinea con las demandas regulatorias y de responsabilidad ambiental actuales. Así, el control de la corrosión se transforma en una herramienta estratégica para proteger ingresos, optimizar operaciones y fortalecer la sostenibilidad del sector energético.

La corrosión representa una amenaza sistémica que impacta la rentabilidad, la seguridad, el medio ambiente y la competitividad de la industria petrolera. Su gestión no debe limitarse a acciones correctivas, sino constituir una estrategia proactiva e integrada. La prevención y el monitoreo permiten maximizar la vida útil de los activos, reducir el tiempo de inactividad y proteger tanto el entorno como la reputación empresarial. Sólo a través de la inversión sostenida en ciencia de materiales, tecnologías de predicción y cultura organizacional de integridad, la industria podrá enfrentar de manera efectiva los desafíos de la corrosión en los complejos escenarios energéticos del futuro.

## Corrosión

La corrosión es una reacción química o electroquímica de un metal en un entorno de oxígeno, humedad o sustancias químicas. En la industria del gas y el petróleo las corrientes de hidrocarburos son acompañadas con agentes corrosivos químicos, físicos o microbiológicos que provocan la corrosión. Este problema afecta a toda la industria y tiene graves consecuencias con un impacto negativo en el medio ambiente (Kumari *et al.*, 2021). La corrosión es un proceso redox espontáneo que ocurre cuando un metal entra en contacto con un medio conductor (electrolito), dando lugar a la oxidación del metal y a reacciones catódicas complementarias. Este fenómeno ocurre en ausencia de corriente externa y constituye una célula electroquímica de cortocircuito.

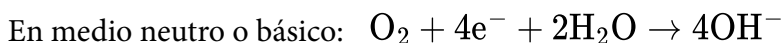
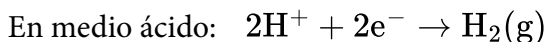
El proceso de corrosión implica la formación de una celda electroquímica. La región anódica es donde el metal se oxida liberando electrones, mientras que en la región catódica se reduce una especie del medio, como protones o moléculas de oxígeno.



En esta reacción ocurre un cambio en el potencial del ánodo debido al aumento de la corriente de oxidación. Esta reacción ocurre en la zona anódica, donde el metal se disuelve y está influenciada por la formación de

capas pasivadoras (óxidos), cambios en la concentración de iones metálicos, en la temperatura y el pH del medio.

Las reacciones catódicas resultan del cambio en el potencial del cátodo debido al aumento de la corriente de reducción, los electrones liberados en el ánodo viajan hacia el cátodo y en medios ácidos y neutros se llevan a cabo las siguientes reacciones:



La polarización catódica es un fenómeno electroquímico en el que el potencial del electrodo catódico se desplaza hacia valores más negativos debido al paso de corriente durante una reacción de reducción. Este proceso ocurre cuando los electrones generados en el ánodo son consumidos en el cátodo, y la velocidad de la reacción catódica —como la reducción de oxígeno— se ve limitada por factores como la concentración de reactivos o la resistencia del medio, lo que altera el potencial respecto a su estado de equilibrio.

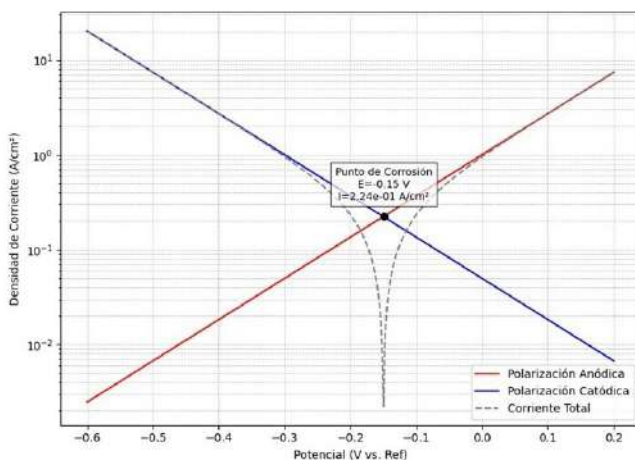
La velocidad de corrosión está determinada por el punto de intersección entre las curvas de polarización anódica y catódica (curvas de Evans). Si se reduce la polarización catódica (por ejemplo, eliminando oxígeno), se reduce la velocidad de corrosión, y si se incrementa la polarización anódica (por ejemplo, con recubrimientos pasivadores), también se reduce la corrosión (figura 5.2).

La curva roja indica la polarización anódica, donde el metal se oxida y libera electrones, mientras que la curva azul representa la polarización catódica, donde un agente oxidante (como el oxígeno) se reduce al recibir esos electrones. El punto donde ambas curvas se cruzan es el punto de corrosión, que define el potencial de corrosión ( $E_{\text{corr}}$ ) y la densidad de corriente de corrosión ( $I_{\text{corr}}$ ), es decir, la velocidad con la que el metal se está degradando. Este equilibrio entre las reacciones de oxidación y reducción determina la estabilidad del sistema y permite evaluar cómo factores como el oxígeno, el pH o los inhibidores afectan la corrosión.

El potencial de corrosión ( $E_{\text{corr}}$ ) y la densidad de corriente de corrosión ( $I_{\text{corr}}$ ) determinan la velocidad del proceso. Estos parámetros pueden ser

evaluados por técnicas electroquímicas como polarización potenciodinámica y espectroscopía de impedancia electroquímica (EIS).

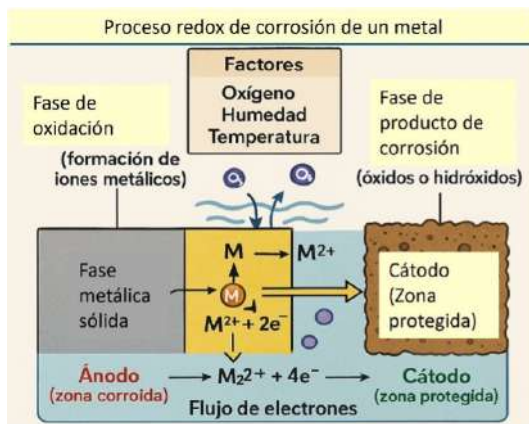
**Figura 5.2.** Diagrama de Evans de las curvas de polarización anódica y catódica



Fuente: Open IA, 2025 Microsoft Copilot.

La microestructura de los metales utilizados en ductos, particularmente el acero y el carbono, no es homogénea. Está compuesta por fases como ferrita y perlita, además de inclusiones no metálicas y zonas con tensiones residuales. Estas características generan regiones con diferentes potenciales electroquímicos que favorecen la formación de microceldas galvánicas. En ciertas áreas se comportan como ánodos y se disuelven, mientras que otras actúan como cátodos y se protegen, iniciando así el proceso de corrosión localizado desde el interior del material metálico.

Durante la operación de los ductos, la superficie metálica entra en contacto con medios que contienen especies agresivas como iones cloruro ( $\text{Cl}^-$ ), bicarbonato ( $\text{HCO}_3^-$ ), protones ( $\text{H}^+$ ), dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) o sulfuro de hidrógeno ( $\text{H}_2\text{S}$ ). Estas especies pueden adsorberse sobre la superficie del metal, desplazando el oxígeno disuelto y el agua, y activando sitios de reacción. En aceros con potencial de pasivación, estas condiciones pueden desestabilizar o romper las capas de óxidos protectores, como  $\text{Fe}_2\text{O}_3$  o  $\text{Cr}_2\text{O}_3$ , favoreciendo la aparición de picaduras o corrosión localizada (figura 5.3).

**Figura 5.3.** Representación esquemática del proceso redox (corrosión) en un metal

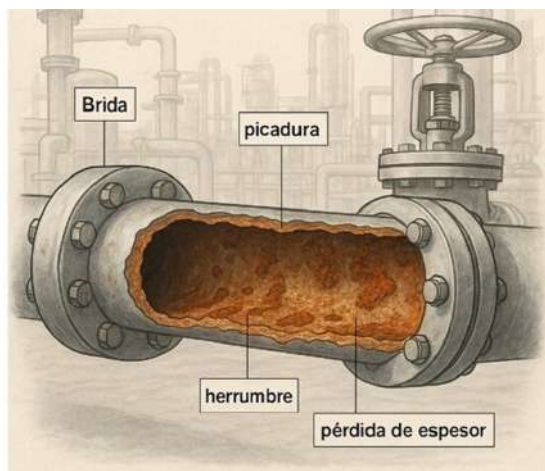
Fuente: OpenAI, 2025 ChatGPT.

Una vez que el proceso de corrosión ha iniciado, la reacción anódica implica la oxidación del hierro con la consecuente liberación de electrones, que son consumidos en zonas catódicas mediante la reducción de oxígeno o protones. Este flujo interno de corriente establece un circuito redox autosostenido que conduce a la pérdida progresiva de masa metálica. La persistencia del fenómeno sin medidas correctivas conlleva la disminución del espesor del ducto, afectando su integridad estructural y aumentando el riesgo de fallas operativas críticas.

Agentes químicos, físicos o microbiológicos, actúan en diversas condiciones operativas, tales como el agua, temperaturas elevadas, la acidez, la velocidad de flujo, presiones extremas y la presencia de contaminantes en el crudo. Esto es un problema que afecta a toda la industria y causa pérdidas en la economía al ocasionar interrupciones en la operación o la pérdida de productos por fugas o contaminación con consecuencias que tienen un impacto negativo en el medio ambiente (figura 5.4) (Al-Moubaraki y Obot, 2021; Brycki *et al.*, 2018).

En la figura 5.4 se muestra una tubería corroída con picadura y pérdida de peso. Existen diferentes tipos de corrosión en los materiales, los cuales se enumeran y definen a continuación de acuerdo con los diferentes factores presentes, como son la composición del material, el medio corrosivo y las condiciones de flujo, la temperatura, la tensión y la concentración de compuestos químicos a los que están expuestos (Km *et al.*, 2024).

**Figura 5.4.** Esquema de tubería de refinería corroída en su interior



Fuente: OpenAI, 2025 ChatGPT.

Algunos de los tipos de corrosión más frecuentes son los siguientes:

- *Corrosión por picadura.* Se presenta como pequeños agujeros o picaduras en la superficie del metal. Generalmente es provocada por la presencia de concentraciones elevadas de compuestos con cloruros.
- *Corrosión uniforme.* Se presenta extendida uniformemente a lo largo de la superficie. Generalmente es provocada por exposición a agentes corrosivos como agua, aire o productos químicos.
- *Corrosión galvánica.* Se presenta en un metal tipo anódico que se corroe al estar en contacto con un metal tipo aniónico, ambos en un medio corrosivo, como puede ser el agua salada. El metal tipo catódico queda protegido de la corrosión.
- *Corrosión por grietas.* Se presenta en espacios pequeños bajo las grietas. En estos espacios se acumula el material corrosivo que deteriora el material.
- *Corrosión intergranular.* Se presenta en las orillas, donde se pierde material debido a su debilitamiento. Esto se debe a la exposición a impurezas de cloro o azufre.
- *Corrosión por erosión.* Se presenta en la superficie de tuberías, válvulas y bombas que están expuestas a un fluido altamente corrosivo, el cual circula a alta velocidad.

- **Corrosión por agrietamiento bajo tensión.** Se presenta en los materiales expuestos a un medio corrosivo bajo factores extremos de tensión, como es la alta temperatura, la alta fricción y/o altos niveles de cloruros que provocan la fisuración o agrietamiento del material.

## La corrosión en la industria petrolera

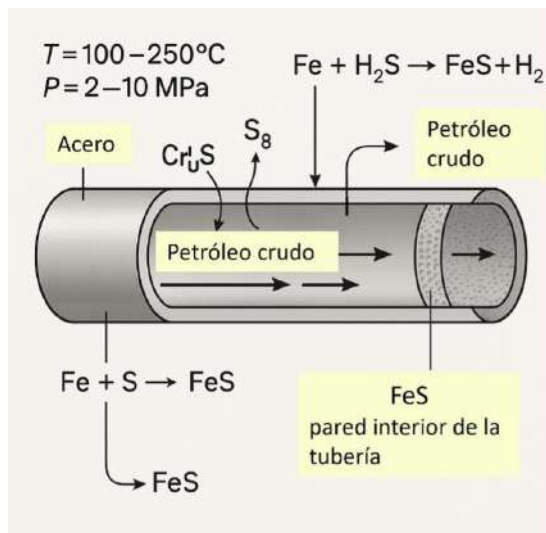
La corrosión en la industria petrolera es un problema crítico que afecta la seguridad, la eficiencia y los costos operativos de toda la cadena de producción, desde la extracción hasta el refinado y transporte de hidrocarburos. Esta corrosión ocurre, principalmente, por la interacción de los materiales metálicos con ambientes agresivos que contienen agua salada, dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), sulfuro de hidrógeno ( $\text{H}_2\text{S}$ ), oxígeno, sales y bacterias.

La corrosión dominante en la industria del petróleo es por  $\text{H}_2\text{S}$ , cuando domina en un entorno con  $p\text{CO}_2/p\text{H}_2\text{S} < 20$ , o por  $\text{CO}_2$  cuando domina  $p\text{CO}_2/p\text{H}_2\text{S} > 500$  (Obot *et al.*, 2019). Con base en estas condiciones se clasifica como medio “amargo” (presencia de  $\text{H}_2\text{S}$ ) o medio “dulce” (presencia de  $\text{CO}_2$ ) (Smith y Pacheco, 2002).

Medio Amargo:  $\text{H}_2\text{S}$  está presente en el crudo o es generado durante procesos de conversión térmica. Este reacciona con el hierro de las estructuras metálicas para formar sulfuro de hierro ( $\text{FeS}$ ).

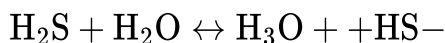
En la figura 5.5 se presenta un esquema de las reacciones de corrosión causadas por compuestos de azufre en corrientes de hidrocarburos. El esquema incluye: 1) un oleoducto de acero que transporta petróleo crudo con sulfuro de hidrógeno ( $\text{H}_2\text{S}$ ) y azufre elemental ( $\text{S}_8$ ); 2) las reacciones químicas que tienen lugar entre el metal de la tubería ( $\text{Fe}$ ) y los contaminantes; 3) la formación de incrustaciones de sulfuro de hierro ( $\text{FeS}$ ) en la pared interna del oleoducto; 4) anotaciones que muestran las condiciones de temperatura y presión típicas del refinado o transporte de petróleo. Las flechas dentro de la tubería indican la dirección del flujo y las zonas de reacción.

Generalmente, el sulfuro de hierro actúa como una capa protectora que es susceptible de eliminación por las condiciones de operación, de tal manera que el metal queda expuesto y se corroe. Esto puede producir grietas por la fragilización del metal, sobre todo cuando está bajo tensiones mecánicas (Johnson *et al.*, 2009).

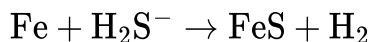
**Figura 5.5.** Reacciones de corrosión por sulfuros en corrientes de hidrocarburos

Fuente: OpenAI, 2025 ChatGPT.

Este medio tiene un pH bajo y, cuando hay agua ( $\text{H}_2\text{O}$ ) en el medio, se disuelve y forma las especies iónicas:



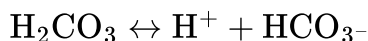
El  $\text{H}_2\text{S}$  reacciona químicamente con el hierro (Fe) de las superficies metálicas para formar sulfuros de hierro ( $\text{FeS}$ ):



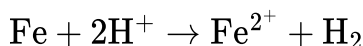
Al principio se forma una capa protectora que, bajo las condiciones de operación, se desprende con el tiempo y el metal se oxida en forma localizada, presentando grietas inducidas por fragilización, especialmente bajo tensiones mecánicas (Tamalmani y Husin, 2020).

Medio Dulce:  $\text{CO}_2$ . Este compuesto, al contacto con el agua, reacciona y forma ácido carbónico ( $\text{H}_2\text{CO}_3$ ), el cual es un ácido débil que se disocia en

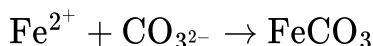
iones hidrógeno ( $H^+$ ) y bicarbonato ( $HCO_3^-$ ), reduciendo el pH y cambiando el medio a corrosivo (Eduok y Szpunar, 2020).



El hierro (Fe) del metal reacciona con los iones  $H^+$  presentes en la solución ácida para liberar gas hidrógeno ( $H_2$ ) y formar iones ferrosos ( $Fe^{2+}$ ):



Los iones  $Fe^{2+}$  pueden reaccionar con el bicarbonato ( $HCO_3^-$ ) o el carbonato ( $CO_3^{2-}$ ) que se encuentran presentes en la solución para formar una capa de carbonato de hierro ( $FeCO_3$ ) sobre la superficie del metal:



La capa puede ser de bajo espesor y porosa, lo que provoca que se desprenda y quede nuevamente la superficie expuesta al ataque corrosivo.

El control de la corrosión en los procesos de la industria del petróleo, en medio ácido y medio amargo, requiere de diferentes estrategias combinadas para potenciar el resultado en cada medio. En medio dulce se utiliza una infraestructura fabricada con aleaciones de acero inoxidable, revestimientos a base de pinturas epóxicas y recubrimientos metálicos, los cuales interponen una barrera física. Por otro lado, se realiza control de pH del medio y el uso de inhibidores de corrosión específicos. En medio amargo se utiliza la protección catódica. Para ello, se trabaja con ánodos denominados de sacrificio y se usan inhibidores de corrosión diseñados para ambientes con alto contenido de  $H_2S$ . También se implementa la mezcla de crudos para reducir la concentración de  $H_2S$ . De manera general, se realizan ajustes en la velocidad de flujo y se implementan sistemas de monitoreo continuo de corrosión a fin de que estas estrategias combinadas mitiguen la corrosión

y se mantenga la integridad de la infraestructura, prolongando su vida útil (Al-Moubaraki y Obot, 2021; Eduok y Szpunar, 2020).

La velocidad de este deterioro depende de varios factores, tales como la exposición al agente oxidante, la temperatura, la presencia de soluciones salinas y las propiedades químicas del metal. Este proceso es natural y espontáneo, y no sólo afecta a los metales, sino también a otros materiales que deterioran la infraestructura (Roberge, 2008).

### **Inhibidores de corrosión**

Los inhibidores de corrosión son compuestos químicos con la capacidad de inhibir o retardar el proceso de la corrosión del metal. Estos compuestos químicos se dosifican en baja concentración (1 a 15 000 ppm) al medio corrosivo sin alterarlo. La inhibición involucra la adsorción del compuesto en el metal y, cuando se retarda, se reduce la velocidad de oxidación del metal (Desai *et al.*, 2023).

Los inhibidores de corrosión son compuestos químicos que se dosifican en bajas concentraciones a las corrientes corrosivas que contienen agua con alta salinidad, dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), ácido sulfhídrico ( $\text{H}_2\text{S}$ ) y otros ácidos. El inhibidor de corrosión reduce y/o elimina la corrosión que provoca la degradación en el metal, por ello estos compuestos son clave para la infraestructura petrolera, por ejemplo, en pozos, tuberías, refinerías, sistemas de distribución y almacenamiento (Fontana, 2005).

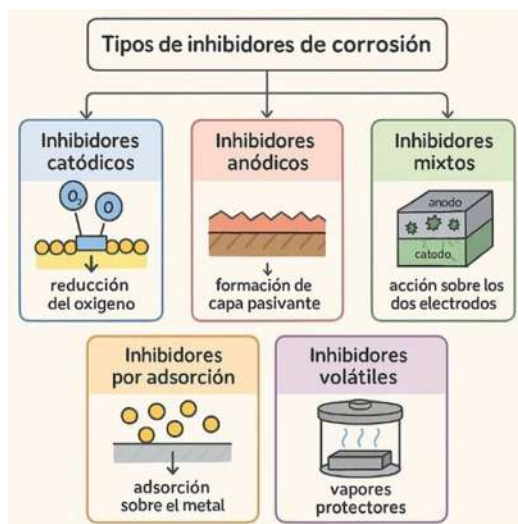
Los inhibidores de corrosión orgánicos, utilizados en medios de salmuera con presencia de  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$  en contacto con metales —principalmente acero al carbono y acero dulce—, presentan una efectividad que depende de factores como la temperatura, la velocidad de flujo, el pH, la presión y el tiempo de exposición, entre otras condiciones propias de la infraestructura.

Los inhibidores orgánicos son un método ampliamente adoptado en la industria petrolera y funcionan mediante la formación de películas protectoras en las superficies metálicas. Estos inhibidores se consideran una inversión estratégica debido a su capacidad para prolongar la vida útil de los activos, reducir el tiempo de inactividad y prevenir millones de dólares en pérdidas de producción (Huey *et al.*, 2000; Km *et al.*, 2024).

Las pruebas para determinar la efectividad de un inhibidor de la corrosión se realizan principalmente mediante técnicas de pérdida de peso y electroquímicas, cuyos datos pueden revelar el mecanismo de acción de los inhibidores de la corrosión y establecer sistemas específicos para cada problemática.

La estructura de los inhibidores de corrosión la integran heteroátomos de oxígeno, nitrógeno, fósforo y azufre. Estos compuestos donan electrones a la superficie del metal y establecen interacciones mediante quimisorción o fisisorción. Las moléculas adsorbidas presentan, además, un extremo no polar —generalmente una cadena hidrocarbonada— capaz de formar una película hidrófoba frente al medio corrosivo, que actúa como barrera protectora y contribuye a prolongar la vida útil de la infraestructura (Huey *et al.*, 2000; Km *et al.*, 2024).

**Figura 5.6.** Tipos de inhibidores de corrosión



Fuente: OpenAI, 2025 ChatGPT.

En la figura 5.6 se muestran 5 tipos de inhibidores de corrosión. Además de las 5 categorías, existen más clasificaciones, como los inhibidores pasivadores de adsorción en medio ácido, los catódicos formadores de películas, los neutralizantes, los secuestradores y los inhibidores misceláneos.

Los inhibidores de corrosión formadores de películas protectoras (frecuentes en la industria del petróleo y gas, especialmente en ductos, tanques y sistemas de producción) actúan mediante un mecanismo electroquímico que interrumpe o desacopla las reacciones redox de corrosión en la interfaz metal-electrolito, modificando el mecanismo electroquímico del sistema corrosivo, desde el ánodo, el cátodo o ambos. Una explicación simplificada se presenta en la tabla 5.1.

**Tabla 5.1.** *Inhibidores de corrosión formadores de películas protectora*

| <i>Tipo de inhibidor</i> | <i>Efecto electroquímico principal</i>                     |
|--------------------------|------------------------------------------------------------|
| Anódico                  | Disminuye la velocidad de disolución del metal             |
| Catódico                 | Retarda la reducción de oxígeno o protones                 |
| Mixto                    | Afecta ambas semirreacciones simultáneamente               |
| Formador de película     | Actúa como barrera que eleva la impedancia y bloquea carga |

Fuente: elaboración propia.

Clasificación por el origen de sus componentes (Km *et al.*, 2024):

- *Inhibidores naturales.* Son derivados de plantas o minerales; tienen la característica de ser respetuosos con el medio ambiente, de baja toxicidad, biodegradables y económicos. La desventaja es su baja eficiencia en entornos de corrosión severa.
- *Inhibidores sintéticos.* Son duraderos y tienen una alta eficiencia para inhibir la corrosión en medios altamente corrosivos; no obstante, deben ser controlados para evitar su interferencia en otros procesos químicos.
- *Inhibidores naturales.* Son derivados de plantas o minerales. Tienen la característica de ser respetuosos con el medio ambiente, de baja toxicidad, biodegradables y económicos. La desventaja es su baja eficiencia en entornos de corrosión severos.
- *Inhibidores sintéticos.* Son duraderos y tienen una alta eficiencia para inhibir la corrosión en medios altamente corrosivos; sin embargo, deben ser controlados para evitar interferencia en otros procesos químicos.

De acuerdo con el método de aplicación, los inhibidores de la corrosión pueden clasificarse en volátiles (VCI), solubles en fluidos y recubrimientos.

## **Mecanismos de acción de los inhibidores**

### ***Adsorción en la superficie metálica***

Los inhibidores de corrosión orgánicos han emergido como una solución eficaz y versátil a la corrosión, especialmente por su capacidad de inducir la pasivación en la superficie metálica y reducir la velocidad de disolución mediante mecanismos fisicoquímicos estrechamente relacionados con la teoría de la disolución por activación.

La pasivación es un fenómeno natural o inducido mediante el cual se forma una película superficial delgada, adherente y poco conductiva sobre el metal, que actúa como una barrera entre el material y el medio corrosivo. Esta capa puede estar compuesta por óxidos, hidróxidos u otros productos insolubles, cuya función es limitar el transporte de iones y electrones, interrumpiendo así las reacciones electroquímicas responsables de la corrosión (Chidiebere *et al.*, 2024; Ravi *et al.*, 2025).

La acción de los inhibidores de corrosión orgánicos se basa en su capacidad para adsorberse sobre la superficie metálica mediante fuerzas físicas (fisorción), químicas (quimisorción) o electrostáticas. Estas moléculas, que comúnmente contienen grupos funcionales con pares de electrones libres (como  $-\text{OH}$ ,  $-\text{NH}_2$ ,  $-\text{COOH}$ ,  $-\text{SH}$ , o sistemas  $\pi$ -conjugados), interactúan con los sitios activos del metal y forman una película protectora homogénea que actúa como barrera contra especies agresivas como  $\text{H}^+$  o  $\text{Cl}^-$ . Ejemplos de estos inhibidores incluyen compuestos naturales como extractos de diferentes frutos, hojas o tallos de plantas, como los derivados del árbol del neem (Aliofkhazraei, 2014), y otros productos químicos sintéticos, tiazoles, aminas, imidazoles y derivados de Schiff base, los cuales han mostrado una elevada eficiencia en medios ácidos o salinos.

Este mecanismo de protección se explica en profundidad mediante la teoría de disolución por activación, la cual postula que la corrosión metálica es un proceso activado energéticamente: para que un átomo metálico se convierta en ion y se disuelva, debe superar una barrera de energía denominada energía de activación ( $\Delta G^*$ ) (ver figura 5.5). En ausencia de inhibidores, los

átomos del metal logran ésta energía más fácilmente, especialmente en medios ácidos. Sin embargo, la presencia de un inhibidor modifica este escenario: la molécula adsorbida eleva la energía de activación, dificultando la disolución anódica. Es decir, el inhibidor interfiere con el paso cinéticamente limitante del proceso corrosivo, reduciendo así la pérdida metálica.

Desde un enfoque electroquímico, este efecto se refleja en la disminución de la corriente de corrosión ( $I_{\text{corr}}$ ), observable en curvas de polarización Tafel o técnicas de impedancia electroquímica (EIS). Esta corriente es directamente proporcional a la velocidad de corrosión del sistema, de acuerdo con la ley de Faraday:

$$V_{\text{corr}} = \frac{I_{\text{corr}} * M}{n * F * \rho}$$

Donde  $M$  es la masa molar del metal,  $n$  el número de electrones intercambiados,  $F$  la constante de Faraday y  $\rho$  la densidad del metal. Por tanto, una reducción significativa de  $I_{\text{corr}}$  en presencia del inhibidor confirma experimentalmente la eficacia protectora del mismo.

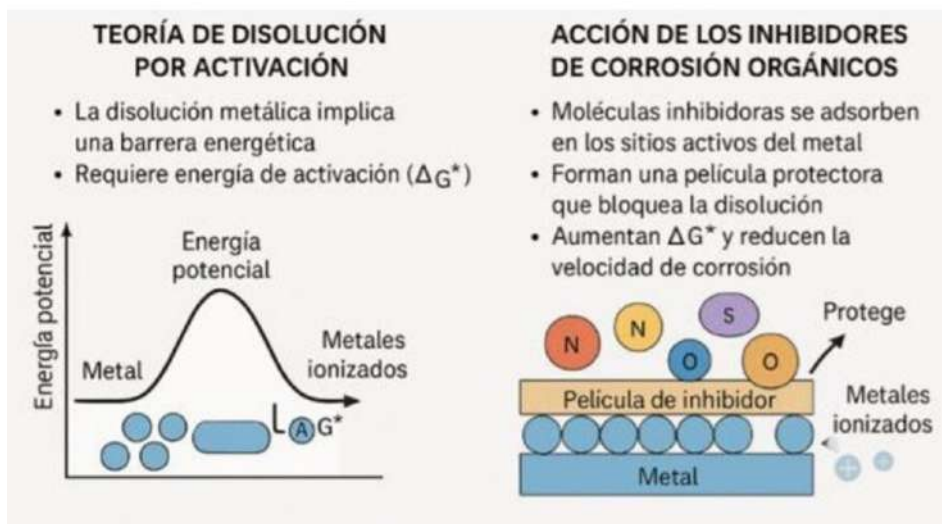
Algunos inhibidores orgánicos no sólo actúan bloqueando sitios activos, sino que también promueven la formación de capas pasivas artificiales mediante complejación con iones metálicos o formación de productos insolubles sobre la superficie. Por ejemplo, moléculas con azufre ( $-SH$ ) o nitrógeno ( $-NH_2$ ) pueden formar enlaces de coordinación con átomos de Fe o Cu, generando una película química estable. Esta doble acción –adsorción + pasivación– hace que ciertos compuestos orgánicos puedan competir incluso con inhibidores inorgánicos tradicionales, como fosfatos o cromatos, pero sin el impacto ambiental negativo que estos últimos pueden generar.

En la figura 5.7 se presenta esquemáticamente la teoría de disolución por activación y el efecto de la adición de inhibidores de corrosión orgánica para proteger el metal de la corrosión.

La protección de metales en presencia de inhibidores orgánicos se fundamenta en su capacidad para inducir pasivación activa, tanto por formación de capas físicas adsorbidas como por interferencia directa en la cinética de disolución metálica. Esta acción se describe adecuadamente dentro del marco de la teoría de disolución por activación, que explica cómo

los inhibidores aumentan la energía necesaria para que la corrosión ocurra, ralentizando así los procesos anódicos, por ejemplo, los inhibidores formados por amidas (Fouda *et al.*, 2024). Estos procesos pueden ser estudiados con diferentes técnicas electroquímicas.

**Figura 5.7.** Representación esquemática del mecanismo de adsorción de inhibidores de corrosión



Fuente: OpenAI, 2025 ChatGPT.

En la tabla 5.2 se presentan algunos ejemplos de inhibidores orgánicos más empleados, sus grupos funcionales y el tipo de adsorción que se presenta con la superficie metálica.

**Tabla 5.2** Ejemplos de inhibidores orgánicos, grupos funcionales y tipo de adsorción

| Inhibidor orgánico                    | Grupo funcional principal              | Tipo de adsorción            | Referencia                                                      |
|---------------------------------------|----------------------------------------|------------------------------|-----------------------------------------------------------------|
| Extracto de Azadirachta indica (neem) | -OH, -COOH, fenoles                    | Fisisorción y quimisorción   | (Ravi <i>et al.</i> , 2025)                                     |
| Glibenclamida<br>Tiazol y derivados   | -NH, sulfonilurea<br>N, S heterociclos | Quimisorción<br>Quimisorción | (Fouda <i>et al.</i> , 2024)<br>(Timoudan <i>et al.</i> , 2024) |

|                                  |                               |                     |                                |
|----------------------------------|-------------------------------|---------------------|--------------------------------|
| Base de Schiff isatina-quitosano | C=N, OH, NH2                  | Quimisorción        | (Modwi <i>et al.</i> , 2016)   |
| Compuesto con anillo imidazólico | N heterocíclico               | Fuerte quimisorción | (Yaagoob & Verma, 2024)        |
| Fermentado de hoja de helecho    | Polifenoles, ácidos orgánicos | Fisisorción         | (Lakikza <i>et al.</i> , 2025) |

Fuente: OpenAI, 2025 ChatGPT.

**Pasivación desde la perspectiva de la polarización electroquímica**

Desde la electroquímica, la pasivación puede estudiarse detalladamente mediante curvas de polarización anódica que describen cómo varía la corriente anódica del metal frente a cambios de potencial. La polarización es una técnica que permite entender el comportamiento de un electrodo durante un proceso de corrosión y, en el caso de metales, revela la existencia de una región de pasividad claramente identificable.

En una curva típica, sin inhibidor, la corriente de corrosión ( $I_{corr}$ ) aumenta con el potencial en la llamada región activa, ya que el metal se disuelve libremente. Sin embargo, al agregar un inhibidor pasivador, se modifica radicalmente esta respuesta. El inhibidor puede inducir la formación de una película superficial (óxidos, complejos o capas adsorbidas) que actúa como barrera, haciendo que la corriente anódica se estabilice o disminuya en la región de pasivación. Esto se refleja como una meseta o zona de baja pendiente en la curva.

Los efectos típicos observados son: reducción de  $I_{corr}$ , aumento en la pendiente anódica ( $\beta_a$ ), desplazamiento del potencial de corrosión ( $E_{corr}$ ) hacia valores más positivos, y presencia de una zona pasiva bien definida. Este comportamiento confirma que el inhibidor no sólo reduce la cinética de la reacción corrosiva, sino que además modifica el estado superficial del metal, lo que promueve la pasivación activa.

### ***Pasivación inducida por inhibidores observada mediante espectroscopía de impedancia electroquímica***

La espectroscopía de impedancia electroquímica (EIS) es una herramienta avanzada y no destructiva utilizada para estudiar la respuesta electroquímica de materiales metálicos frente a ambientes corrosivos. En el contexto de inhibidores de corrosión, ésta técnica permite evaluar de forma sensible la eficacia de la pasivación inducida sobre la superficie metálica.

Cuando se añade un inhibidor efectivo al sistema se observa un incremento notable en la resistencia de polarización ( $R_p$ ), parámetro que representa la oposición del sistema a la corriente de corrosión. Éste aumento en  $R_p$  es una señal directa de que se ha formado una película pasiva o una barrera de adsorción que limita el transporte de iones y electrones.

Visualmente, en el diagrama de Nyquist, esto se refleja como un aumento del diámetro del semicírculo. Un sistema sin inhibidor muestra un semicírculo pequeño (baja  $R_p$ ), mientras que, con inhibidor, el semicírculo se amplía considerablemente, indicando un sistema más protegido y pasivado. Asimismo, la capacitancia de la doble capa ( $C_{dl}$ ) disminuye, lo que sugiere que la superficie activa del metal ha sido reducida por adsorción del inhibidor.

La  $C_{dl}$  se refiere a la capacitancia que se forma en la interfaz entre el electrodo del metal que se está estudiando y el electrolito correspondiente a la solución corrosiva. Esta interfaz se comporta como un capacitor debido a la acumulación de cargas (iones y dipolos) a cada lado de la interfaz, formando lo que se conoce como: la doble capa eléctrica.

Un valor alto de  $C_{dl}$  indica una mayor área superficial expuesta del metal al electrolito. Cuando se añade un inhibidor de corrosión, éste tiende a adsorberse en la superficie del metal, ocupando sitios activos y formando una película protectora. Esta película reduce el área de contacto entre el metal y el electrolito, lo que se traduce en una disminución de la  $C_{dl}$ .

Otro parámetro de gran importancia en el estudio de los procesos de corrosión es la resistencia a la transferencia de carga ( $R_{ct}$ ), la cual describe la oposición al movimiento de electrones o iones a través de la interfaz metal-electrolito durante una reacción electroquímica, como la corrosión. Este parámetro constituye una medida directa de la cinética de las reacciones de oxidación y reducción que tienen lugar en la superficie del electrodo. Un

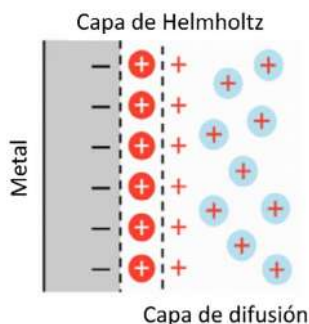
valor bajo de  $R_{ct}$  indica una alta velocidad de corrosión, ya que los electrones se transfieren fácilmente a través de la interfaz. Cuando se añade un inhibidor de corrosión, éste forma una barrera que dificulta la transferencia de carga entre el metal y el medio corrosivo. Esto se manifiesta como un aumento en la  $R_{ct}$ . Un valor elevado de  $R_{ct}$  en presencia de un inhibidor es una fuerte indicación de su eficiencia, ya que significa que el inhibidor está frenando las reacciones de corrosión en la superficie del metal.

Otros parámetros observables incluyen el aumento del módulo  $|Z|$  a baja frecuencia, lo cual indica una mayor estabilidad de la interfaz metal-solución. Este comportamiento es característico de superficies donde ha ocurrido una pasivación efectiva, ya sea por formación de óxidos insolubles, complejos metálicos, o por capas orgánicas adsorbidas.

### Cargas en la superficie del metal

La capa de Helmholtz es la parte importante de la doble capa eléctrica que se forma en la interfaz entre un metal y un electrolito, la cual es el resultado de la separación de cargas: el metal adquiere una carga superficial neta (positiva o negativa), se atraen iones opuestos desde la solución, los cuales se organizan muy cerca de la superficie metálica. Esto genera un campo eléctrico perpendicular a la interfaz.

**Figura 5.8.** Diagrama ilustrativo de la doble capa eléctrica y la ubicación de la capa de Helmholtz



Esta estructura actúa como un condensador plano, donde una “placa” está formada por la carga en el metal, y la otra por los contraiones en la solución. La zona más próxima se denomina capa de Helmholtz interna (IHP), en la que pueden adsorberse inhibidores orgánicos, iones específicos o moléculas polares. Más allá de ésta, existe la capa externa de Helmholtz (OHP), donde se localizan los iones hidratados, sin contacto directo con la superficie (figura 5.8).

La formación, composición y densidad de la capa de Helmholtz afectan directamente la capacidad del sistema para adsorber inhibidores de corrosión. Si el metal tiene carga negativa, atraerá inhibidores protonados o cationes; si tiene carga positiva, atraerá aniones. La eficacia de un inhibidor depende, en gran medida, de su capacidad para insertarse en esta capa y formar una película estable y protectora.

El inhibidor de corrosión se une a la superficie del metal a través de fuerzas electrostáticas. Desde el punto de vista electroquímico, la capa de Helmholtz contribuye a la capacitancia total de la interfase y puede observarse indirectamente mediante técnicas como EIS, donde un aumento en la resistencia de transferencia de carga y una disminución en la capacitancia indican una adsorción efectiva.

Cuando un metal se encuentra en contacto con un electrolito, se forma una doble capa eléctrica en la interfaz metal-solución. Esta está compuesta por una capa compacta de Helmholtz (o Stern), donde se adsorben iones o moléculas de inhibidor en contacto cercano con el metal, y una capa difusa, donde los iones del medio se distribuyen gradualmente, según el potencial eléctrico. Esta estructura electroquímica es crítica para entender cómo los inhibidores de corrosión interactúan con la superficie metálica.

### ***Fisisorción (adsorción física)***

Los inhibidores se adsorben inicialmente sobre la superficie metálica a través de fuerzas electrostáticas débiles, como fuerzas de van der Waals o dipolo-dipolo. Esta adsorción ocurre principalmente en la capa difusa o en la parte externa de la capa de Helmholtz, sin formar enlaces químicos. Es un proceso reversible, sensible a la temperatura y al potencial de electrodo. Un ejemplo típico es la adsorción de aminas protonadas o aniones orgánicos sobre superficies cargadas opuestamente.

### **Quimisorción (adsorción química)**

La quimisorción involucra la formación de enlaces covalentes o coordinados entre grupos funcionales del inhibidor (como N, O o S) y átomos del metal. Ocurre en el plano interno de la capa de Helmholtz. Ésta interacción es más fuerte e irreversible, generando películas protectoras densas. Ejemplos incluyen inhibidores como imidazoles, benzotriazoles y fosfonatos que forman enlaces con Fe, Cu o Ni.

### **Interacción $\pi$ -d ( $\pi$ -metal)**

Inhibidores con sistemas aromáticos conjugados pueden interactuar con la superficie metálica a través de acoplamiento entre la nube electrónica  $\pi$  del inhibidor y los orbitales d del metal. Esta adsorción ocurre en la capa de Helmholtz interna y favorece el autoensamblaje de monocapas organizadas. Este tipo de interacción aumenta la densidad electrónica local, estabiliza el potencial superficial y reduce la capacitancia de doble capa.

### **Adsorción competitiva o sustitutiva**

Éste mecanismo ocurre cuando el inhibidor desplaza especies previamente adsorbidas sobre la superficie metálica, como  $\text{Cl}^-$  o  $\text{H}_2\text{O}$ , accediendo a la capa compacta. Está influenciado por el equilibrio de potencial, la carga superficial y la selectividad química. Un caso común es el reemplazo de aniones agresivos por inhibidores como el benzotriazolato, que pasiva la superficie metálica y estabiliza la interfaz

En la tabla 5.3 se resumen y comparan los tipos de absorción en la doble capa.

**Tabla 5.3.** Comparación de mecanismos de adsorción en la doble capa eléctrica

| <i>Tipo de adsorción</i> | <i>Ubicación en la doble capa</i> | <i>Tipo de interacción</i>  | <i>Ejemplo</i>                  | <i>Efecto electroquímico</i>                              |
|--------------------------|-----------------------------------|-----------------------------|---------------------------------|-----------------------------------------------------------|
| Fisisorción              | Capa difusa → Helmholtz externa   | Fuerzas electrostáticas     | Aminas protonadas, carboxilatos | $\downarrow C_{dl}$                                       |
| Quimisorción             | Helmholtz interna                 | Enlace covalente/coordinado | Imidazoles, tioles, BTA         | $\downarrow i_{corr}, \downarrow C_{dl}, \uparrow R_{ct}$ |

|                         |                                         |                                    |                                    |                                                            |
|-------------------------|-----------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|------------------------------------------------------------|
| Interacción $\pi$ -d    | Helmholtz interna                       | Acoplamiento $\pi$ con orbitales d | Piridinas, fenilaminas             | $\uparrow$ orden superficial, $\downarrow$ C <sub>dl</sub> |
| Competitiva/sustitutiva | Helmholtz externa $\rightarrow$ interna | Reemplazo de iones adsorbidos      | Benzotriazolato vs Cl <sup>-</sup> | Cambio en E <sub>corr</sub> , $\uparrow$ R <sub>ct</sub>   |

Fuente: OpenAI, 2025 ChatGPT.

Los mecanismos de adsorción de los inhibidores sobre la superficie metálica determinan si su acción es predominantemente anódica, catódica o mixta. Ésta clasificación depende del tipo de interacción con la doble capa eléctrica y de los sitios específicos que el inhibidor bloquea en la interfaz.

Los inhibidores que actúan modificando el medio corrosivo no dependen de la formación de una película protectora directamente adherida al metal, sino que alteran variables fisicoquímicas del entorno (pH, contenido de oxígeno, concentración de gases ácidos, actividad del agua o complejación de iones metálicos) para desacelerar o suprimir los mecanismos electroquímicos de corrosión. Algunos ejemplos de aplicación de los inhibidores de corrosión son los siguientes (Monticelli, 2018; Shang y Zhu, 2021):

- *Ajustadores de pH*: en sistemas acuosos, la termodinámica de disolución del hierro y la formación de películas pasivas dependen del pH, donde un medio ligeramente alcalino favorece la precipitación de hidróxidos y carbonatos de hierro que limitan la corriente anódica. En operaciones de inyección de agua para recuperación secundaria, el pH se ajusta mediante hidróxido de sodio (NaOH) o carbonato de sodio (Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>) para neutralizar ácidos orgánicos y CO<sub>2</sub> disuelto. De igual forma, las unidades de tratamiento de aguas ácidas utilizan amoníaco anhidro para mantener valores de pH entre 8 y 9, reduciendo la solubilidad del sulfuro de hidrógeno y mejorando la estabilidad de los equipos de proceso.
- *Secuestradores de oxígeno*: el oxígeno disuelto actúa como el aceptador de electrones predominante en medios neutros y básicos, intensificando la reacción catódica y acelerando la formación de óxidos localizados (pitting). En calderas, generadores de vapor y líneas de vapor utilizados para inyección térmica, se dosifican secuestradores de oxígeno como sulfito de sodio (Na<sub>2</sub>SO<sub>3</sub>) y hidrazina (N<sub>2</sub>H<sub>4</sub>). El sulfito reacciona estequiométrica-

mente con el  $O_2$  para formar sulfato, mientras que la hidrazina se oxida liberando nitrógeno, permitiendo un control más fino a altas temperaturas. La eliminación eficiente de oxígeno minimiza la corrosión de la fase condensado y prolonga la vida de tuberías y economizadores.

- *Inhibidores de  $CO_2$  y  $H_2S$* : los gases ácidos  $CO_2$  y  $H_2S$  generan ácidos carbónicos y sulfhídricos al disolverse en agua, elevando la acidez y favoreciendo la corrosión interna de tuberías de producción y transporte. Las aminas alifáticas (monoetanolamina, dietanolamina) se utilizan como absorbentes en unidades de endulzamiento para remover estos gases antes del envío. En pozos productores de gas agrio, se inyectan triazoles modificados y sales de imidazolina que reaccionan con  $H_2S$  para formar compuestos organosulfurados estables. Estas acciones reducen la presión parcial de los gases corrosivos y disminuyen la tasa de pérdida metálica en condiciones de alta temperatura y presión.
- *Agentes complejantes*: la presencia de iones metálicos libres ( $Fe^{2+}$ ,  $Cu^{2+}$ ) cataliza reacciones redox que aceleran la corrosión galvánica y la formación de depósitos. Los quelantes, como el ácido etilendiaminotetraacético (EDTA), se agregan durante la limpieza química de intercambiadores y torres de destilación para secuestrar dichos iones en complejos solubles y prevenir su reprecipitación. Esta técnica también se emplea en procesos de desincrustación en unidades de cracking catalítico, reduciendo paros no programados y mejorando la transferencia térmica.
- *Modificadores de actividad del agua*: la corrosión en sistemas de transporte de hidrocarburos está fuertemente correlacionada con la presencia de agua líquida. Para disminuir la actividad del agua y prevenir la formación de emulsiones corrosivas, se inyectan glicoles (MEG, TEG) y sales higroscópicas. En líneas de gas húmedo costa afuera, el monoetilenglicol se utiliza a concentraciones de 20–40 % para inhibir la formación de hidratos y reducir la tasa de corrosión interna. Este método se complementa con el drenaje y la purga de agua para evitar la acumulación de fases acuosas en puntos bajos.

La selección del inhibidor debe ponderar la eficacia, el costo, la compatibilidad ambiental y regulatoria. La dosificación continua se realiza mediante bombas de inyección controladas por sistemas SCADA, mientras que la

eficacia se valida mediante monitoreo electroquímico (LPR, EIS) y cupones de pérdida de peso. En términos económicos, AMPP estima que la correcta aplicación de inhibidores puede reducir entre 15 % y 35 % los gastos totales de corrosión. Sin embargo, el uso de agentes como la hidrazina está limitado por su toxicidad, impulsando la búsqueda de alternativas verdes como dihidroxilaminas y extractos naturales.

## Reflexiones finales

Los inhibidores de corrosión son una estrategia vigente para proteger la infraestructura de la industria petrolera, dando una solución al deterioro provocado por los procesos de oxidación (salinidad,  $H_2S$ ,  $CO_2$ , altas temperaturas/presiones). La relevancia del uso de los inhibidores de corrosión está en la protección crítica para prevenir fallos en la infraestructura y los equipos (oleoductos, tanques de almacenamiento, refinerías, plataformas extraterritoriales), a fin de evitar fugas, derrames y accidentes, para extender la vida útil de los activos, reduciendo costos de mantenimiento y reposición.

La investigación y el desarrollo tecnológico de inhibidores de corrosión continua en búsqueda de mejorar la eficiencia y tener un mayor alcance en condiciones específicas de aplicación. Lo más relevante es la tendencia a obtener inhibidores de corrosión con un menor impacto ambiental, privilegiando materias primas de origen natural, menos tóxicas, biodegradables y ecológicas o sustentables y bajo costo en todo el ciclo de vida, así como procurar lo mismo en los procesos de obtención para no generar residuos peligrosos. La conciencia ambiental y las regulaciones cada vez más estrictas están dirigiendo estos esfuerzos (Ahmed *et al.*, 2024).

## Referencias

- Ahmed, M. A., Amin, S., y Mohamed, A. A. (2024). Current and emerging trends of inorganic, organic and eco-friendly corrosion inhibitors. *RSC Advances*, 14(43), 31877–31920. <https://doi.org/10.1039/D4RA05662K>
- Aliofkhazraei, M. (Ed.). (2014). *Developments in Corrosion Protection*. IntechOpen.
- Al-Moubaraki, A. H., y Obot, I. B. (2021). Corrosion challenges in petroleum refinery

- operations: Sources, mechanisms, mitigation, and future outlook. *Journal of Saudi Chemical Society*, 25(12), 101370. <https://doi.org/10.1016/j.jscs.2021.101370>
- Barbosa, M. (2025). *La corrosión en cifras: jimpacto global y soluciones efectivas!* hm rubber. <https://hmrubber.com.uy/la-corrosion-en-cifras-impacto-global-y-soluciones-efectivas/#:~:text=%F0%9F%9B%A0%EF%B8%8F,-Maysa%20Barbosa&text=La%20corrosi%C3%B3n%20es%20un%20problema,econ%C3%B3mica%20para%20combatir%20la%20corrosi%C3%B3n.&text=La%20corrosi%C3%B3n%20no%20es%20s%C3%B3lo,el%20suelo%20y%20el%20agua>.
- Brycki, B. E., Kowalczyk, I. H., Szulc, A., Kaczerewska, O., y Pakiet, M. (2018). Organic Corrosion Inhibitors. En M. Aliofkhazraei (Ed.), *Corrosion Inhibitors, Principles and Recent Applications*. InTech. <https://doi.org/10.5772/intechopen.72943>
- Castro, C. (2018). *Explosión y fuego en la refinería PhiladelPhia Energy Solutions (PES) en Filadelfia – 21 junio 2019*. Salud y seguridad en el trabajo.
- Chidiebere, M. A., Anadebe, V. C., y Barik, R. C. (2024). Insight into the corrosion resistance of mild steel in an acidic environment in the presence of an organic extract: Experimental and computational approach. *Results in Engineering*, 23, 102787. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2024.102787>
- Desai, P. D., Pawar, C. B., Avhad, M. S., y More, A. P. (2023). Corrosion inhibitors for carbon steel: A review. *Vietnam Journal of Chemistry*, 61(1), 15–42. <https://doi.org/10.1002/vjch.202200111>
- Eduok, U., y Szpunar, J. (2020). Corrosion Inhibitors for Sweet Oilfield Environment (CO<sub>2</sub> Corrosion). En V. S. Saji & S. A. Umoren (Eds.), *Corrosion Inhibitors in the Oil and Gas Industry* (1a ed., pp. 177–227). Wiley. <https://doi.org/10.1002/9783527822140.ch7>
- Fontana, M. G. (2005). *Corrosion engineering* (3rd ed). Tata McGraw-Hill.
- Fouda, A. E.-A. S., Abd el-Maksoud, S. A., El-Sayed, E. H., Elbaz, H. A., y Abousalem, A. S. (2024). Expression of concern: Effectiveness of some novel heterocyclic compounds as corrosion inhibitors for carbon steel in 1 M HCl using practical and theoretical methods. *RSC Advances*, 14(14), 10088–10088. <https://doi.org/10.1039/d4ra90027h>
- Huey, J. C., William Jepson, y Tao Hong. (2000). HIGH TEMPERATURE CORROSION INHIBITION PERFORMANCE OF IMIDAZOLINE AND AMIDE. *Corrosion2000*, (35).
- Johnson, B., Al-Ghafri, M., Harthy, A., John, G., y Schofield, M. (2009). Review of Performance of Oil & Gas Facilities in Sour Conditions. *CORROSION 2009*, 1–13. <https://doi.org/10.5006/C2009-09354>
- Khattak, A. (2025). Corrosion in the oil and gas industry: A costly challenge. *Oil, gas, petrochemicals & renewables*, 42(7). [https://ognnews.com/Article/46837/Corrosion\\_in\\_the\\_oil\\_and\\_gas\\_industry\\_A\\_costly\\_challenge#](https://ognnews.com/Article/46837/Corrosion_in_the_oil_and_gas_industry_A_costly_challenge#)
- Km, S., Praveen, B. M., y Devendra, B. K. (2024). A review on corrosion inhibitors: Types, mechanisms, electrochemical analysis, corrosion rate and efficiency of corrosion inhibitors on mild steel in an acidic environment. *Results in Surfaces and Interfaces*, 16, 100258. <https://doi.org/10.1016/j.rsurfi.2024.100258>
- Kumari, A., Chugh, B., Sheetal, Singh, G., y Singh, A. K. (2021). Corrosion Inhibitors for Sweet (CO<sub>2</sub> Corrosion) and Sour (H<sub>2</sub>S Corrosion) Environments. En C. M. Hussain &

- C. Verma (Eds.), *ACS Symposium Series* (Vol. 1403, pp. 189–205). American Chemical Society. <https://doi.org/10.1021/bk-2021-1403.ch009>
- Lakikza, I., Benguerba, Y., Boublia, A., Aouni, S. I., Lahbib, H., Ferkous, H., Ghodbane, H., Benamor, Y., Sami Bentalib, A., y Ernst, B. (2025). Comprehensive evaluation of *Alysicarpus compactum* extract as a natural corrosion inhibitor for St37 carbon steel in acidic media. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 147, 161–178. <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2024.12.010>
- Modwi, A., Abbo, M. A., Hassan, E. A., y Houas, A. (2016). Effect of annealing on Physico-chemical and Photocatalytic activity of Cu5% loading on ZnO synthesized by sol–gel method. *Journal of Materials Science: Materials in Electronics*, 27(12), 12974–12984. <https://doi.org/10.1007/s10854-016-5436-y>
- Monticelli, C. (2018). Corrosion Inhibitors. En *Encyclopedia of Interfacial Chemistry* (pp. 164–171). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-409547-2.13443-2>
- Obot, I. B., Solomon, M. M., Umoren, S. A., Suleiman, R., Elanany, M., Alanazi, N. M., y Sorour, A. A. (2019). Progress in the development of sour corrosion inhibitors: Past, present, and future perspectives. *Journal of Industrial and Engineering Chemistry*, 79, 1–18. <https://doi.org/10.1016/j.jiec.2019.06.046>
- Ravi, M., Jennifer G, A., Varathan, E., y Selvi J, A. (2025). Exploring the dual aspects of *Sapindus mukorossi* pod as a novel sustainable biosurfactant-based corrosion inhibitor for carbon steel in saline environment: An experimental and theoretical insights. *Journal of Molecular Structure*, 1337, 142065. <https://doi.org/10.1016/j.molstruc.2025.142065>
- Revie, R. W., y Uhlig, H. H. (2008). *Corrosion and Corrosion Control: An Introduction to Corrosion Science and Engineering* (1a ed.). Wiley. <https://doi.org/10.1002/9780470277270>
- Roberge, P. R. (2008). *Corrosion engineering: Principles and practice*. McGraw-Hill.
- Shang, Z., y Zhu, J. (2021). Overview on plant extracts as green corrosion inhibitors in the oil and gas fields. *Journal of Materials Research and Technology*, 15, 5078–5094. <https://doi.org/10.1016/j.jmrt.2021.10.095>
- Smith, S., y Pacheco, J. (2002). Predicting Corrosion in Slightly Sour Environments. *Materials Performance*, 8, 60–64.
- Speight, J. G. (2014). Mechanism of Acid Corrosion. En *High Acid Crudes* (pp. 31–55). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-800630-6.00002-2>
- Tamalmani, K., y Husin, H. (2020). Review on Corrosion Inhibitors for Oil and Gas Corrosion Issues. *Applied Sciences*, 10(10), 3389. <https://doi.org/10.3390/app10103389>
- Timoudan, N., Al-Gorair, A. S., El Foujji, L., Warad, I., Safi, Z., Dikici, B., Benhiba, F., Qaiss, A. E. K., Bouhfid, R., Bentiss, F., Al-Juaid, S. S., Abdallah, M., y Zarrouk, A. (2024). Corrosion inhibition performance of benzimidazole derivatives for protection of carbon steel in hydrochloric acid solution. *RSC Advances*, 14(41), 30295–30316. <https://doi.org/10.1039/d4ra05070c>
- Yaagoob, I. Y., y Verma, C. (Eds.). (2024). *Industrial-scale inhibition: principles, design, and applications*. Wiley. <https://doi.org/10.1002/9781394191208>



RAFAEL MARTÍNEZ PALOU\*

generan problemas operativos y aumentan los costos en los procesos de transporte, almacenamiento y refinación. Entre estos efectos se incluyen el incremento de presiones en tuberías, el envenenamiento y daño de catalizadores, así como la corrosión en ductos, tanques de almacenamiento y equipos. Por ello, es necesario romper estas emulsiones para separar el agua del crudo.

En este capítulo profundizaremos en el tema de las emulsiones en la industria petrolera y veremos cómo el uso de desemulsificantes puede facilitar su ruptura.

## El agua en los yacimientos petroleros

Todos los yacimientos petroleros contienen agua de forma natural (agua de formación o congénita), especialmente los que se encuentran en zonas marinas y los más viejos. Además, el contenido de agua puede incrementarse con su explotación debido a la inyección de agua para aumentar la presión de los pozos y favorecer su producción continua, o bien, como parte de los lodos de perforación o de los tratamientos químicos (Fingas y Fieldhouse, 2003).

El agua disuelve una gran cantidad de sales que también forman parte de los yacimientos, lo que da lugar a lo que se conoce como salmuera. El volumen de agua producido generalmente rebasa el contenido de petróleo, de modo que, por cada barril de petróleo producido, pueden generarse simultáneamente 2-3 barriles de agua (Fakhru'l-Razi *et al.*, 2009).

A pesar de que el agua es inmiscible con el crudo, bajo ciertas condiciones que se producen en los procesos de extracción, transporte y almacenamiento, pueden formarse mezclas estables de crudo y agua, conocidas como emulsiones, que discutiremos a continuación (Igunnu y Chen, 2014).

## Emulsiones

Una emulsión es una mezcla homogénea de dos sustancias que normalmente no se mezclan, ya que son prácticamente insolubles entre sí, como el aceite y el agua. Una de las sustancias se dispersa en forma de pequeñas gotas (aproximadamente entre 1 y 100 micras) dentro de la otra, formando un sistema coloidal que se mantiene estable gracias a la acción de compuestos

químicos denominados emulsionantes, los cuales evitan la separación de las fases (Abdulredha *et al.*, 2020).

Una de las sustancias conforma la fase continua de la emulsión y es el líquido que predomina y alberga las gotas dispersas del otro líquido minoritario que se distribuye en forma de pequeñas gotas dentro de la fase continua. Así, una emulsión puede considerarse un coloide liófilo, es decir, un sistema en el que la fase dispersa presenta afinidad limitada y tiende a repeler al medio dispersante.

Para que el fenómeno de la emulsión tenga lugar, deben existir compuestos químicos que actúan como estabilizantes de la emulsión, conocidos como emulsificantes, los cuales reducen la tensión superficial entre los líquidos para que puedan hacerse miscibles entre sí.

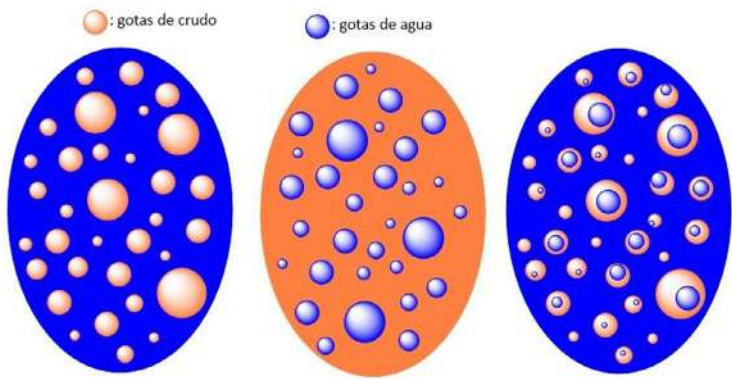
En la industria petrolera es común la formación de emulsiones, ya que se presentan todas las condiciones necesarias: la coexistencia de sustancias inmiscibles, como el agua y el crudo, y la presencia de compuestos con propiedades emulsificantes —como asfaltenos, resinas, ácidos nafténicos y sólidos finamente divididos— que favorecen la estabilidad de estas emulsiones (He *et al.*, 2015).

La formación de emulsiones de W/O tiene una mayor viscosidad que la del crudo seco, por tal razón, la formación de emulsiones dificulta el transporte del crudo. El problema se agrava cuando se trata de un crudo pesado o extrapesado que contiene una gran cantidad de asfaltenos y una baja gravedad API (Martínez-Palou *et al.*, 2011).

## Tipos de emulsiones

En la industria del petróleo, las emulsiones más comúnmente encontradas son la emulsiones formadas por gotas de agua dispersas en la fase de aceite, a lo que se le denomina como emulsión agua en aceite, comúnmente representadas por la siglas W/O por los términos en inglés. También se les conoce como emulsiones directas, pero es posible que tenga lugar el proceso inverso, es decir, la formación de gotas de aceite dispersas en agua (O/W). Incluso se pueden formar emulsiones más complejas como las emulsiones de aceite en agua en aceite y viceversa (figura 6.1) (Tian *et al.*, 2022).

Figura 6.1. Algunas emulsiones típicas en la industria petrolera



Fuente: elaboración propia.

El tipo de emulsión formada depende, en gran medida, de la preferencia en solubilidad de los emulsificantes que la promueven.

Otra clasificación bastante difundida es la que divide las emulsiones según el tamaño de las gotas dispersas, por lo que se clasifican en macroemulsiones y microemulsiones. En las macroemulsiones, las gotas presentan un tamaño mayor que en las microemulsiones y pueden entrar en contacto entre sí mediante una película interfacial, a diferencia de lo que ocurre en las microemulsiones (Wennerstrom *et al.*, 1997). En la tabla 6.1 se presentan algunas características distintivas de estos tipos de emulsión.

Tabla 6.1. Diferencias más significativas entre microemulsiones y macroemulsiones

|                   | Microemulsiones             | Macroemulsiones        |
|-------------------|-----------------------------|------------------------|
| Apariencia óptica | Traslúcida                  | Opaca                  |
| Viscosidad        | Baja                        | Relativamente elevada  |
| Estabilidad       | Termodinámicamente estables | Cinéticamente estables |

Fuente: elaboración propia.

Debido al tipo de emulsificantes naturales que predominan en el crudo y a la relación en el contenido de agua respecto al de crudo, las emulsiones más comunes son las emulsiones W/O y será a ellas a las que prestaremos especial atención en las siguientes secciones.

## Formación de las emulsiones

La formación de una emulsión estable requiere la conjugación de tres factores principales:

- Dos medios inmiscibles entre sí como el agua y el crudo.
- Uno o varios agentes emulsificantes que reduzcan la tensión interfacial entre los dos medios. Los emulsificantes son tensioactivos de alto balance hidrófilo-lipofílico (HLB) (Al-Sabagh, 2002). Estos tensoactivos forman películas protectoras alrededor de las gotas de aceite y tienen tolerancia a la salinidad.
- Una fuerza que favorezca la interacción efectiva entre las dos fases, como la agitación mecánica.

En el proceso de extracción y procesamiento del petróleo se genera agitación intensa que favorece la dispersión del petróleo en el agua, tales como las fuerzas de cizallamiento de bombas, estranguladores, flujos turbulentos, cambios de presión o equipos de mezcla, los cuales dispersan el petróleo en el agua. La agitación intensa propicia la formación de gotas más pequeñas. En la recuperación mejorada de petróleo, el cizallamiento controlado en yacimientos y oleoductos favorece la emulsificación. La inyección de vapor y la de agua en yacimientos son factores que promueven la formación de emulsiones (Tadros, 2013).

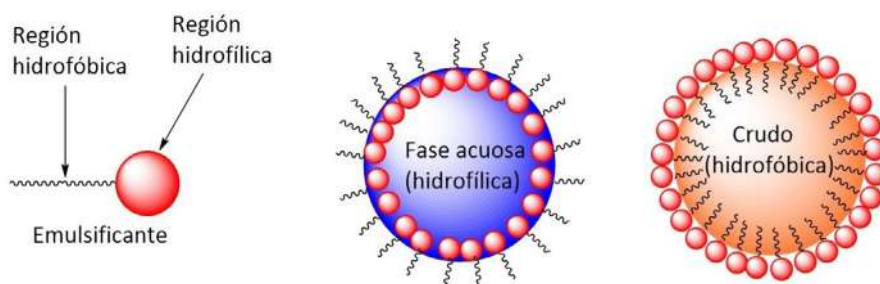
La cantidad de la mezcla de agua y crudo puede variar ampliamente, aproximadamente en un intervalo entre 5 y 60 % en volumen, y depende de varios factores. Entre los más importantes están la proporción agua/crudo, la densidad del crudo, su composición y su contenido de emulsificantes naturales. Generalmente, cuanto mayor es la proporción de mezcla, menor es la dispersión de las gotitas de agua en el aceite (Sousa, Matos, *et al.*, 2022).

## Emulsificantes

Los emulsificantes son sustancias que permiten mezclar y estabilizar dos líquidos que normalmente no se mezclan, como el agua y el aceite. Estas sustancias son tensoactivas, es decir, tienen una parte hidrófila (afín al agua) y otra hidrofóbica (afín al crudo), lo que les permite actuar en la interfaz entre ambos líquidos y reducir la tensión interfacial. El balance entre la parte hidrofílica y la parte hidrofóbica del desemulsificante es un factor que influye de manera importante en su modo de acción. Debido a esta estructura molecular, los emulsificantes tienden a concentrarse en la interfaz hidrocarburos/agua, donde forman películas interfaciales (Marhamati *et al.*, 2021).

La región hidrofílica de los emulsificantes es una zona de la molécula con una polaridad alta, lo cual la hace afín con el agua, que es una molécula polar, mientras que la región hidrofóbica se caracteriza generalmente por contener una cadena hidrocarbonada semejante a los hidrocarburos de baja polaridad que los hace afín a ellos. Los emulsificantes forman micelas alrededor de las gotas de uno de los líquidos, creando una barrera que impide que se agrupen o se separen. Esto permite mantener una mezcla estable y homogénea (figura 6.2).

**Figura 6.2.** Modo de acción de los emulsificantes para favorecer la formación de emulsiones



Fuente: elaboración propia.

Los emulsificantes son, por tanto, tensoactivos que son compuestos que disminuyen la tensión interfacial y forman una película en la interfaz

formada entre el agua y el aceite. Los tensioactivos son compuestos parcialmente solubles en agua y aceite. Todo esto conduce generalmente a una disminución de la tensión interfacial y promueve la dispersión y emulsificación de las gotas. Dependiendo de sus propiedades y del balance hidrofílico/lipofílico (HLB), también los compuestos tensoactivos pueden contribuir a la ruptura de la interfaz de una emulsión previamente formada actuando como desemulsificantes (Sousa, Pereira *et al.*, 2022).

Los agentes emulsionantes naturales en la industria petrolera son sustancias presentes en el crudo como parte de su composición, y favorecen la formación de emulsiones estables. Algunos de ellos son los siguientes:

#### ***Tensoactivos naturales:***

El crudo contiene tensoactivos naturales, como asfaltenos, resinas, parafinas, ácidos nafténicos, ácidos carboxílicos, compuestos de azufre, fenoles y cresoles, entre otros de alto peso molecular, los cuales favorecen la formación de emulsiones cuando el crudo entra en contacto con el agua (Kilpatrick, 2012).

Los asfaltenos son macromoléculas con actividad interfacial que presentan un alto contenido de aromáticos y al menos un grupo polar, así como colas lipofílicas. Estas moléculas tienden a ser planas por contener sistemas poliaromáticos y tienden a apilarse en forma de micelas.

Como veremos con más detalle en el siguiente capítulo, los asfaltenos tienen una estructura molecular muy compleja. Además de los anillos aromáticos, contienen sistemas heterocíclicos y la presencia de heteroátomos como nitrógeno, azufre y oxígeno como parte de los heterociclos y de otros grupos funcionales, y también están rodeados de cadenas alquílicas. Los asfaltenos tienden a formar empaquetamientos mediante atracciones supramoleculares, que son los principales causantes de la elevada viscosidad de los crudos pesados y extrapesados (Fakher *et al.*, 2020).

Los asfaltenos representan un desafío importante en la industria petrolera, no sólo por favorecer la formación de emulsiones, sino también por su tendencia a precipitar y formar depósitos sólidos que pueden obstruir tuberías y desactivar catalizadores durante la extracción y refinación del petróleo (Ok *et al.*, 2024).

Las resinas son moléculas complejas de elevado peso molecular, insolubles en acetato de etilo, pero solubles en n-heptano. El rol de estos compuestos no

está bien definido, pero muchos autores consideran que se asocian con los asfaltenos, formando micelas que favorecen la estabilidad de las emulsiones. La relación asfalteno/resina parece desempeñar un papel importante en el tipo de película que se forma y, en consecuencia, se asocia con la estabilidad de las emulsiones (Félix *et al.*, 2023).

Las ceras son otras macromoléculas importantes presentes en los crudos. Éstas son sustancias parafínicas de alto peso molecular que cristalizan cuando el aceite se enfría por debajo de su punto de nube. Se ha comprobado que la adición de una cantidad determinada de asfaltenos a un aceite que contiene cera favorece la formación de emulsiones estables, es decir, que las ceras pueden actuar sinérgicamente con los asfaltenos para producir emulsiones estables (Kiyangi *et al.*, 2022).

#### **Sólidos finamente divididos:**

Algunos sólidos presentes en los yacimientos, como arena, arcilla, esquistos, lodos de perforación, partículas de asfaltenos precipitados y productos de corrosión —como sulfuro de hierro y óxidos metálicos—, pueden estabilizar emulsiones. En particular, las nanopartículas son capaces de hacerlo cuando su tamaño es menor que el de las gotas dispersas y pueden ser “mojadas” por ambas fases, es decir, por el aceite y el agua (Umar *et al.*, 2018).

Los sólidos finamente divididos tienden a agruparse en la superficie de las gotas, formando una barrera física que inhibe la coalescencia de las gotas, lo que mejora la estabilidad de la emulsión. Aunque los sólidos no actúan directamente como tensioactivos, su presencia puede influir en la distribución de los surfactantes y mejorar la estabilidad al reducir la energía necesaria para mantener las gotas dispersas. Las partículas de sólidos más pequeñas pueden adsorberse mejor a la superficie de las gotas, formando una barrera más efectiva contra la coalescencia (Chen y Tao, 2005).

Las partículas sólidas se difunden en la interfaz hidrocarburos/agua y pueden formar películas estéricamente rígidas que pueden inhibir la coalescencia de las gotas de la emulsión. Además, las partículas sólidas en la interfase pueden ser cargadas eléctricamente. Esto también puede mejorar la estabilidad de la emulsión (Goodarzi y Zendehboudi, 2019).

Por todo ello, los tipos de crudo tienen un peso importantísimo en la formación y estabilidad de las emulsiones. Se ha demostrado que los crudos

con aceite de base parafínica usualmente no forman emulsiones estables, mientras que los crudos nafténicos y de base mixta forman emulsiones estables.

### **Factores que afectan la estabilidad de las emulsiones**

Además de la presencia y concentración de los agentes emulsificantes descritos previamente, también existen una serie de factores fisicoquímicos que afectan la estabilidad de las emulsiones tales como:

- *Temperatura:* la temperatura afecta las propiedades físicas del aceite, del agua, de la película interfacial y la solubilidad de los tensioactivos en el aceite y el agua, lo cual influye en la estabilidad de la emulsión. La viscosidad decrece al aumentar la temperatura y esto favorece que el proceso de coalescencia de la emulsión sea más factible. El aumento de la temperatura también provoca un incremento en la energía térmica de las gotas y, por tanto, en el número de colisiones efectivas entre las mismas. Esto, a su vez, reduce la tensión interfacial y la coalescencia de las gotas. También se ha demostrado que el incremento de la temperatura produce una desestabilización gradual de la interfaz crudo/agua. De la misma manera, la temperatura influye en la compresibilidad de la interfaz debido a cambios en la solubilidad de los surfactantes del aceite crudo en el bulto. El incremento sostenido de la temperatura provoca una lenta desgasificación y un envejecimiento que provocan un cambio significativo en la conducta de la película interfacial a altas temperatura. La película generada en estas condiciones permanece incompresible a altas temperaturas (película sólida), por lo que la resolución de la emulsión no se ve afectada por el calentamiento (Kolotova *et al.*, 2018).
- *Tamaño de gotas:* las emulsiones presentan una distribución de tamaños de gotas que las conforman, que suele ir de 1  $\mu\text{m}$  a más de 50  $\mu\text{m}$ . Las gotas más grandes tienden a consumir las más pequeñas (crecimiento de Ostwald), por lo que una emulsión con una distribución estrecha de gotas pequeñas tiende a ser más estable. El tamaño de las gotas influye en la viscosidad de la emulsión: a medida que disminuye el tamaño de las gotas

o que la distribución de tamaños se vuelve más homogénea, la viscosidad tiende a incrementarse (Maia Filho *et al.*, 2012).

- *Viscosidad de la fase continua*: cuando aumenta la proporción de la fase externa, disminuye el coeficiente de difusión y, por ende, la movilidad de las gotas. Esto reduce la frecuencia de colisiones entre ellas, lo que desfavorece la coalescencia y contribuye a una mayor estabilidad de la emulsión. La alta concentración de gotas también incrementa la viscosidad aparente de la fase continua y, con ello, la estabilidad de la emulsión.
- *pH*: el pH de la fase acuosa influye de manera significativa en la estabilidad de la emulsión. La adición de ácidos o bases inorgánicas provocan la ionización de la película interfacial y cambian radicalmente las propiedades físicas de la película. Por otra parte, el pH del agua afecta la rigidez de la película interfacial. El pH también influye en el tipo de película que se forma. pHs ácidos favorecen la formación de emulsiones de tipo agua/aceite (W/O), mientras que los pHs básicos favorecen la formación de emulsiones de tipo aceite/agua (Hao *et al.*, 2023).
- *Edad de la emulsión*: a medida que la emulsión se vuelve más madura, aumenta su estabilidad, ya que los agentes tensioactivos naturales o agregados presentes en el medio pueden migrar y acomodarse en la interfaz, formando una película protectora más compacta.
- *Salinidad*: el contenido de sales disueltas en el agua (salmuera) que conforma la emulsión tiene un efecto significativo en su estabilidad. A menor contenido de sales disueltas en el agua en las emulsiones directas (W/O), la emulsión tiende a ser más estable, mientras en las emulsiones inversas, el aumento de la concentración de electrolitos puede disminuir la tensión interfacial, lo que mejora la estabilidad al facilitar la formación de una interfaz estable entre las fases. Las sales pueden interactuar con los tensioactivos presentes en la emulsión, debilitando su interacción con el agua, afectando el HLB del sistema y, por lo tanto, su estabilidad. Además, las sales pueden variar el pH y la viscosidad de la fase acuosa, lo que puede afectar la movilidad de las gotas (de Oliveira *et al.*, 2018).

## Técnicas de desemulsificación

Las técnicas de desemulsificación son los procesos mediante los cuales es factible romper las emulsiones. Actualmente existen diversos métodos que facilitan la ruptura de las emulsiones. De manera general, las técnicas de desemulsificación pueden clasificarse como métodos físicos que incluyen los métodos mecánicos (separadores por gravedad o centrífugos), térmicos (calentamiento convencional o en microondas) (Martínez-Palou, 2017), aplicación de campos eléctricos, ajuste de pH y separación con membranas.

También están los métodos químicos, en los que se emplean productos químicos desemulsificantes, y los métodos biológicos, que involucran algunas estrategias que utilizan organismos vivos o productos biológicos para desestabilizar emulsiones (Abed *et al.*, 2019).

La aplicación de métodos químicos es ampliamente usada por tener la ventaja de que se pueden combinar fácilmente con otros métodos, lo cual favorece una sinergia para facilitar la ruptura de las emulsiones. Por ejemplo, cuando se combina el calentamiento térmico con el empleo de las microondas para acelerar la ruptura de la emulsión, el calentamiento puede acelerar el proceso de coalescencia iniciado por los desemulsificantes químicos, o cuando se aplican desemulsificantes químicos de conjunto con los métodos eléctricos para facilitar el deshidratado y desalado del crudo de manera simultánea.

## Desemulsificantes

El término desemulsificantes se refiere a ciertos productos químicos con propiedades como tal, pero más bien una formulación que contiene uno o varios químicos disueltos en un vehículo apropiado.

La selección de un químico adecuado es crucial para la desemulsificación; sin embargo, este proceso aún es bastante intuitivo y se basa en pruebas experimentales con diferentes productos, ya que es un fenómeno muy complejo que depende de muchos factores.

Debido a la gran variedad de componentes presentes en el aceite crudo, no es sorprendente que el desempeño de un desemulsificante sea ampliamente

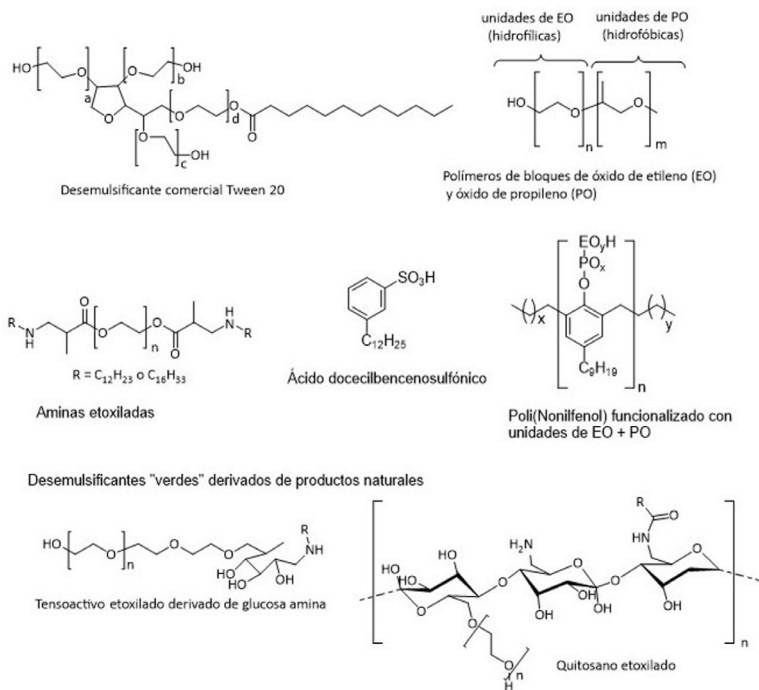
dependiente del tipo de crudo y su composición, por lo cual el desempeño de una formulación puede variar drásticamente de un crudo a otro. Una formulación puede presentar un excelente desempeño para la desemulsificación de un crudo y resultar completamente inoperante cuando haya cambios en la composición del aceite. Algunos de los desemulsificantes más comunes presentan en su estructura cadenas poliméricas de óxido de etileno, fenoles, alcoholes y aminas etoxiladas, alcoholes polihidroxilados, sales del ácido sulfónico (Adilbekova *et al.*, 2015; Al-Sabagh *et al.*, 2011).

El principal inconveniente del uso de desemulsificantes es la contaminación ambiental que se produce al separar el agua desemulsificada mediante productos químicos tóxicos y no biodegradables, causando daño al medio ambiente cercano.

En la actualidad se ha incrementado considerablemente el interés en la aplicación de productos químicos más amigables con el medio ambiente. Por ello, los investigadores han hecho grandes esfuerzos en el desarrollo de polímeros “verdes” (Abdulraheim, 2018), obtenidos a partir de la modificación de productos naturales tales como el quitosano (Venkataraman *et al.*, 2013), la celulosa (Roostaie *et al.*, 2017), azúcares (Abdel-Raouf *et al.*, 2011) y otros desemulsificantes de última generación, como los líquidos iónicos (Biniaz *et al.*, 2016; Hassanshahi *et al.*, 2020; Martínez-Palou *et al.*, 2015).

En la figura 6.3 ubicada en la siguiente página, se muestran algunas estructuras de los compuestos químicos comerciales empleados en las formulaciones. Los desemulsificantes comerciales suelen contener uno o varios de estos ingredientes activos en un disolvente apropiado. En el caso de los polímeros, su peso molecular y distribución de las cadenas juegan un papel importante en el efecto desemulsificante (Abdulredha *et al.*, 2022).

Los desemulsificantes se adsorben en la interfaz agua-aceite y compiten con los emulsionantes estabilizadores de la emulsión. Este proceso reduce la tensión interfacial y promueve la coalescencia. Su efectividad depende fundamentalmente de la fuerza de adsorción en la interfase, de la concentración de desemulsificantes en relación con los emulsionantes y del tamaño de las gotas y de la fracción de volumen total de agua. Así, los desemulsificantes eficaces desestabilizan notablemente las emulsiones al reducir la estabilidad de las películas interfaciales, lo que conduce a una separación más rápida del agua.

**Figura 6.3. Estructura de algunos desemulsificantes**

Fuente: elaboración propia.

El procedimiento por excelencia para la selección de un desemulsificante es mediante pruebas de botella en el laboratorio. Con estas pruebas pueden seleccionarse los químicos adecuados para evaluar una formulación idónea y definir las condiciones de concentración, tiempo de residencia y temperatura del proceso. En este procedimiento se sigue la cinética de ruptura de la emulsión mediante el volumen de agua separado, medido con botellas graduadas inmersas en un baño de agua a temperatura constante.

Salager y su equipo de trabajo propusieron un mecanismo fisicoquímico de acción de los agentes desemulsificantes que está asociado a la formulación óptima del sistema que se obtiene a  $SAD = 0$ , siendo SAD la diferencia de afinidad del surfactante. SAD no es más que la diferencia en el potencial químico estándar y se produce en el límite entre la fase acuosa y las partículas de aceite (Alvarez *et al.*, 2009).

La formulación óptima se define, básicamente, como un estado de equilibrio entre las afinidades del surfactante por las fases acuosa y oléica. Se han determinado cuantitativamente los efectos de las diferentes variables de formulación sobre el equilibrio hidrofílico/lipofílico entre el tensoactivo y el medio que lo rodea (Salager, *et al.*, 2022b).

Recientemente, Salager y colaboradores realizaron una revisión de los avances en el estudio del mecanismo de acción de los desemulsificantes en los últimos 30 años. Los autores propusieron una ecuación mejorada para el análisis de la desviación hidrofílica-lipófila normalizada (HLDN) como una expresión multivariable que estima numéricamente la diferencia de las interacciones de los tensoactivos con el petróleo y el agua. Este concepto se puede aplicar en la ruptura de emulsiones de petróleo crudo, considerando a los asfaltenos como un tensoactivo lipofílico cuyo efecto debe ser compensado por un desemulsionante hidrofílico para alcanzar la formulación óptima. Esto se logra a través de efectos de equivalencia al cambiar dos o más variables, particularmente los asfaltenos y el tipo y concentración de desemulsionante que se pueden medir a través de diferentes técnicas (Salager *et al.*, 2022b).

En un sistema surfactante-agua-aceite, la formulación óptima se logra cuando, en un barrido unidimensional de cualquier variable de formulación, el sistema presenta una tensión interfacial mínima, acompañada, en general, de la aparición de un sistema trifásico en el que la mayor parte del surfactante se encuentra en la fase media. En el caso de emulsiones de agua en crudo, es poco común observar un sistema trifásico, y la inestabilidad se detecta mediante el progreso de la coalescencia y la evolución de la tensión interfacial dinámica.

Para conseguir esta condición en una emulsión W/O que contiene un tensoactivo lipofílico, como lo suelen ser los tensoactivos naturales del crudo, se debe añadir un tensoactivo hidrofílico para generar una emulsión inestable que tienda a romperse rápidamente.

## Mecanismos implicados en la desemulsificación

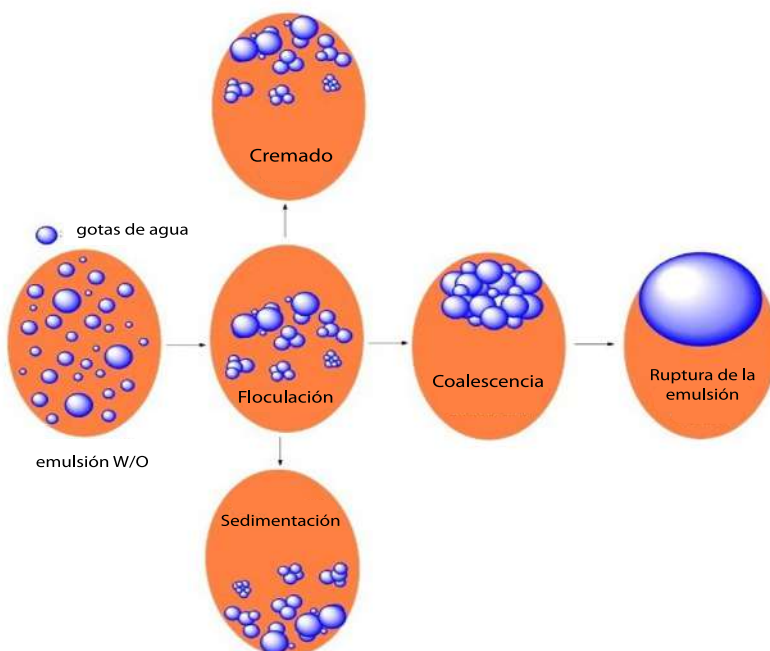
Se han hecho grandes esfuerzos por dilucidar un mecanismo que describa el proceso de ruptura de la emulsión. Desde el punto de vista macroscópico, el proceso de ruptura de la emulsión consta de las siguientes etapas:

- *Cremado*: Este fenómeno, opuesto a la sedimentación, se origina por la diferencia de densidad entre las dos fases líquidas, lo que genera un gradiente de concentración de gotas. En este proceso, las gotas tienden a agruparse sin que ocurra un cambio significativo en el área interfacial total.
- *Floculación o agregación*: se produce cuando las gotas permanecen muy cerca unas de otras durante un tiempo prolongado, sin que actúen fuerzas de atracción entre ellas. Esto provoca que las gotas pierdan su independencia cinética, lo que favorece su fusión y da lugar a la formación de gotas de mayor tamaño mediante la agregación. La unión en esta etapa sólo se produce si la película emulsionante que rodea las gotas de agua es muy débil. La velocidad de floculación depende de factores como el contenido de agua de la emulsión, la temperatura, la viscosidad del crudo y el tamaño de las gotas.
- *Sedimentación*: es un proceso en el que las gotas de agua se dirigen al fondo o a la parte superior de la mezcla, dependiendo de la densidad del crudo que conforma la emulsión.
- *Coalescencia*: durante la coalescencia las gotas de agua fusionables se unen para formar una gota más grande. Éste es un proceso irreversible que conduce a una disminución del número de gotas de agua y, finalmente, a la desemulsificación. La coalescencia depende de factores como la cantidad de gotas por unidad de área, lo que aumenta la frecuencia de colisiones entre las gotas, la fortaleza de la película interfacial, la temperatura y la viscosidad interfacial. Algunos investigadores consideran que la coalescencia ocurre en dos fases: drenaje y ruptura de la película.
- *Ruptura de la emulsión*: las gotas de agua se hacen cada vez más grandes y la interfaz se vuelve cada vez más débil, de manera que todas las gotas se integran, formando una fase acuosa separada del crudo. Cuando la película interfacial entre las gotas ha adelgazado por debajo de un

espesor crítico, se rompe. Por eso, las propiedades de la película delgada son sumamente importantes para la separación.

En la figura 6.4 se muestra una representación gráfica de las diferentes etapas del proceso de ruptura de una emulsión.

**Figura 6.4.** Representación gráfica del proceso de ruptura de una emulsión



Fuente: elaboración propia.

En un estudio profundo de los mecanismos de estabilización y ruptura de emulsiones petroleras desarrollado recientemente por Wang *et al.*, los autores reconocen que estos mecanismos subyacentes siguen sin estar suficientemente claros para el entendimiento humano y, por ello, es necesario hacer un estudio más profundo a nivel molecular para poder comprender las fuerzas de interacción entre los desémulsificantes (Wang *et al.*, 2021).

## **Deshidratado y desalado de crudo en las refinerías**

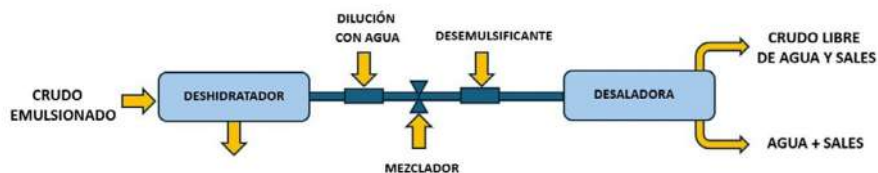
El crudo que llega a las refinerías contiene, además de los hidrocarburos líquidos, gas, agua sin emulsionar y agua emulsionada, es por ello que debe ser sometido a un proceso de deshidratado y desalado. Para ello, la mezcla de crudo, agua y gas es tratada con una formulación química que facilitará el proceso de desemulsificación (deshidratado) y de desalado.

Tras el tratamiento químico, la mezcla de crudo, agua y gas se dirige a separadores gas-líquido, donde se elimina el gas disuelto. Posteriormente, pasa a un separador gravitacional, en el que se separan el agua y el crudo no emulsionado. En esta etapa, la mezcla recorre tres tanques de separación por gravedad, donde el agua libre (no emulsionada) se separa con relativa facilidad. Posteriormente, pasa a los tanques de lavado y a los eliminadores de agua libre.

Por su parte, el crudo emulsionado se conduce a un sistema de tratamiento donde se calienta y se somete a un campo eléctrico en un coalescedor electrostático. Este equipo, conformado por dos electrodos entre los que se aplica un alto voltaje, favorece la ruptura de la emulsión y la separación de las sales presentes, las cuales se concentran en la fase acuosa. El campo eléctrico intenso favorece la formación de dipolos en las gotas de agua, lo que incrementa la atracción entre ellas y su posterior coalescencia, por lo que la emulsión pierde estabilidad progresivamente hasta romperse en su totalidad.

La etapa de desalado final consiste en retirar las sales presentes mediante la dilución del crudo desemulsificado con agua limpia (libre de sales). De esta manera, las sales inorgánicas se disuelven totalmente en el agua y se procede a una nueva separación del agua y el crudo. Con esto, se logra un crudo prácticamente libre de sal en condiciones de ser procesado (refinación) (figura 6.5).

**Figura 6.5.** Representación esquemática del proceso de desalado y deshidratado en una refinería



Fuente: elaboración propia.

## Conclusiones y perspectivas futuras

Como hemos visto a lo largo de este capítulo, el proceso de formación y ruptura de las emulsiones petroleras es un fenómeno complejo en el que influyen diversos factores. Los crudos actuales son cada vez más pesados y proclives a formar emulsiones muy estables, por lo que el problema de la emulsificación sigue acaparando la atención de los investigadores. En este sentido, los productos químicos están jugando un papel preponderante y parecen ser, en la actualidad y a largo plazo, la alternativa más económica y práctica para resolver esta problemática; sin embargo, los esfuerzos deben centrarse en estudios a nivel molecular que permitan conocer con mayor detalle el fenómeno de las emulsiones y los mecanismos que promueven su ruptura, por un lado, y por otro, en el desarrollo de productos químicos más eficientes y amigables con el ambiente.

## Referencias

- Abdel-Raouf, M. E.-S., Abdul-Raheim, A.-R. M., y Abdel-Azim, A.-A. A. (2011). Surface Properties and Thermodynamic Parameters of Some Sugar-Based Ethoxylated Amine Surfactants: 1—Synthesis, Characterization, and Demulsification Efficiency. *Journal of Surfactants and Detergents*, 14(1), 113-121. <https://doi.org/10.1007/s11743-010-1200-0>
- Abdullaheim, A. M. (2018). Green polymeric surface active agents for crude oil demulsification. *Journal of Molecular Liquids*, 271, 329-341. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2018.08.153>
- Abdulredha, M. M., Hussain, S. A., Abdullah, L. C., y Hong, T. L. (2022). Water-in-oil emulsion stability and demulsification via surface-active compounds: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 209, 109848. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109848>
- Abdulredha, M. M., Siti Aslina, H., y Luqman, C. A. (2020). Overview on petroleum emulsions, formation, influence and demulsification treatment techniques. *Arabian Journal of Chemistry*, 13(1), 3403-3428. <https://doi.org/10.1016/j.arabjc.2018.11.014>
- Abed, S. M., Abdurahman, N. H., Yunus, R. M., Abdulbari, H. A., y Akbari, S. (2019). Oil emulsions and the different recent demulsification techniques in the petroleum industry—A review. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 702(1), 012060. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/702/1/012060>
- Adilbekova, A. O., Omarova, K. I., Karakulova, A., y Musabekov, K. B. (2015). Nonionic surfactants based on polyoxyalkylated copolymers used as demulsifying agents. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 480, 433-438. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2014.11.004>
- Al-Sabagh, A. M. (2002). The relevance HLB of surfactants on the stability of asphalt emulsion. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 204(1), 73-83. [https://doi.org/10.1016/S0927-7757\(01\)01115-3](https://doi.org/10.1016/S0927-7757(01)01115-3)
- Al-Sabagh, A. M., Kandile, N. G., El-Ghazawy, R. A., y Noor El-Din, M. R. (2011). Synthesis and evaluation of some new demulsifiers based on bisphenols for treating water-in-crude oil emulsions. *Egyptian Journal of Petroleum*, 20(2), 67-77. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2011.06.008>
- Alvarez, G., Poteau, S., Argillier, J.-F., Langevin, D., y Salager, J.-L. (2009). Heavy Oil–Water Interfacial Properties and Emulsion Stability: Influence of Dilution. *Energy & Fuels*, 23(1), 294-299. <https://doi.org/10.1021/ef800545k>
- Biniáz, P., Farsi, M., y Rahimpour, M. R. (2016). Demulsification of water in oil emulsion using ionic liquids: Statistical modeling and optimization. *Fuel*, 184, 325-333. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.06.093>
- Chen, G., y Tao, D. (2005). An experimental study of stability of oil–water emulsion. *Fuel Processing Technology*, 86(5), 499-508. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2004.03.010>
- de Oliveira, C. B. Z., Souza, W. J., Santana, C. F., Santana, C. C., Dariva, C., Franceschi, E., Guarnieri, R. A., Fortuny, M., y Santos, A. F. (2018). Rheological Properties of Wa-

- ter-in-Brazilian Crude Oil Emulsions: Effect of Water Content, Salinity, and pH. *Energy & Fuels*, 32(8), 8880-8890. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b01227>
- Fakher, S., Ahdaya, M., Elturki, M., e Imqam, A. (2020). Critical review of asphaltene properties and factors impacting its stability in crude oil. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(3), 1183-1200. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-00811-5>
- Fakhru'l-Razi, A., Pendashteh, A., Abdullah, L. C., Biak, D. R. A., Madaeni, S. S., y Abidin, Z. Z. (2009). Review of technologies for oil and gas produced water treatment. *Journal of Hazardous Materials*, 170(2), 530-551. <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2009.05.044>
- Félix, G., Tirado, A., Varfolomeev, M. A., Al-muntaser, A., Suwaid, M., Yuan, C., y Ancheyta, J. (2023). Chemical and structural changes of resins during the catalytic and non-catalytic aquathermolysis of heavy crude oils. *Geoenergy Science and Engineering*, 230, 212242. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.212242>
- Fingas, M., y Fieldhouse, B. (2003). Studies of the formation process of water-in-oil emulsions. *Marine Pollution Bulletin*, 47(9), 369-396. [https://doi.org/10.1016/S0025-326X\(03\)00212-1](https://doi.org/10.1016/S0025-326X(03)00212-1)
- Goodarzi, F., y Zندهboudi, S. (2019). A Comprehensive Review on Emulsions and Emulsion Stability in Chemical and Energy Industries. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*, 97(1), 281-309. <https://doi.org/10.1002/cjce.23336>
- Hao, X., Elakneswaran, Y., Afrin, S., Shimokawara, M., Kato, Y., Kitamura, R., y Hiroyoshi, N. (2023). Role of pH and cations on emulsion formation and stability of crude oils. *Geoenergy Science and Engineering*, 227, 211905. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211905>
- Hassanshahi, N., Hu, G., y Li, J. (2020). Application of Ionic Liquids for Chemical Demulsification: A Review. *Molecules*, 25(21), Article 21. <https://doi.org/10.3390/molecules25214915>
- He, L., Lin, F., Li, X., Sui, H., y Xu, Z. (2015). Interfacial sciences in unconventional petroleum production: From fundamentals to applications. *Chemical Society Reviews*, 44(15), 5446-5494. <https://doi.org/10.1039/C5CS00102A>
- Igunnu, E. T., y Chen, G. Z. (2014). Produced water treatment technologies. *International Journal of Low-Carbon Technologies*, 9(3), 157-177. <https://doi.org/10.1093/ijlct/cts049>
- Kilpatrick, P. K. (2012). Water-in-Crude Oil Emulsion Stabilization: Review and Unanswered Questions. *Energy & Fuels*, 26(7), 4017-4026. <https://doi.org/10.1021/ef3003262>
- Kiyingi, W., Guo, J.-X., Xiong, R.-Y., Su, L., Yang, X.-H., y Zhang, S.-L. (2022). Crude oil wax: A review on formation, experimentation, prediction, and remediation techniques. *Petroleum Science*, 19(5), 2343-2357. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2022.08.008>
- Kolotova, D. S., Kuchina, Y. A., Petrova, L. A., Voron'ko, N. G., y Derkach, S. R. (2018). Rheology of Water-in-Crude Oil Emulsions: Influence of Concentration and Temperature. *Colloids and Interfaces*, 2(4), Article 4. <https://doi.org/10.3390/colloids2040064>
- Maia Filho, D. C., Ramalho, J. B. V. S., Spinelli, L. S., y Lucas, E. F. (2012). Aging of water-in-crude oil emulsions: Effect on water content, droplet size distribution, dynamic viscosity and stability. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 396, 208-212. <https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2011.12.076>
- Marhamati, M., Ranjbar, G., y Rezaie, M. (2021). Effects of emulsifiers on the physicochem-

- ical stability of Oil-in-water Nanoemulsions: A critical review. *Journal of Molecular Liquids*, 340, 117218. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2021.117218>
- Martínez-Palou, R. (s. f.). Applications of Microwave for Breaking Petroleum Emulsions. *Current Microwave Chemistry*, 4(4), 276-276. <https://doi.org/10.2174/2213335602999150921105652>
- Martínez-Palou, R., Aburto, J., Martínez-Palou, R., y Aburto, J. (2015). Ionic Liquids as Surfactants – Applications as Demulsifiers of Petroleum Emulsions. En *Ionic Liquids—Current State of the Art*. IntechOpen. <https://doi.org/10.5772/59094>
- Martínez-Palou, R., Mosqueira, M. de L., Zapata-Rendón, B., Mar-Juárez, E., Bernal-Huicochea, C., de la Cruz Clavel-López, J., y Aburto, J. (2011). Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 75(3), 274-282. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2010.11.020>
- Ok, S., Samuel, J., Bahzad, D., Safa, M. A., Hejazi, M.-A., y Trabzon, L. (2024). The Asphaltenes: State-of-the-Art Applications and Future Perspectives in Materials Science. *Energy & Fuels*, 38(12), 10421-10444. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.4c00060>
- Roostaie, T., Farsi, M., Rahimpour, M. R., y Biniáz, P. (2017). Performance of biodegradable cellulose based agents for demulsification of crude oil: Dehydration capacity and rate. *Separation and Purification Technology*, 179, 291-296. <https://doi.org/10.1016/j.seppur.2017.01.036>
- Salager, J.-L., Graciaa, A., y Marquez, R. (2022). Analyzing the surfactant classification confusion through the HLD formulation equation. *JCIS Open*, 8, 100060. <https://doi.org/10.1016/j.jciso.2022.100060>
- Salager, J.-L., Marquez, R., Delgado-Linares, J. G., Rondon, M., y Forgiarini, A. (2022). Fundamental Basis for Action of a Chemical Demulsifier Revisited after 30 Years: HLDN as the Primary Criterion for Water-in-Crude Oil Emulsion Breaking. *Energy & Fuels*, 36(2), 711-730. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c03349>
- Sousa, A. M., Matos, H. A., y Pereira, M. J. (2022). Properties of Crude Oil-in-Water and Water-in-Crude Oil Emulsions: A Critical Review. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 61(1), 1-20. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.1c02744>
- Sousa, A. M., Pereira, M. J., y Matos, H. A. (2022). Oil-in-water and water-in-oil emulsions formation and demulsification. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 210, 110041. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.110041>
- Tadros, T. F. (2013). Emulsion Formation, Stability, and Rheology. En *Emulsion Formation and Stability* (pp. 1-75). John Wiley & Sons, Ltd. <https://doi.org/10.1002/9783527647941.ch1>
- Tian, Y., Zhou, J., He, C., He, L., Li, X., y Sui, H. (2022). The Formation, Stabilization and Separation of Oil–Water Emulsions: A Review. *Processes*, 10(4), Article 4. <https://doi.org/10.3390/pr10040738>
- Umar, A. A., Saaïd, I. B. M., Sulaimon, A. A., y Pilus, R. B. M. (2018). A review of petroleum emulsions and recent progress on water-in-crude oil emulsions stabilized by natural surfactants and solids. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 165, 673-690. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.03.014>
- Venkataraman, P., Tang, J., Frenkel, E., McPherson, G. L., He, J., Raghavan, S. R., Kole-

- snichenko, V., Bose, A., y John, V. T. (2013). Attachment of a Hydrophobically Modified Biopolymer at the Oil–Water Interface in the Treatment of Oil Spills. *ACS Applied Materials & Interfaces*, 5(9), 3572-3580. <https://doi.org/10.1021/am303000v>
- Wang, D., Yang, Diling, Huang, C., Huang, Y., Yang, Dingzheng, Zhang, H., Liu, Q., Tang, T., Gamal El-Din, M., Kemppi, T., Perdicakis, B., y Zeng, H. (2021). Stabilization mechanism and chemical demulsification of water-in-oil and oil-in-water emulsions in petroleum industry: A review. *Fuel*, 286, 119390. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.119390>
- Wennerström, H., Söderman, O., Olsson, U., y Lindman, B. (1997). Macroemulsions versus microemulsions. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, Frontiers in Colloid Chemistry an International Festschrift to Professor Stig E. Friberg*, 123-124, 13-26. [https://doi.org/10.1016/S0927-7757\(96\)03848-4](https://doi.org/10.1016/S0927-7757(96)03848-4)

## 7. Inhibidores de la precipitación de asfaltenos

DOI: [cc.443.07](https://doi.org/10.4437/07)

RAFAEL MARTÍNEZ PALOU\*

### Resumen

Los asfaltenos son conocidos como el colesterol del petróleo y esto se debe a que los asfaltenos son macromoléculas que, bajo ciertas condiciones, tienden a precipitar sobre los ductos durante el proceso de transporte del petróleo. Como resultado de esto, se reduce el diámetro de los ductos por donde se conduce el petróleo, de manera similar a lo que sucede en las arterias y las venas de nuestro cuerpo cuando tenemos altos niveles de colesterol. Debido a esta situación se dificulta el transporte del crudo, llegando a casos extremos en los que se obstruye completamente el proceso de transporte.

Ésta es una problemática de gran importancia para los investigadores del área que se han enfrascado en el desarrollo de productos químicos capaces de inhibir la precipitación de asfaltenos. En este capítulo se estudian los asfaltenos, su estructura química y las causas que favorecen su precipitación en los ductos. También se examinan los inhibidores químicos utilizados para prevenir la precipitación y floculación de asfaltenos en la industria petrolera, que es un problema crucial que afecta la producción, el transporte y el procesamiento del crudo, especialmente en crudos pesados y extrapesados. Se describe la naturaleza de los inhibidores, los cuales actúan como agentes dispersantes, evitando la aglomeración y precipitación de los asfaltenos al modificar su interacción en el medio del crudo. Se destacan también otras sustancias utilizadas, como los ácidos orgánicos y aceites vegetales, que han mostrado una capacidad para solubilizar o estabilizar asfaltenos.

---

\* Doctor en Ciencias. Investigador y profesor en el Instituto Mexicano del Petróleo, México. ORCID: 0000-0003-3598-7207; Scopus: 9639930800; correo electrónico: rpalou@imp.mx

**Palabras clave:** *asfaltenos, precipitación, inhibidores, macromoléculas.*

## Introducción

Los asfaltenos son componentes del petróleo crudo que se caracterizan por su alto peso molecular y su estructura compleja. El contenido de estos compuestos en el crudo depende significativamente de su naturaleza y tiene un alto impacto en la calidad del crudo. Los asfaltenos, como comentamos en el capítulo previo, son grandes macromoléculas con tendencia a ser planas debido a la aglomeración de compuestos aromáticos (sistemas policíclicos) que caracterizan su estructura. Estos compuestos, además, presentan heteroátomos como oxígeno, nitrógeno y azufre distribuidos a lo largo de toda su estructura. También se ha detectado en ellos la presencia de metales como hierro, vanadio y níquel en muy bajas concentraciones (ppm), pero suficientes para evitar su biodegradación. Los asfaltenos se presentan en altas concentraciones en los crudos pesados y extrapesados y son los principales responsables de la elevada viscosidad de estos crudos (Alimohammadi *et al.*, 2019).

Los asfaltenos se consideran la fracción pesada del petróleo y éstos tienden a formar agregados debido a las interacciones  $\pi$ - $\pi$  entre las capas poliaromáticas y los grupos polares que lo componen. Estos se definen comúnmente por su solubilidad, se caracterizan por ser insolubles en hidrocarburos parafínicos lineales de bajo peso molecular como el n-heptano, y son solubles en compuestos aromáticos como el tolueno.

Los asfaltenos han cobrado mayor relevancia en las últimas décadas, debido al incremento en la explotación de crudos pesados y al uso más extendido de técnicas de recuperación mejorada de petróleo. En este contexto, los fenómenos de precipitación y deposición de asfaltenos se han vuelto más frecuentes y severos, generando importantes problemas en los procesos de extracción, transporte y procesamiento del crudo.

Los inhibidores de la precipitación de asfaltenos son una herramienta esencial para mitigar estos problemas y garantizar la eficiencia y seguridad de las operaciones petroleras. Los inhibidores de la precipitación de asfaltenos son cruciales en la industria petrolera para garantizar la fluidez del petróleo y evitar problemas de obstrucción en las tuberías y equipos. Su uso se centra

en prevenir la formación de depósitos sólidos que pueden afectar el flujo y la eficiencia de la producción, transporte y procesamiento del petróleo (Tavakkoli *et al.*, 2014).

Una vez más, los productos químicos —en este caso, los inhibidores de la precipitación de asfaltenos— contribuyen a la solución de un problema característico de la industria petrolera. En este capítulo se analizarán los asfaltenos, las problemáticas asociadas a su precipitación y el papel de los inhibidores químicos en su mitigación.

### **La problemática de los asfaltenos en la industria petrolera**

Los asfaltenos se mantienen dispersos en el crudo y pueden mantenerse estables con el apoyo de las resinas con las que forman una estructura micelar, pero, en ciertas condiciones, pueden desestabilizarse debido a cambios de temperatura, de presión, composición o tasa de corte, por inyección de gases, por estimulación ácida, por mezclas de crudos, etc. Como resultado, esto puede provocar que se agreguen, precipiten y se depositen en el interior de los ductos al ser transportados (Mohammed *et al.*, 2021a).

Los metales presentes en la estructura de los asfaltenos pueden formar complejos organometálicos con compuestos heterocíclicos, lo que genera cargas eléctricas y desestabiliza los asfaltenos por repulsión electrostática entre las cabezas polares de sus micelas, favoreciendo su precipitación. (Kar *et al.*, 2015).

Por su parte, las resinas se clasifican como fracciones polares ricas en compuestos aromáticos, solubles en hidrocarburos ligeros como el n-heptano. Estas actúan como agentes dispersantes (peptizantes) naturales, ya que mantienen a los asfaltenos dispersos en el crudo mediante interacciones fisicoquímicas que favorecen la formación de un sistema coloidal estable (Cheshkova *et al.*, 2019).

Las investigaciones sobre la composición de los crudos, realizadas mediante el análisis SARA —que determina cuantitativamente el contenido de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos—, han demostrado que la relación entre estos componentes influye significativamente en la estabilidad del crudo y en la tendencia de los asfaltenos a precipitar (Ashoori *et al.*, 2017).

El efecto de los factores que influyen en la desestabilización de los asfaltenos puede explicarse como consecuencia de factores tanto internos como externos, como se describe a continuación:

- *Efectos de la temperatura:* cuando la temperatura del crudo disminuye, la solubilidad de sus componentes también disminuye. Esto ocasiona que algunas micelas resinas-asfaltenos se desestabilicen, se agregen y precipiten, formando depósitos. También se ha demostrado que la solubilidad de los asfaltenos incrementa con el incremento de la temperatura, pero sólo hasta cierto límite en el que la tensión superficial del agente precipitante disminuye y, con ello, su poder de solvatación hacia las moléculas de asfalto, por lo cual éstas precipitan (Li *et al.*, 2022).
- *Efectos de la presión:* a una temperatura constante (condiciones isotérmicas), la disminución de la presión del crudo favorece la disminución de la densidad del flujo y, por consiguiente, ocurre una disminución de la solubilidad (Zendehboudi *et al.*, 2014). Esto provoca que algunas micelas resina-asfalto se agreguen y precipiten. Sin embargo, este efecto puede revertirse a partir de cierto valor de presión, de manera similar a lo que ocurre con la temperatura. Este comportamiento puede explicarse por el incremento del peso molecular promedio del fluido al disminuir la presión (Wang *et al.*, 2017).
- *Factores químicos:* este factor se encuentra asociado a los casos de contacto del crudo con sustancias no involucradas en el proceso natural de producción. Por ejemplo, en ciertos procesos de estimulación, el crudo se pone en contacto con aditivos de estimulación que afectan el factor de solubilidad del crudo, como la acetona e isopropílico, o el glicol, que pueden causar la floculación de los asfaltenos. Estos aditivos también alteran el pH, perturbando el equilibrio del medio, lo que desencadena la depositación de los asfaltenos (Ali *et al.*, 2023).
- *Efecto de la inyección de CO<sub>2</sub>:* otro factor que ha favorecido la precipitación de asfaltenos es el CO<sub>2</sub>. El uso de CO<sub>2</sub> como estrategia de recuperación mejorada de petróleo (EOR) en pozos maduros es cada vez más común, debido a su alta eficacia para incrementar la extracción de crudo y su potencial contribución a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Sin embargo, se ha demostrado que la adición de CO<sub>2</sub> a los pozos puede favorecer significativamente la precipitación de asfaltenos y ello, a su vez, da lugar a la

inversión de la mojabilidad y daños en la formación (Zanganeh *et al.*, 2015). El CO<sub>2</sub> se emplea muy comúnmente en procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos al favorecer la miscibilidad; sin embargo, el CO<sub>2</sub> representa una de las causas más comunes de floculación de los asfaltenos en pozos productores, ya que provoca cambios en las propiedades del crudo y altera la proporción C/H (Chen *et al.*, 2018). El efecto puede manifestarse de manera diferente según las características del crudo (Wei *et al.*, 2020).

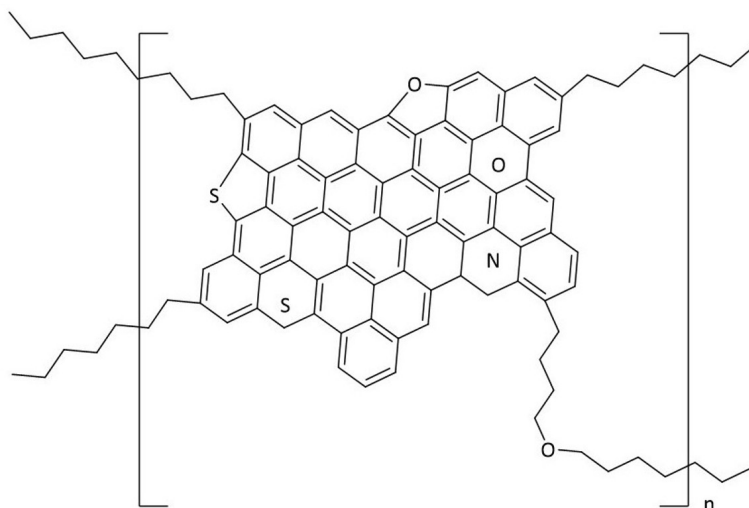
- *Mezclado y dilución del crudo:* en la industria petrolera es común la mezcla de diferentes crudos, por ejemplo, el petróleo pesado suele mezclarse con el ligero para reducir la viscosidad durante el transporte por oleoducto y también antes del refinado del petróleo se mezclan crudos con diferentes composiciones para facilitar su procesamiento. Estas mezclas alteran el equilibrio estable de los asfaltenos y suelen provocar su precipitación (Lei *et al.*, 2021). La adición de n-alcenos, como disolventes parafinicos, a la mezcla de asfalto y tolueno provoca el colapso de la capa lateral de la cadena de alcanos y una reducción de la repulsión estérica. En consecuencia, los nanoagregados de asfaltenos aumentan de tamaño y se manifiestan como precipitados o agregados (Meng *et al.*, 2023).
- *Efecto de factores eléctricos:* estudios recientes han identificado que la precipitación de asfaltenos en medios porosos se origina, principalmente, por la desestabilización de sus micelas debido a campos eléctricos inducidos por el flujo de fluidos en estos sistemas. Se ha establecido que los asfaltenos poseen una carga eléctrica intrínseca, factor clave en la estabilidad de las micelas según el modelo coloidal, donde la repulsión entre cargas del mismo signo en los núcleos de las micelas (asfaltenos) y resinas mantiene el equilibrio de fuerzas. La generación de un potencial de corriente durante el flujo en el medio poroso, o la aplicación de un campo eléctrico externo intenso, neutraliza estas cargas, altera el equilibrio intermolecular y provoca la floculación de las micelas (Farooq, Lædre, *et al.*, 2021).

## Estructura de los asfaltenos

Los asfaltenos tienen una estructura muy compleja, son diferentes de un crudo a otro y puede sufrir variaciones considerables dependiendo de la

zona geográfica. De manera general, hay dos propuestas de modelos estructurales ampliamente difundidas en la literatura. Una de las representaciones estructurales más aceptadas para los asfaltenos es el modelo de isla, también conocido como modelo continental. Este propone que los asfaltenos están constituidos por un núcleo formado por anillos aromáticos y heterocíclicos condensados, rodeado por cadenas alifáticas de diferentes longitudes que pueden contener heteroátomos o diversos grupos funcionales (figura 7.1) (Pomerantz *et al.*, 2009).

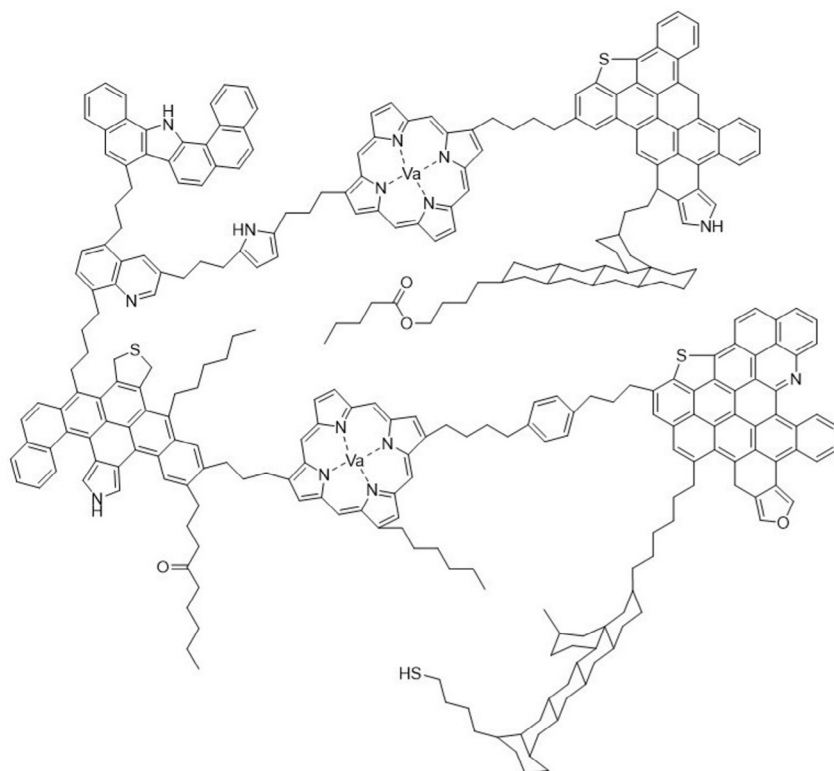
**Figura 7.1.** Estructura hipotética de los asfaltenos representativa del modelo de isla



Fuente: elaboración propia.

El otro tipo de estructura se conoce como el modelo de archipiélago, que aclama que los monómeros de asfaltenos están formados por clústers de sistemas aromáticos policondensados de entre 5 y 10 sistemas aromáticos, incluyendo sistemas porfirínicos, conectados por cadenas alifáticas que pueden contener o no heteroátomos (figura 7.2) (Ali *et al.*, 2023).

**Figura 7.2.** Estructura hipotética de los asfaltenos representativa del modelo de archipiélago



Fuente: elaboración propia.

Investigadores del Instituto Mexicano del Petróleo, en 2013, investigaron ambos tipos de estructuras a través de cálculos teóricos con orbitales moleculares y encontraron que los dímeros apilados (modelo de isla) son más estables en la mayoría de los casos que los dímeros archipiélagos. La variación notablemente amplia de la brecha energética (0.9 eV) entre las arquitecturas de isla y archipiélago depende, en gran medida, del tamaño del dímero y de la disposición de apilamiento. En el modelo de isla, las interacciones  $\pi$ - $\pi$  desempeñan un papel de mayor importancia que en el modelo de archipiélago, y se comprobó, además, que los dímeros obtenidos a partir de dos monómeros

“grandes” son más abundantes en un 20.6% en la arquitectura isla, y en un 17.9% en la arquitectura archipiélago (Álvarez-Ramírez y Ruíz-Morales, 2013).

Estudios más recientes que utilizan diferentes técnicas (espectrometría de masas, separación selectiva de fracciones, ionización y solubilización selectiva) han demostrado que la estructura de los asfaltenos en realidad contiene ambos tipos de estructura (isla y archipiélago) y la estructura dominante depende, principalmente, de la muestra de asfaltenos estudiada (Chacón-Patiño *et al.*, 2017, 2018a, 2018b, 2020).

Los asfaltenos se consideran una fracción pesada del petróleo que se halla dispersa en el crudo, gracias a la presencia de resinas, conformando así una estructura micelar. La precipitación de estos hidrocarburos es un fenómeno ocasionado por la inestabilidad del sistema, la cual se debe a un cambio en su equilibrio de fases.

La precipitación de asfaltenos puede causar taponamiento en tuberías y equipos, deposición en líneas, una reducción de la producción de productos destilables en la refinación del aceite crudo, y contaminar y envenenar los catalizadores, disminuyendo su vida útil. Por otra parte, los depósitos de asfaltenos en los yacimientos pueden obstruir los poros de la roca productora, reduciendo su permeabilidad y su mojabilidad, lo que altera la productividad del pozo (Mohammed *et al.*, 2021b).

Cuando se extraen crudos poco estables, o las condiciones de trabajo afectan su estabilidad, los asfaltenos dispersos empiezan a precipitarse, se aglomeran y se depositan en la tubería de producción, lo que reduce su diámetro efectivo y restringe el flujo de petróleo. También pueden provocar taponamientos en los equipos de superficie (Primerano *et al.*, 2024).

La precipitación de asfaltenos también ocurre durante la nucleación y el crecimiento de cristales en los yacimientos y equipos, lo que provoca una disminución del flujo y problemas en el proceso productivo (Bemani *et al.*, 2017).

Es importante precisar que la desestabilización de los asfaltenos se refiere al crecimiento de partículas de asfaltenos que se presenta a nivel de nanoescala, mientras que la agregación se refiere a partículas de asfaltenos a nivel microescala. La etapa final del proceso se considera la precipitación, que implica la transición de partículas estables a nanoescala a partículas inestables a microescala (Chaisoontornyotin *et al.*, 2016)

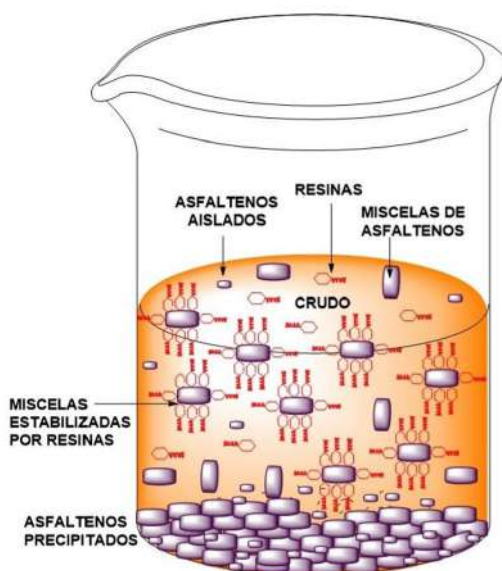
## Modelos de inteligencia artificial para la predicción de la precipitación de asfaltenos

Los modelos para predecir las causas y condiciones de la precipitación de asfaltenos se basan principalmente en dos teorías: la teoría de la solubilidad y la teoría coloidal (Subramanian *et al.*, 2016a). El enfoque de la solubilidad supone que los asfaltenos están disueltos en el petróleo crudo y que la precipitación se produce si la solubilidad cae por debajo de cierto valor umbral (Hernández *et al.*, 2023).

Es bien conocido que los asfaltenos tienen una tendencia innata a autoasociarse, tanto en ciertos disolventes orgánicos como en el propio petróleo crudo. Algunos de los modelos más difundidos y estudiados para explicar esta autoasociación incluyen el modelo de peptización, que proclama que los agregados de asfaltenos se estabilizan mediante el ambiente rico en resinas que rodean los agregados y que inducen la autoasociación; el modelo fractal, que describe las estructuras autoasociadas a través de la geometría fractal, donde los agregados presentan relaciones de escala de ley de potencia entre tamaño y masa, es decir, éste modelo está enfocado en la morfología y no en la estabilización; y los modelos de Yen y de Yen modificado, que se basan en el apilamiento jerárquico de moléculas planas de los asfaltenos como el factor preponderante respecto a la estabilidad mediada por resina.

Recientemente, Shadman *et al.* propusieron un nuevo modelo de micelización termodinámica para predecir el inicio y la cantidad de precipitación de asfaltenos tras la titulación con n-heptano. En este modelo se considera la formación de partículas coloidales estabilizadas por una capa protectora de moléculas de resina adsorbidas. Asimismo, se calcula la energía libre de Gibbs del proceso de micelización, la cual incluye el calor de adsorción de la resina, el efecto liofóbico asociado a la autoasociación de los asfaltenos y la reducción de la tensión interfacial (IFT) debido a la fijación de la resina en el núcleo de los agregados de asfaltenos. En este modelo se incorporaron, por primera vez, los datos experimentales del diámetro medio de los agregados de asfalto junto con la densidad intrínseca del asfalto puro (figura 7.3) (Subramanian *et al.*, 2016b).

**Figura 7.3.** Representación del fenómeno de coexistencia de asfaltenos aislados, micelas de asfaltenos estabilizadas por resinas y asfaltenos precipitados y depositados



Fuente: elaboración propia.

Más recientemente, se ha propuesto una nueva hipótesis basada en las interacciones entre radicales libres presentes en la estructura de los asfaltenos, conocida como “apilamiento tipo hot cakes”, como un factor adicional relevante en la formación de agregados. Esta propuesta es consistente con hallazgos experimentales recientes obtenidos mediante espectrometría de masas por resonancia ciclotrónica iónica con transformada de Fourier y técnicas de microscopía de fuerza atómica sin contacto (Zhang *et al.*, 2020).

### Dispersantes e inhibidores de la precipitación de los asfaltenos

Existen dos clases bien definidas de productos químicos que previenen la deposición de los asfaltenos. Estos se clasifican como dispersantes de asfaltenos (DAs) e inhibidores de la precipitación de asfaltenos (IPAs) (Kelland, 2014).

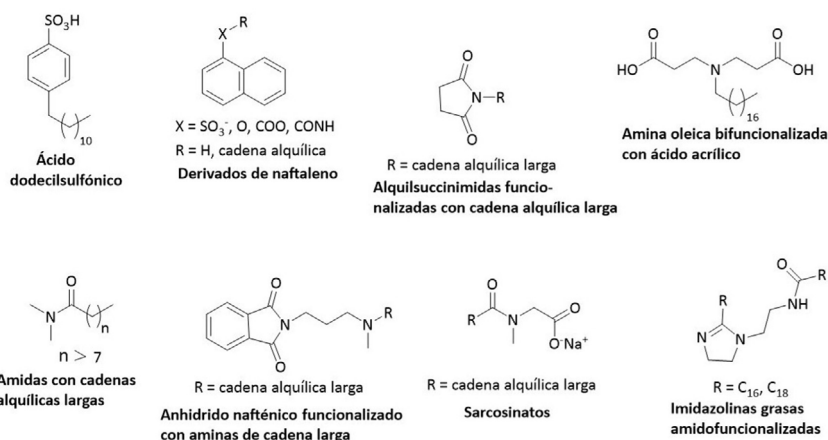
Adicionalmente a los DAs y los IPAs, se han empleado métodos de disolución de los asfaltenos, empleando disolventes orgánicos de asfaltenos. Por ejemplo, el tolueno y los xilenos son disolventes aromáticos que resultan efectivos para la disolución de los asfaltenos. Estos disolventes ayudan a mantener los asfaltenos en solución, evitando su floculación y deposición, lo cual es crucial para la producción y refinación de crudos pesados (Centeno *et al.*, 2004). También algunos ácidos grasos, como el aceite de coco, pueden actuar como disolventes y dispersantes de los asfaltenos (Alrashidi *et al.*, 2019) y etiléster oleato/etanol, una mezclas de disolventes amigables con el ambiente (Elochukwu y Mahmud, 2015).

### Dispersantes de asfaltenos

Los DAs inhiben la sedimentación de estas partículas al reducir el tamaño de sus agregados y estabilizar su suspensión en el crudo. Estos aditivos suelen ser compuestos anfipáticos, caracterizados por una cabeza polar (con átomos como N, O o P) y una cadena hidrocarbonada alifática. La cabeza polar se adsorbe sobre los agregados de asfaltenos, mientras que la cadena alquílica modifica la polaridad superficial, generando una capa hidrofóbica externa. Esto permite que los agregados adquieran propiedades fisicoquímicas compatibles con el medio oleoso circundante, lo que favorece su dispersabilidad y evita la floculación.

La dosis aplicada de un DA influye significativamente en su desempeño (Meléndez-Álvarez *et al.*, 2016). Este comportamiento también puede variar según se trate de un crudo vivo o muerto (Firoozinia *et al.*, 2016) y depende en gran medida de las características específicas del crudo. En consecuencia, un inhibidor o dispersante puede ser altamente eficiente en un tipo de crudo y presentar un desempeño deficiente en otro.

Por lo general, los DAs son tensoactivos no poliméricos, mientras que los IPAs son tensoactivos poliméricos que también pueden actuar como DAs. Dentro de los DAs destacan compuestos con grupos aromáticos, ácidos alquilsulfónicos, sarcosinatos, ésteres fosfóricos, ésteres de cadenas alquílicas largas, ácidos carboxílicos y sus derivados etoxilados, tensoactivos anfotéricos, alquilfenoles etoxilados, imidazolininas y líquidos iónicos (figura 7.4).

**Figura 7.4. Estructura de algunos dispersantes de asfaltenos**

Fuente: elaboración propia.

Estudios recientes han demostrado que los productos químicos con buena dispersión de asfaltenos no siempre reducen su deposición (Gon y Fouchard, 2016).

## Inhibidores de la precipitación de asfaltenos

Los inhibidores de la precipitación de asfaltenos son compuestos químicos que previenen la deposición de estos componentes orgánicos en el petróleo crudo. Estos inhibidores interactúan con las partículas de asfaltenos, retrasando su floculación, precipitación y deposición.

Los inhibidores de la precipitación de asfaltenos son compuestos químicos diseñados para prevenir o retrasar la agregación y deposición de estos componentes en sistemas petroleros. Su uso es crucial para evitar problemas operativos, como taponamientos en tuberías, la reducción de la permeabilidad en yacimientos y daños a catalizadores en refinerías.

Entre los inhibidores de la precipitación de asfaltenos destacan los tensoactivos iónicos, tal como el ácido dodecylbenceno sulfónico y los no iónicos,

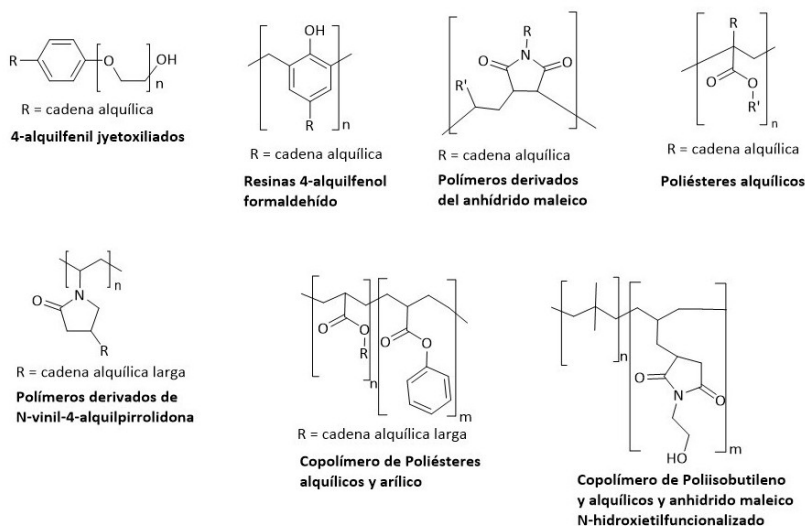
como el octilfenol poli(etilenglicoleter), comercialmente conocido como el TX-100 (Faraoun *et al.*, 2016).

El tratamiento convencional de inhibición de asfaltenos se realiza dosificando el inhibidor químico a través de capilares en la tubería de producción, o mediante tratamientos conocidos como “squeeze” (presionar) directamente en el yacimiento, para remediar o evitar el daño a la formación por precipitación de asfaltenos.

Recientemente, algunos disolventes eutécticos se han empleado como inhibidores de la precipitación de asfaltenos, como el cloruro de colina/etilenglicol (Jahangiri *et al.*, 2017), y los obtenidos a partir del cloruro de metiltrioctilamonio combinado con alcoholes como 1-propanol, propanodiol y glicerol (Sanati *et al.*, 2021).

Los IPAs más comunes son polímeros tales como los poliésteres y la poliamida/imina, copolímeros de succinimidas, polialquilenos poliésteramidas/acrilatos, polímeros alquílicos funcionalizados con pirrolidonas, pirridinas, oxazolidinas e imidazoles, líquidos iónicos y zwitteriónicos entre otros (figura 7.5).

**Figura 7.5.** Estructura de algunos inhibidores de la precipitación de asfaltenos



Fuente: elaboración propia.

Algunos productos de la nanotecnología se han aplicado con éxito en la adsorción de asfaltenos, así, ciertas nanopartículas funcionalizadas pueden adsorber asfaltenos, reduciendo su tendencia a agregarse y precipitar. Un ejemplo son las nanopartículas de óxidos metálicos con propiedades ácidas y básicas que han demostrado ser eficientes para este propósito (Farooq, Patil, *et al.*, 2021).

Se investigan nanopartículas metálicas, orgánicas e inorgánicas no metálicas, e inhibidores “inteligentes” con la capacidad de monitoreo en tiempo real y optimización de la dosificación y el desarrollo de nanoemulsiones para la liberación controlada de inhibidores, reduciendo la cantidad necesaria (Ahmadi *et al.*, 2025). También se ha demostrado que las nanopartículas pueden inhibir la precipitación de asfaltenos por adsorción, estabilización estérica y electrostática, alteraciones de la mojabilidad y la oxidación de los asfaltenos (Taha y Manshad, 2025).

### **Métodos analíticos para la selección de inhibidores de asfaltenos**

Los investigadores han desarrollado diferentes pruebas para la evaluación del desempeño de los inhibidores para un crudo específico. Estas pruebas pueden conducirse con crudos vivos, en cuyo caso la precipitación de los asfaltenos se promueve por despresurización, o con crudos muertos, en los que la precipitación se promueve con hidrocarburos que favorecen la precipitación, como el n-pentano o el n-heptano.

Existen criterios divergentes en cuanto a las condiciones más convenientes para desarrollar las pruebas. Como criterio general, si se busca una evaluación más precisa y realista de cómo un inhibidor de asfaltenos actuará en condiciones de yacimiento, se opta por el crudo vivo, el cual es más representativo y, por tanto, más conveniente. Sin embargo, si se prioriza la facilidad de manejo y el costo, el crudo muerto puede ser una opción viable, aunque con limitaciones en la precisión de los resultados, ya que la prueba no reflejará completamente cómo el inhibidor actuará en condiciones de alta presión y temperatura. No obstante, las pruebas con crudo muerto son más convenientes para el análisis preliminar, donde se realizan estudios

comparativos entre varios inhibidores y en los que la seguridad y el costo de las pruebas son los factores más importantes.

La práctica ha demostrado que es muy conveniente emplear varias pruebas de selección de inhibidores a diferentes escalas para obtener resultados más confiables, ya que se ha visto que los inhibidores parecen funcionar muy bien en estudios de laboratorio, pero su desempeño resulta muy deficiente en campo (Juyal *et al.*, 2022).

De acuerdo con Enayat y colaboradores, los métodos de selección de inhibidores se pueden dividir en dos grandes grupos: los que emplean pruebas analíticas basadas en la dispersión de los asfaltenos y los basados en pruebas de deposición (Enayat *et al.*, 2020).

En la figura 7.6 se muestra un diagrama que describe algunos de los métodos incluidos en cada grupo.

**Figura 7.6.** Métodos de selección de inhibidores de asfaltenos



Fuente: elaboración propia.

## Mecanismos de inhibición de la precipitación de los asfaltenos

Aunque existen muchas teorías y discusiones al respecto de los mecanismos de inhibición de la precipitación de los asfaltenos, todo parece indicar que los inhibidores químicos actúan basados en los siguientes enfoques:

- *Estabilización coloidal*: la estabilización coloidal de los asfaltenos es clave para evitar su precipitación y deposición en sistemas de producción de petróleo. En este enfoque, los mecanismos de inhibición buscan mantener los asfaltenos en suspensión dentro del crudo, evitando su floculación y agregación. Ciertos IPAs modifican la interfaz asfalteno-líquido para mantenerlos dispersos, aumentando el umbral de floculación.
- *Peptización*: la peptización se basa en la acción de agentes dispersantes que interactúan con los asfaltenos y los mantienen en suspensión mediante diversos mecanismos, tales como la interacción de grupos polares de los asfaltenos, la reducción de la tensión interfacial y la estabilización electrostática. Las resinas y los compuestos anfífilos (como el nonifenol etoxilado) se adsorben en la superficie de los asfaltenos, mejorando su solubilidad.
- *Efecto estérico*: los inhibidores basados en efectos estéricos actúan creando una barrera física alrededor de los asfaltenos, evitando su acercamiento y floculación. A su vez, crean una capa protectora alrededor de los asfaltenos, favoreciendo su dispersión en la fase líquida. Moléculas grandes, como los polialquilenos y las nanopartículas, tienden a actuar por este mecanismo que impide la agregación de los asfaltenos.

En la actualidad, con el apoyo de la inteligencia artificial es posible hacer estudios teóricos para identificar IPAs específicos y de alta eficiencia para ciertas regiones (Punase *et al.*, 2022).

## Aplicaciones de los asfaltenos

Dadas las grandes cantidades de asfaltenos que se separan en el proceso de extracción y procesamiento de crudo, se han hecho muchas investigaciones enfocadas a su aprovechamiento para diferentes aplicaciones. Además de su conocido empleo en la carpeta asfáltica en calles y carreteras, en los últimos años se han estudiado aplicaciones más sofisticadas, como su empleo en compósitos poliméricos, electrónica y supercapacitores, y en el desarrollo de matrices para la absorción de gases, entre otras (Ok *et al.*, 2024).

## Conclusiones y perspectivas futuras

Aunque existen diversas alternativas tecnológicas para abordar la precipitación de asfaltenos, el uso de productos químicos —como los inhibidores de precipitación de asfaltenos (IPAs)— desempeña un papel cada vez más relevante en la industria petrolera. Sus perspectivas son prometedoras, impulsadas por factores como el aumento en la producción de crudos pesados y bitumen, los cuales presentan mayores concentraciones de asfaltenos, incrementando así la necesidad de inhibidores eficaces para prevenir problemas de flujo y taponamientos.

Los IPAs juegan un papel crucial en el mantenimiento de la eficiencia de los pozos y la infraestructura, evitando paradas costosas y optimizando la recuperación de hidrocarburos.

Las investigaciones recientes están dando lugar al desarrollo de inhibidores más eficientes, selectivos y respetuosos con el medio ambiente, incluyendo el empleo de nanopartículas que ofrecen una gran superficie específica y una alta capacidad de adsorción, interactuando eficazmente con las moléculas de asfalto. La tendencia se dirige hacia el desarrollo de inhibidores más “verdes” y con menor impacto ambiental.

Los IPAs han encontrado aplicaciones en técnicas de recuperación mejorada, especialmente en procesos como la inyección de  $\text{CO}_2$ , donde la precipitación de asfaltenos puede ser un problema significativo. Los inhibidores son cruciales para mitigar este riesgo y mejorar la eficiencia de la EOR. A futuro, se continuará investigando el desarrollo de IPAs inteligentes, que sean efectivos bajo una amplia gama de condiciones operacionales.

## Conclusiones

Los productos químicos, una vez más, representan una alternativa valiosa para abordar uno de los problemas cruciales de la industria petrolera: la precipitación de asfaltenos en el crudo. La investigación en el desarrollo de inhibidores de alto desempeño continúa en expansión, siendo fundamental garantizar que estos sean seguros, sostenibles y aplicados en dosis adecuadas para asegurar su eficacia. Asimismo, los estudios seguirán profundizando

en la comprensión de los mecanismos de precipitación de asfaltenos y en el modo de acción de los inhibidores a nivel molecular. En este sentido, las simulaciones atomísticas y moleculares están adquiriendo un papel cada vez más relevante, junto con el análisis de aspectos como la estabilidad y los costos asociados a los inhibidores de precipitación de asfaltenos (IPAs) para su implementación a escala industrial. En conjunto, la innovación en la química de estos inhibidores, aunada a una comprensión más profunda de los fenómenos involucrados, permitirá el desarrollo de soluciones más eficientes y sostenibles, contribuyendo a garantizar el flujo y la producción óptima de hidrocarburos.

## Referencias

- Ahmadi, S., Khormali, A., y Kazemzadeh, Y. (2025). A Critical Review of the Phenomenon of Inhibiting Asphaltene Precipitation in the Petroleum Industry. *Processes*, 13(1), Article 1. <https://doi.org/10.3390/pr13010212>
- Ali, A., Cole, D. R., y Striolo, A. (2023). Understanding the Aggregation of Model Island and Archipelago Asphaltene Molecules near Kaolinite Surfaces using Molecular Dynamics. *Energy & Fuels*, 37(16), 11662-11674. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.3c00504>
- Ali, S. I., Lalji, S. M., Awan, Z., Khan, M. A., Khan, F., Alshahrani, T., y Balobaid, A. S. (2023). Evaluation of different parameters affecting the performance of asphaltene controlling chemical additives in crude oils using multiple experimental approaches assisted with image processing technique. *Geoenergy Science and Engineering*, 225, 211676. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211676>
- Alimohammadi, S., Zendheboudi, S., y James, L. (2019). A comprehensive review of asphaltene deposition in petroleum reservoirs: Theory, challenges, and tips. *Fuel*, 252, 753-791. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.03.016>
- Alrashidi, H., Afra, S., y Nasr-El-Din, H. A. (2019). Application of natural fatty acids as asphaltenes solvents with inhibition and dispersion effects: A mechanistic study. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 172, 724-730. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.08.066>
- Álvarez-Ramírez, F., y Ruiz-Morales, Y. (2013). Island versus Archipelago Architecture for Asphaltenes: Polycyclic Aromatic Hydrocarbon Dimer Theoretical Studies. *Energy & Fuels*, 27(4), 1791-1808. <https://doi.org/10.1021/ef301522m>
- Ashoori, S., Sharifi, M., Masoumi, M., y Mohammad Salehi, M. (2017). The relationship between SARA fractions and crude oil stability. *Egyptian Journal of Petroleum*, 26(1), 209-213. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2016.04.002>
- Bemani, A., Ashoori, Siavash, y Bahrami, M. (2017). Parametric analysis of the effect of operation parameters on asphaltene deposition: An experimental study. *Petroleum*

- Science and Technology*, 35(20), 1989-1994. <https://doi.org/10.1080/10916466.2017.1375949>
- Centeno, G., Trejo, F., Ancheyta, J., y Carlos, A. (2004). Precipitación de asfaltenos del crudo Maya en un sistema a presión. *Revista de la Sociedad Química de México*, 48(3), 179-188.
- Chacón-Patiño, M. L., Rowland, S. M., y Rodgers, R. P. (2017). Advances in Asphaltene Petroleomics. Part 1: Asphaltenes Are Composed of Abundant Island and Archipelago Structural Motifs. *Energy & Fuels*, 31(12), 13509-13518. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b02873>
- Chacón-Patiño, M. L., Rowland, S. M., y Rodgers, R. P. (2018a). Advances in Asphaltene Petroleomics. Part 2: Selective Separation Method That Reveals Fractions Enriched in Island and Archipelago Structural Motifs by Mass Spectrometry. *Energy & Fuels*, 32(1), 314-328. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b03281>
- Chacón-Patiño, M. L., Rowland, S. M., y Rodgers, R. P. (2018b). Advances in Asphaltene Petroleomics. Part 3. Dominance of Island or Archipelago Structural Motif Is Sample Dependent. *Energy & Fuels*, 32(9), 9106-9120. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b01765>
- Chacón-Patiño, M. L., Smith, D. F., Hendrickson, C. L., Marshall, A. G., y Rodgers, R. P. (2020). Advances in Asphaltene Petroleomics. Part 4. Compositional Trends of Solubility Subfractions Reveal that Polyfunctional Oxygen-Containing Compounds Drive Asphaltene Chemistry. *Energy & Fuels*, 34(3), 3013-3030. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b04288>
- Chaisoontornyotin, W., Haji-Akbari, N., Fogler, H. S., y Hoepfner, M. P. (2016). Combined Asphaltene Aggregation and Deposition Investigation. *Energy & Fuels*, 30(3), 1979-1986. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.5b02427>
- Chen, J., Li, Tiantai, y Wu, S. (2018). Changes in the properties of conventional crude oil before and after CO2 flooding. *Petroleum Science and Technology*, 36(20), 1642-1648. <https://doi.org/10.1080/10916466.2018.1496117>
- Cheshkova, T. V., Sergun, V. P., Kovalenko, E. Y., Gerasimova, N. N., Sagachenko, T. A., y Min, R. S. (2019). Resins and Asphaltenes of Light and Heavy Oils: Their Composition and Structure. *Energy & Fuels*, 33(9), 7971-7982. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.9b00285>
- Lochukwu, O. H., y Mahmud, H. K. B. (2015). An environmentally friendly solvent mix for asphaltene deposit removal. *ARPJ Journal of Engineering and Applied Sciences*, 10(22), 10555-10565.
- Enayat, S., Tavakkoli, M., Yen, A., Misra, S., y Vargas, F. M. (2020). Review of the Current Laboratory Methods To Select Asphaltene Inhibitors. *Energy & Fuels*, 34(12), 15488-15501. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c02554>
- Faraoun, A., Daaou, Mortada, y Bounaceur, B. (2016). Use of surfactants to mitigate precipitation of nonstable asphaltenes. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 38(19), 2830-2836. <https://doi.org/10.1080/15567036.2015.1017671>
- Farooq, U., Lædre, S., y Gawel, K. (2021). Review of Asphaltenes in an Electric Field. *Energy & Fuels*, 35(9), 7285-7304. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c03962>

- Farooq, U., Patil, A., Panjwani, B., y Simonsen, G. (2021). Review on Application of Nanotechnology for Asphaltene Adsorption, Crude Oil Demulsification, and Produced Water Treatment. *Energy & Fuels*, 35(23), 19191-19210. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c01990>
- Firoozinia, H., Fouladi Hossein Abad, K., y Varamesh, A. (2016). A comprehensive experimental evaluation of asphaltene dispersants for injection under reservoir conditions. *Petroleum Science*, 13(2), 280-291. <https://doi.org/10.1007/s12182-016-0078-5>
- Gon, S., y Fouchard, D. M. (2016). Modified Asphaltene Capillary Deposition Unit: A Novel Approach to Inhibitor Screening. *Energy & Fuels*, 30(5), 3687-3692. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.5b02185>
- Hernández, E. A., Lira-Galeana, C., y Ancheyta, J. (2023). Analysis of Asphaltene Precipitation Models from Solubility and Thermodynamic-Colloidal Theories. *Processes*, 11(3), Article 3. <https://doi.org/10.3390/pr11030765>
- Jahangiri, S., Shahrabadi, Abbas, Heydari, Akbar, Javadian, Soheila, Nazemi, Ali Hekmat, y Jahangiri, S. M. (2017). Choline chloride/monoethylene glycol deep eutectic solvent as a new asphaltene precipitation inhibitor. *Petroleum Science and Technology*, 35(19), 1896-1902. <https://doi.org/10.1080/10916466.2017.1369116>
- Juyal, P., Enayat, S., Lucente-Schultz, R., Li, Q., Karimipour, M., Tavakkoli, M., Cao, T.-B., Yen, A., Russell, C., y Vargas, F. M. (2022). Case Study: Investigation of the Performance of an Asphaltene Inhibitor in the Laboratory and the Field. *Energy & Fuels*, 36(4), 1825-1831. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c03557>
- Kar, T., Mukhametshina, A., Unal, Y., y Hascakir, B. (2015). The Effect of Clay Type on Steam-Assisted-Gravity-Drainage Performance. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 54(6), 412-423. <https://doi.org/10.2118/173795-PA>
- Kelland, M. A. (2014). Asphaltene Control. En *Production Chemicals for the Oil and Gas Industry* (2.<sup>a</sup> ed., pp. 134-136). CRC Press.
- Lei, Y., Yu, P., Ni, W., Peng, H., Liu, Y., Lv, X., y Zhao, H. (2021). Study on the Kinetic Process of Asphaltene Precipitation during Crude Oil Mixing and Its Effect on the Wax Behavior of Crude Oil. *ACS Omega*, 6(2), 1497-1504. <https://doi.org/10.1021/acsomega.0c05121>
- Li, M., Tian, Y., Wang, C., Jiang, C., Yang, C., y Zhang, L. (2022). Effect of Temperature on Asphaltene Precipitation in Crude Oils from Xinjiang Oilfield. *ACS Omega*, 7(41), 36244-36253. <https://doi.org/10.1021/acsomega.2c03630>
- Melendez-Alvarez, A. A., Garcia-Bermudes, M., Tavakkoli, M., Doherty, R. H., Meng, S., Abdallah, D. S., y Vargas, F. M. (2016). On the evaluation of the performance of asphaltene dispersants. *Fuel*, 179, 210-220. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.03.056>
- Meng, J., Kanike, C., Sontti, S. G., Atta, A., Tan, X., y Zhang, X. (2023). Asphaltene precipitation under controlled mixing conditions in a microchamber. *Chemical Engineering Journal*, 451, 138873. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2022.138873>
- Mohammed, I., Mahmoud, M., Al Shehri, D., El-Husseiny, A., y Alade, O. (2021). Asphaltene precipitation and deposition: A critical review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 197, 107956. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107956>
- Mohammed, I., Mahmoud, M., El-Husseiny, A., Al Shehri, D., Al-Garadi, K., Kamal, M. S., y Alade, O. S. (2021). Impact of Asphaltene Precipitation and Deposition on Wettability

- bility and Permeability. *ACS Omega*, 6(31), 20091-20102. <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c03198>
- Ok, S., Samuel, J., Bahzad, D., Safa, M. A., Hejazi, M.-A., y Trabzon, L. (2024). The Asphaltenes: State-of-the-Art Applications and Future Perspectives in Materials Science. *Energy & Fuels*, 38(12), 10421-10444. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.4c00060>
- Pomerantz, A. E., Hammond, M. R., Morrow, A. L., Mullins, O. C., y Zare, R. N. (2009). Asphaltene Molecular-Mass Distribution Determined by Two-Step Laser Mass Spectrometry. *Energy & Fuels*, 23(3), 1162-1168. <https://doi.org/10.1021/ef8006239>
- Primerano, K., Mirwald, J., y Hofko, B. (2024). Asphaltenes and maltenes in crude oil and bitumen: A comprehensive review of properties, separation methods, and insights into structure, reactivity and aging. *Fuel*, 368, 131616. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.131616>
- Punase, A., Burnett, W., Addis, K., Robertson, A., y Wylde, J. (2022, octubre 31). *Asphaltene Inhibitor Screening of Next Generation: Automated High Throughput Experimentation Method*. ADIPEC. <https://doi.org/10.2118/211229-MS>
- Sanati, A., Malayeri, M. R., Busse, O., y Weigand, J. J. (2021). Inhibition of asphaltene precipitation using hydrophobic deep eutectic solvents and ionic liquid. *Journal of Molecular Liquids*, 334, 116100. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2021.116100>
- Shadman, M. M., Badizad, M. H., Dehghanizadeh, M., y Dehaghani, A. H. S. (2020). Developing a novel colloidal model for predicting asphaltene precipitation from crude oil by alkane dilution. *Journal of Molecular Liquids*, 318, 113879. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2020.113879>
- Subramanian, S., Simon, Sébastien, y Sjöblom, J. (2016a). Asphaltene Precipitation Models: A Review. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 37(7), 1027-1049. <https://doi.org/10.1080/01932691.2015.1065418>
- Subramanian, S., Simon, Sébastien, y Sjöblom, J. (2016b). Asphaltene Precipitation Models: A Review. *Journal of Dispersion Science and Technology*, 37(7), 1027-1049. <https://doi.org/10.1080/01932691.2015.1065418>
- Taha, S. M., y Manshad, A. K. (2025). State of asphaltene in crude oil and application of nano-chemicals for aggregation inhibition: A comprehensive review. *Fuel*, 393, 135004. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2025.135004>
- Tavakkoli, M., Panuganti, S. R., Vargas, F. M., Taghikhani, V., Pishvaie, M. R., y Chapman, W. G. (2014). Asphaltene Deposition in Different Depositing Environments: Part 1. Model Oil. *Energy & Fuels*, 28(3), 1617-1628. <https://doi.org/10.1021/ef401857t>
- Wang, Z., Xu, Jianian, Liu, Hongli, Hou, Jiadan, y Zhang, Y. (2017). Effect of pressure, temperature, and mass fraction of CO<sub>2</sub> on the stability of the asphaltene constituents in crude oil. *Petroleum Science and Technology*, 35(22), 2109-2114. <https://doi.org/10.1080/10916466.2017.1384838>
- Wei, J., Li, Jiangtao, Zhou, Xiaofeng, y Zhang, X. (2020). Effect of pressure and CO<sub>2</sub> content on the asphaltene precipitation in the light crude oil. *Petroleum Science and Technology*, 38(2), 116-123. <https://doi.org/10.1080/10916466.2019.1684947>
- Zanganeh, P., Dashti, H., y Ayatollahi, S. (2015). Visual investigation and modeling of

asphaltene precipitation and deposition during CO<sub>2</sub> miscible injection into oil reservoirs. *Fuel*, 160, 132-139. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.07.063>

- Zendehboudi, S., Shafiei, A., Bahadori, A., James, L. A., Elkamel, A., y Lohi, A. (2014). Asphaltene precipitation and deposition in oil reservoirs – Technical aspects, experimental and hybrid neural network predictive tools. *Chemical Engineering Research and Design*, 92(5), 857-875. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2013.08.001>
- Zhang, Y., Siskin, M., Gray, M. R., Walters, C. C., y Rodgers, R. P. (2020). Mechanisms of Asphaltene Aggregation: Puzzles and a New Hypothesis. *Energy & Fuels*, 34(8), 9094-9107. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c01564>

## 8. Productos químicos para el control de agua en pozos

DOI: [cc.443.08](https://doi.org/10.4438/08)

DIEGO JAVIER GUZMÁN LUCERO\*

RAFAEL MARTÍNEZ PALOU\*\*

### Resumen

Uno de los principales desafíos asociados a la extracción de petróleo es la inundación de agua que ocurre con frecuencia en los pozos. La producción excesiva de agua genera numerosos problemas ecológicos, económicos y técnicos que, a menudo, resultan en el cierre prematuro de pozos que aún contienen considerables reservas de petróleo. Por esta razón, los investigadores del sector desarrollan o modifican productos químicos para mitigar las consecuencias de éste problema. En este capítulo se examinan los productos químicos empleados para controlar la inundación de agua en los pozos petroleros, con especial énfasis en los polímeros y los geles.

**Palabras clave:** *control de agua, geles, polímeros naturales, polímeros sintéticos.*

---

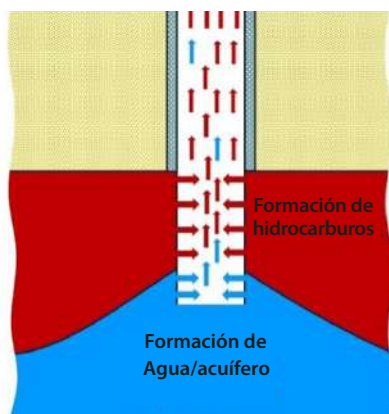
\* Doctor en Ciencias. Investigador en el Instituto Mexicano del Petróleo, México. ORCID: 0000-0001-8113-7364; Scopus: 9640362100; correo electrónico: [djguzman@imp.mx](mailto:djguzman@imp.mx)

\*\* Doctor en Ciencias. Investigador y profesor en el Instituto Mexicano del Petróleo, México. ORCID: 0000-0003-3598-7207; Scopus: 9639930800; correo electrónico: [rpalou@imp.mx](mailto:rpalou@imp.mx)

## Introducción

Algunos pozos petroleros producen una cantidad excesiva de agua, especialmente los pozos maduros que pueden producir hasta tres veces más agua que crudo. Cuando un pozo produce una cantidad moderada de agua, ésta es beneficiosa para mantener la presión en el yacimiento, especialmente en campos maduros donde la presión natural disminuye constantemente. Esto permite continuar extrayendo petróleo de manera eficiente y sin requerir la aplicación de presión externa. Sin embargo, cuando la producción de agua es excesiva, o no se controla adecuadamente, se presentan desafíos técnicos, económicos y ambientales significativos (figura 8.1) (Seright y Wang, 2023).

**Figura 8.1.** Esquema de la invasión del agua (conificación) en un pozo productor (vertical)



Fuente: elaboración propia.

Un control efectivo del agua en exceso en los pozos petroleros resulta esencial para maximizar la producción de hidrocarburos, salvaguardar los equipos y asegurar la rentabilidad. Para gestionar el control del agua en dichos pozos, se emplea una variedad de productos químicos destinados a manejar la producción de agua, separar el petróleo del agua y tratar el agua producida, la cual puede eliminarse, reutilizarse o reinyectar (Seright et al., 2003).

Para abordar esta problemática, se han creado una amplia gama de productos químicos. Según sus funciones, estos pueden clasificarse de la siguiente manera:

- *Geles poliméricos para el control del agua:* los geles poliméricos se emplean ampliamente como agentes para regular el perfil de producción y realizar tratamientos de cierre hídrico en yacimientos petroleros. Estos geles comprenden sistemas reforzados con nano sílice, celulosa, grafito, lodo oleoso y espuma, y se inyectan al yacimiento con el propósito de tapar selectivamente los canales de agua de alta permeabilidad y, de esta forma, reducir la producción de agua y optimizar la recuperación de petróleo. Los avances más recientes se centran en mejorar la resistencia de los geles, especialmente en condiciones extremas de temperatura y salinidad, así como su estabilidad a largo plazo. Los geles se degradan progresivamente cuando la temperatura se eleva por encima de los 100 °C (con base en su estructura y composición química), y también, pueden presentar procesos de degradación en presencia de altas concentraciones de iones. Estos debilitan y alteran la estructura química del gel (Guzmán-Lucero et al., 2022; Lu et al., 2023).
- *Agentes impermeabilizantes:* estos productos químicos, generalmente en forma de geles funcionales, se inyectan en los pozos para optimizar la absorción de agua y minimizar la circulación ineficiente del agua debido a la heterogeneidad del yacimiento. Esta tecnología es efectiva para estabilizar la producción de petróleo y disminuir el corte de agua en los pozos (Zhao et al., 2022).
- *Productos químicos para la cementación de pozos:* los agentes cementantes tienen como función proporcionar aislamiento zonal, soportar la tubería de revestimiento y sellar el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la formación. Para ello, se utiliza una lechada a base de cemento, las cuales son diseñadas para ofrecer resistencia y durabilidad. La cementación se realiza con cementos que presentan alta resistencia a la temperatura y la presión y, habitualmente, se les añaden aditivos como el polímero de hidroxipropilmetilcelulosa, el cual mejora las propiedades espesantes y previene la dispersión. La cementación se lleva a cabo durante las etapas de perforación y termina-

ción de un pozo, con el propósito de garantizar su integridad estructural y prevenir la migración de fluidos entre formaciones (Meek y Harris, 1993).

- *Inhibidores de corrosión y biocidas*: como se discutió en el capítulo 5, estos productos químicos protegen las superficies metálicas de la corrosión que a menudo se acelera cuando hay mayor presencia de oxígeno y sales. Los biocidas controlan la actividad microbiana, incluidas las bacterias reductoras de sulfato, que pueden provocar la acidificación y, por lo tanto, los sistemas acuosos resultan más corrosivos. En este caso, la protección con inhibidores de corrosión y biocidas se encamina a proteger los sistemas metálicos de inyección y producción de agua, así como las tuberías por las que se extrae y se traslada el crudo proveniente de los pozos.
- *Desemulsificantes*: tal como se explica en el capítulo 6, los desemulsificantes químicos son esenciales para separar el agua del petróleo durante su extracción y transporte. Estos agentes reducen los costos de procesamiento y previenen la corrosión de los equipos.
- *Inhibidores de incrustaciones*: los inhibidores de incrustaciones, incluidas las formulaciones sólidas de liberación lenta, se emplean para impedir la deposición de incrustaciones minerales, como calcita, siderita y halita, que pueden obstruir los pozos y los equipos de producción. Estudios recientes indican que los inhibidores encapsulados y de liberación lenta ofrecen protección prolongada contra la formación de incrustaciones, con tasas de liberación que se ajustan de acuerdo con las condiciones del pozo y a la eficacia comprobada en las aplicaciones de campo.

Entre los inhibidores de incrustaciones más utilizados se encuentran los compuestos orgánicos, como el ácido poliacrílico y el ácido etilendiaminotetraacético, así como polímeros naturales y sintéticos, y los compuestos inorgánicos, como sales y polifosfatos, algunos de los cuales pueden ser tóxicos.

La formación de incrustaciones es un desafío recurrente en diversas industrias, como la del petróleo y gas, el tratamiento de agua y la energía geotérmica. Las investigaciones actuales sobre inhibidores de incrustaciones se orientan al desarrollo de soluciones más eficaces, sostenibles y duraderas (Mazumder, 2020).

Un programa de control del agua en pozos petrolíferos combina productos químicos seleccionados según las características del yacimiento y la composición del agua. Una elección y dosificación correctas optimiza la recuperación de petróleo, reduce costos y protegen la infraestructura.

Este capítulo se centra en los geles y polímeros utilizados para el control de agua en pozos petroleros, debido a su impacto y a su amplia aplicación. El desarrollo de materiales estables, eficientes y ecológicos es un reto, especialmente en pozos petroleros mexicanos maduros y con temperaturas superiores a 100 °C, así como altos niveles de concentración de sales (más de 25 000 ppm).

### **El problema de producción de agua excesiva en pozos petroleros**

La mayoría de los yacimientos de petróleo y gas producen agua junto con los hidrocarburos, ya que, a medida que se agotan las reservas de crudo, el agua tiende a reemplazarlo. Éste fenómeno es más notorio en yacimientos maduros, donde la producción de agua aumenta considerablemente y la de petróleo disminuye. De hecho, muchos pozos en etapas avanzadas de explotación se cierran debido a la elevada proporción de agua. A nivel global, se estima que la producción en estos pozos tiene una cantidad de agua tres veces mayor que la de petróleo (Dai *et al.*, 2023).

El agua que se produce en los pozos puede provenir de diversas fuentes, tales como el agua intrínseca del yacimiento, el agua infiltrada procedente de acuíferos subterráneos cercanos y el agua inyectada en el yacimiento con el propósito de aumentar la presión para facilitar la extracción (Abdelaziem *et al.*, 2023).

La producción excesiva de agua provoca una disminución de la producción de petróleo, ya que una parte significativa de la capacidad de explotación del pozo se destina a la extracción y el manejo del agua en lugar del petróleo. Además, esto incrementa los costos operativos, dado que extraer, separar, transportar y tratar grandes volúmenes de agua conlleva mayores gastos energéticos y operativos, así como problemas de emulsificación del petróleo y de corrosión derivados de la presencia de agua contaminada con sales (Barreau *et al.*, 1997).

Una de las principales causas de ésta problemática es la heterogeneidad de las formaciones, en particular las variaciones de permeabilidad en diferentes zonas del yacimiento, que favorecen el flujo preferencial del agua sobre el crudo petróleo.

Una gestión inadecuada del agua que se produce en los pozos puede ocasionar problemas ambientales, como la contaminación de suelos y acuíferos, así como desafíos asociados a la disposición final del agua contaminada. Como resultado de lo anterior, la producción excesiva de agua en pozos conduce a una reducción en la vida útil del pozo debido a la necesidad de cerrarlos anticipadamente, dejando importantes reservas de petróleo sin explotar (Moghaddam y Moghbeli, 2023).

Ante esta problemática, las empresas petroleras buscan continuamente soluciones innovadoras que permitan controlar la producción de agua de manera ambientalmente responsable y viable, tanto desde el punto de vista técnico como económico.

La problemática del control de agua puede abordarse básicamente de dos modos, por métodos mecánicos y por métodos químicos. Los estudios recientes demuestran que los métodos químicos son más efectivos y, técnica y económicamente, son más adecuados para la atención de esta problemática (Seifi *et al.*, 2024).

En México, el exceso de agua en pozos maduros, especialmente los ubicados en ambientes marinos, representa un desafío importante. Estos pozos, en general, producen crudos pesados y enfrentan condiciones extremas de salinidad y temperatura. Estas condiciones dificultan la eficacia del funcionamiento de geles y polímeros comerciales, ya que se degradan en estos entornos, lo que se traduce en un rendimiento pobre. Otros factores que limitan su eficiencia incluyen la alta viscosidad del crudo, que a menudo supera los 200 cP y, las permeabilidades elevadas, que pueden ser mayores a 30 mD (Ali *et al.*, 2023).

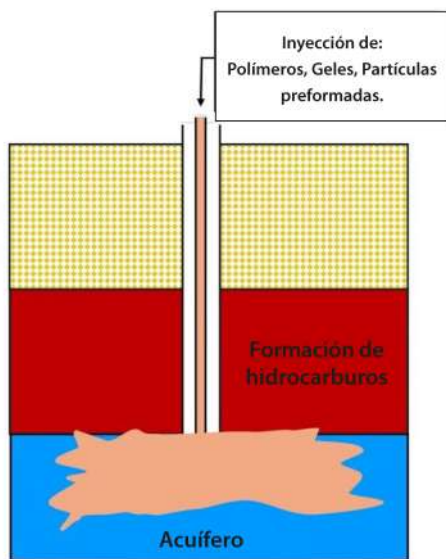
### **Polímeros para el control de agua en pozos petroleros**

Entre las alternativas para el control de agua en pozos, la inyección de productos químicos, especialmente de polímeros y geles, destaca por

su eficacia y bajo costo, particularmente en condiciones de yacimiento convencionales. Esta técnica puede combinarse con otras estrategias y procesos mecánicos para maximizar el desempeño.

En la técnica de inyección de polímeros, se introduce una solución viscosa de polímeros hidrosolubles de alto peso molecular, con el propósito de reducir la movilidad del agua, incrementar el volumen de barrido, disminuir la permeabilidad relativa al agua y, de esta manera, optimizar la eficiencia de recuperación del petróleo (figura 8.2).

**Figura 8.2.** Esquema de inyección de polímeros, geles o partículas preformadas en un pozo petrolero para el control de agua



Fuente: elaboración propia.

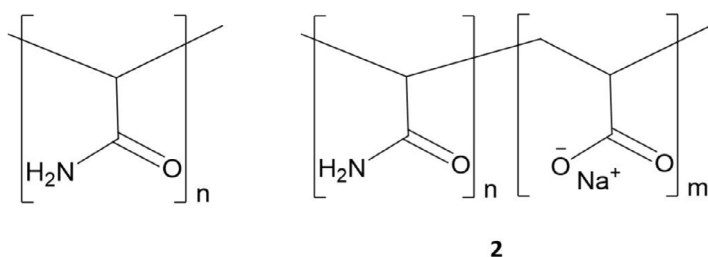
Estos aditivos se introducen mediante inyección con el propósito de disminuir la producción de agua, optimizar la recuperación de petróleo y remediar fugas en los pozos. A diferencia del cemento, los aditivos poliméricos están específicamente diseñados para disminuir de manera selectiva la permeabilidad al agua, sin cementar de forma permanente todo el espacio o anular la tubería revestimiento.

## Polímeros sintéticos

### Polímeros derivados de poliacrilamida

Los polímeros sintéticos derivados de la acrilamida se pueden dividir en: poliacrilamida (PAM) y poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PHPAM) (figura 8.3).

**Figura 8.3.** Estructura química de la poliacrilamida (PAM) (1) y de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PHPAM) (2)

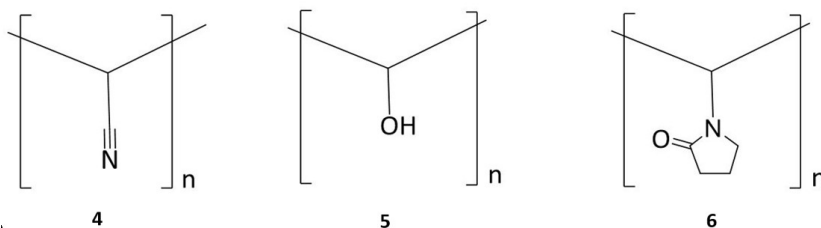


Fuente: elaboración propia.

### Otros homopolímeros, copolímeros y terpolímeros

Se han investigado otros homopolímeros, como el poliacrilonitrilo (3), el polivinilalcohol (4) y la polivinilpirrolidona (5) (figura 8.4), que también están presentes en formulaciones comerciales.

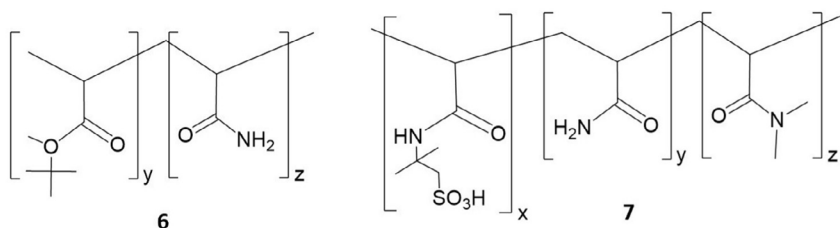
**Figura 8.4.** Estructuras químicas de los homopolímeros de poliacrilonitrilo (3), polivinilalcohol (4) y polivinilpirrolidona (5) empleados en formulaciones para el control de agua en pozos



Fuente: elaboración propia.

Los polímeros sintéticos, como la poliacrilamida hidrolizada (HPAM), siguen utilizándose ampliamente debido a su rentabilidad, accesibilidad y capacidad de reducción de la permeabilidad; sin embargo, presentan limitaciones en yacimientos de alta temperatura ( $>75\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) con cationes divalentes (por ejemplo,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ), donde puede producirse inestabilidad. Para solucionar esto, se han desarrollado copolímeros (por ejemplo, acrilamida/AMPS) (Julio *et al.*, 2003) y poliacrilamida-*t*-butilacrilato (PatBa, 6) (Shamlooh, Hamza, *et al.*, 2020) y terpolímeros AMPSA con *N,N*-dimetil acrilamido (*N,N*-DMA, 7) (Vasquez *et al.*, 2005), para mejorar la resistencia a la salinidad (figura 8.5).

**Figura 8.5.** Estructura del copolímero poliacrilamida-*t*-butilacrilato (6) y del terpolímero de acrilamida/AMPS/*N,N*-dimetil acrilamida (7)



Fuente: elaboración propia.

## Polímeros hidrofóbicamente asociados

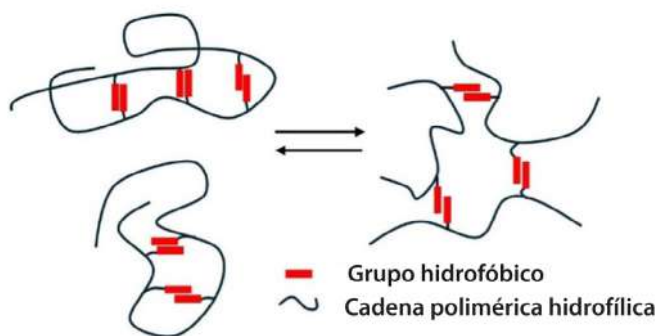
Los polímeros de asociación hidrofóbica (HAP, por sus siglas en inglés) están recibiendo una atención considerable en la gestión del agua en pozos petroleros, particularmente en condiciones de yacimiento desafiantes, como temperaturas elevadas y alta salinidad. Su capacidad distintiva para formar asociaciones reversibles en soluciones acuosas debido a que en su estructura química hay grupos hidrófobos que incrementan de manera significativa la viscosidad, por lo tanto, se optimiza la eficiencia del barrido y disminuye la producción de agua. Dichos polímeros aprovechan las interacciones hidrofóbicas para potenciar el rendimiento en condiciones de yacimiento de salinidad y temperatura altas.

Los HAP integran grupos hidrofóbicos en las estructuras principales de los polímeros hidrofílicos (por ejemplo, copolímeros de acrilamida). En concentraciones superiores a la concentración crítica de asociación, estos grupos establecen asociaciones intermoleculares, formando redes tridimensionales dinámicas. Este tipo de estructura confiere mayor viscosidad incluso a concentraciones menores en comparación con polímeros tradicionales, como HPAM (Zeynalli *et al.*, 2023).

Estos polímeros exhiben una notable tolerancia a la sal, atribuible a interacciones hidrofóbicas reforzadas en ambientes de alta salinidad, incluidos iones divalentes como  $\text{Ca}^{2+}/\text{Mg}^{2+}$ . Además, muestran una estabilidad térmica relativamente elevada, alcanzando hasta 120 °C. Esto se logra diseñando macromoléculas con relaciones adecuadas de los comonómeros (por ejemplo acrilamida/N-vinilpirrolidona) (Davoodi *et al.*, 2024).

Ou *et al.* estudiaron polímeros tipo esponja de melamina-formaldehído que los modificaron, incluyendo grupos hidrofóbicos. La naturaleza hidrófoba de estos polímeros permite el bloqueo selectivo del agua, lo que demuestra una mejora de la producción de petróleo y una reducción del corte de agua en experimentos de simulación. En este estudio, el polímero tipo esponja de melamina-formaldehído se modificó con una disolución de  $\text{AlCl}_3$ , lo que produjo una transición del estado hidrófilo al hidrófobo y en la superficie del nuevo polímero se obtuvo un ángulo de contacto con el agua de 130°. Los resultados mostraron que el aceite mineral y el agua pueden separarse selectivamente. Los experimentos de simulación demostraron que la eficacia de bloqueo del agua fue un 30% superior a la del aceite, y la producción de aceite aumentó un 7.4% tras el bloqueo. Las pruebas de control demostraron que el canal de alta permeabilidad disminuía aproximadamente un 75%, acompañado de un aumento del 60% del factor de recuperación de petróleo (Ou *et al.*, s. f.).

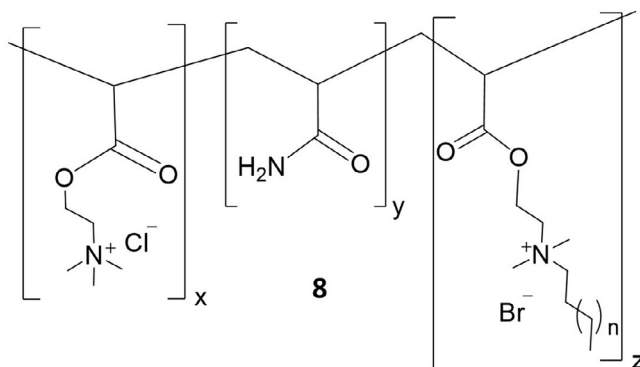
Ogunkunle *et al.* investigaron el uso de polímeros asociativos hidrofóbicamente para controlar el agua en pozos petrolíferos, afrontando desafíos como altas temperaturas, salinidad y yacimientos fracturados. Analizaron la síntesis, propiedades reológicas, gelificación e impacto de la HAPAM en la recuperación de petróleo (figura 8.6) (Ogunkunle *et al.*, 2022).

**Figura 8.6.** Esquema de polímeros con asociaciones hidrofóbicas

Fuente: elaboración propia.

La HAPAM (8) es un polímero soluble en agua con pocos grupos hidrofóbicos unidos a su cadena principal. Estos grupos se incorporan mediante un injerto o la copolimerización.

Al superar cierta concentración en disolución acuosa, estos grupos se asocian o se agrupan, formando una red que incrementa la viscosidad (figura 8.7).

**Figura 8.7.** Estructura química de la poliacrilamida de asociación hidrofóbica (HAPAM)

Fuente: elaboración propia.

## Biopolímeros para el control de agua

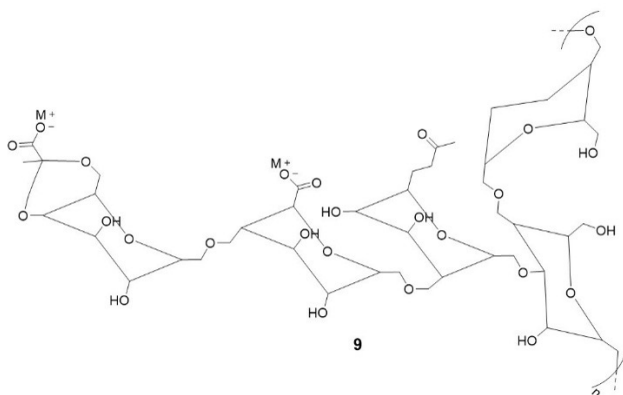
Los biopolímeros son polímeros obtenidos de fuentes naturales, como plantas y animales, y son muy valorados porque provienen de fuentes renovables, son amigables con el medio ambiente y tienen una alta disponibilidad a precios competitivos. Algunos biopolímeros aún se encuentran en etapa de investigación, mientras otros, como la goma de xantano y el escleroglucano, han sido evaluados a gran escala y ofrecen alternativas para entornos de temperatura moderada y alta salinidad, manteniendo la estabilidad hasta a 100 °C.

Las estructuras y características de algunos de los prototipos de biopolímeros más investigados se detallan a continuación.

### Goma de xantano

Este biopolímero se utiliza ampliamente en yacimientos de petróleo debido a su notable estabilidad química (Sorbie, 1991) probablemente relacionada con su estructura rígida. Tiene un mejor desempeño que la HPAM en condiciones de alta salinidad y en presencia de elevadas concentraciones de iones divalentes, además, presenta un comportamiento característico de un fluido no newtoniano (Wei *et al.*, 2014). Sin embargo, su principal desventaja radica en la disminución de la viscosidad a medida que aumenta la temperatura debido a la hidrólisis de los enlaces glicosídicos y de los grupos acetal y piruvato (figura 8.8).

**Figura 8.8.** Estructura química de la goma de xantano (9,  $M$  = metales)



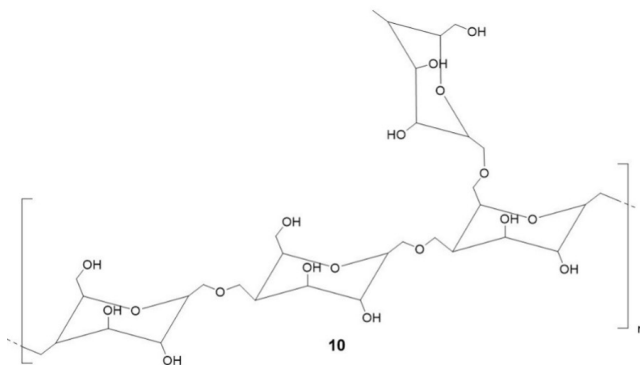
Fuente: elaboración propia.

## Escleroglucano

El escleroglucano es un biopolímero no iónico con potencial para mejorar la recuperación en yacimientos de carbonatos que tienen alta heterogeneidad, la retención de polímeros aniónicos, la baja permeabilidad y el agua de formación con alta dureza. (Ferreira y Moreno, 2020).

El escleroglucano es un polisacárido que mantiene su estabilidad ante aumentos moderados de temperatura en una amplia gama de pH, desde valores muy ácidos hasta moderadamente alcalinos. Además, presenta una buena capacidad para incrementar la viscosidad incluso a bajas concentraciones. Las soluciones de escleroglucano (10) tienen un comportamiento pseudoplástico, mostrando una relación exponencial entre la viscosidad aparente y la concentración del polímero (figura 8.9).

**Figura 8.9.** Estructura química del polisacárido escleroglucano



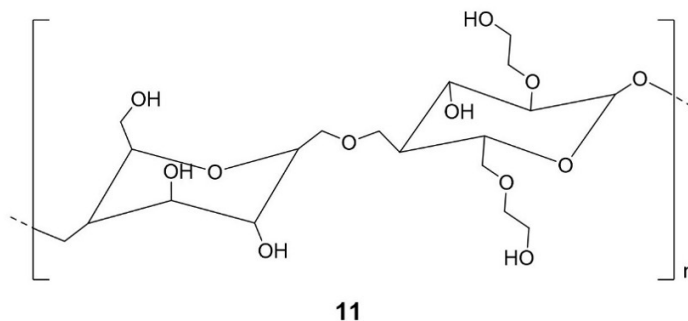
Fuente: elaboración propia.

## Hidroxietilcelulosa (HEC)

La HEC se obtiene por la reacción entre la celulosa insoluble y el óxido de etileno, el HEC es un polímero de alta masa molecular, y sus soluciones suelen ser tolerantes a la temperatura y al cizallamiento mecánico. Además, el HEC es resistente a la salinidad y soluble en salmueras de alta salinidad (Kamal *et al.*, 2015).

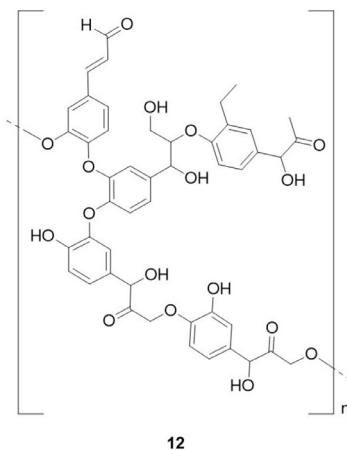
La HEC es un polímero de alta masa molecular que se obtiene al reaccionar celulosa insoluble con óxido de etileno. Son solubles en salmueras de alta salinidad y sus disoluciones son resistentes al incremento de temperatura, al cizallamiento (figura 8.10).

**Figura 8.10.** Estructura química de la hidroxietilcelulosa



Fuente: elaboración propia

**Figura 8.11.** Estructura química de la lignina



Fuente: elaboración propia.

### Lignina

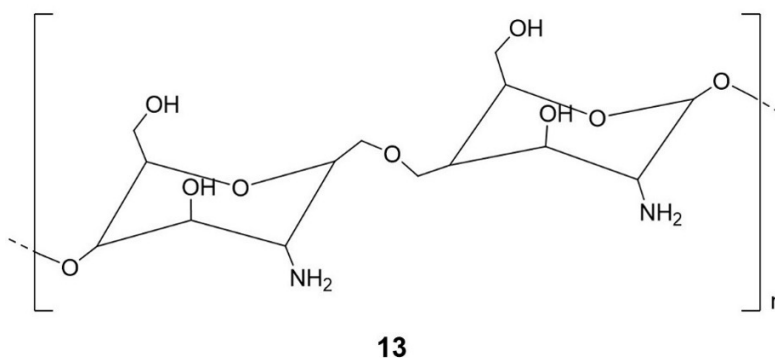
La lignina (12), segundo polímero natural más abundante tras la celulosa, está compuesta por unidades fenólicas y proporciona la firmeza y resistencia a los tallos vegetales.

Las propiedades reológicas de la lignina dependen de su concentración. A medida que aumenta la concentración, se comportan como fluidos pseudoplásticos. Es químicamente estable y abundante, pero su insolubilidad en agua y en disolventes orgánicos limita su uso, lo que puede provocar bloqueos. La estructura química varía según el origen de la biomasa (figura 8.11) (Wrw *et al.*, 2016).

### Quitosano

El quitosano (13) es un biopolímero que pertenece al grupo de los polisacáridos, el cual se obtiene principalmente del caparazón de crustáceos. Se usa como entrecruzante con polímeros derivados de PAM. Sin embargo, debido a que precipita a pH = 6, se limita su uso a gran escala en pozos petroleros (figura 8.12) (Reddy *et al.*, 2003).

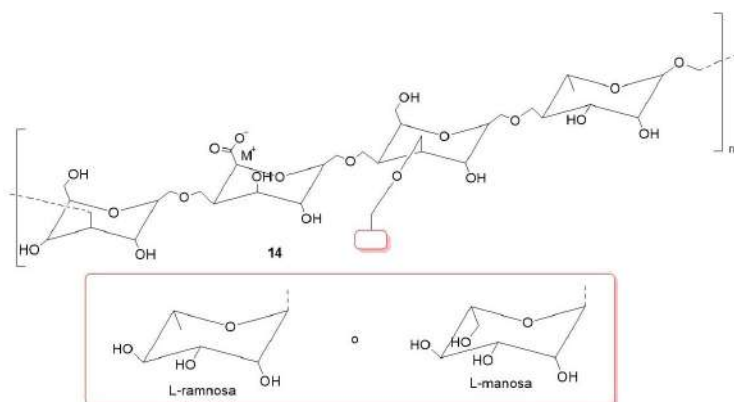
Figura 8.12. Estructura química del quitosano



### Goma Welan

La goma Welan (14) es un exopolisacárido aniónico obtenido mediante la fermentación del azúcar por bacterias del género *Alcaligenes*. Se utiliza ampliamente en la industria del cemento como modificador reológico y en la industria petrolera también se emplea en la preparación de lodos de perforación de pozos para mantener la viscosidad de los fluidos. Se caracteriza porque mantiene altas viscosidades a altas temperaturas en un amplio intervalo de pH. La goma Welan está formada por unidades repetidas de tetrasacáridos con grupos laterales de tipo  $\alpha$ -L-ramnopiranosilo y/o  $\alpha$ -L-manopiranosilo (figura 8.13) (Xu *et al.*, 2014).

Figura 8.13. Estructura química de la goma Welan



Fuente: elaboración propia.

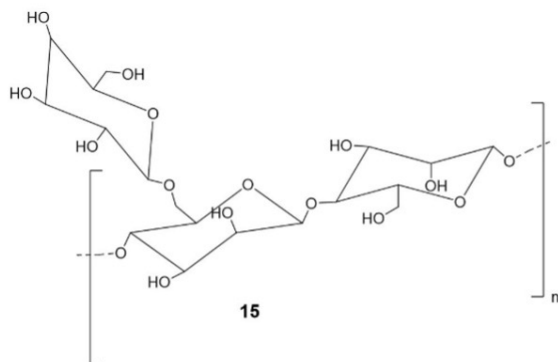
### Goma Guar

La goma guar (15) es un polisacárido natural obtenido de las semillas de *Cyamopsis tetragonoloba*, una leguminosa. Está formada por una cadena de manosa con ramificaciones de galactosa y se utiliza como aditivo alimentario, similar a la goma xantana.

La goma guar es un espesante y estabilizante que absorbe más de 50 veces su peso en agua, formando disoluciones muy viscosas o geles a bajas temperaturas. También actúa como emulsionante, estabilizando mezclas de ingredientes inmiscibles.

En la industria petrolera, éste polímero se utiliza en fracturación hidráulica, en formulaciones de inhibidores de corrosión, como agente emulsificante y en procesos de recuperación mejorada cuando se requieren modificadores de viscosidad (figura 8.14) (Hasan y Abdel-Raouf, 2018).

**Figura 8.14.** Estructura química de la goma guar



Fuente: elaboración propia.

### ***Geles para el control del agua en pozos petroleros***

Los geles de control del agua en pozos petroleros son materiales poliméricos utilizados para disminuir o evitar la producción de agua en los yacimientos de petróleo y gas. Estos compuestos forman barreras impermeables en regiones de alta permeabilidad o en fracturas, lo que restringe el flujo de agua sin afectar significativamente la producción de hidrocarburos. Su fabricación implica la síntesis química de polímeros y la reticulación con agentes específicos para crear redes tridimensionales estables que puedan adaptarse a las condiciones del yacimiento.

Según el método de obtención, los geles poliméricos se clasifican en tres categorías: geles *in situ* a partir de monómeros, geles *in situ* a partir de polímeros y geles de polímeros preformados (figura 8.15). Los factores que determinan su rendimiento incluyen el tamaño de las partículas, la capacidad de hinchamiento, las propiedades reológicas y la eficacia de taponamiento.

**Figura 8.15.** Esquema de algunas clases de geles utilizadas para el control de agua en pozos



Fuente: elaboración propia.

Actualmente, los geles se emplean con mayor frecuencia como sistemas gelantes compuestos por un polímero, un agente entrecruzante y un aditivo. Los aditivos pueden incluir materiales reforzantes como nano-sílica, celulosa, grafito, lodo oleoso o espuma, cuya función es mejorar la estabilidad, la resistencia y la tolerancia del gel a altas temperaturas y salinidad. Además, los aditivos contribuyen a prolongar la vida útil del gel y su desempeño en el taponamiento en condiciones drásticas del yacimiento (Jia *et al.*, 2024).

Las nanopartículas, como la sílica, las arcillas o los nanotubos, se usan para mejorar sus propiedades mecánicas, térmicas y de hinchamiento. Estos nanocompuestos permiten un mejor control del perfil de inyección y una mayor durabilidad en las condiciones drásticas del reservorio (Chen *et al.*, 2018; Cui *et al.*, 2023; Rajabi *et al.*, 2023).

También se han desarrollado sistemas de gel mejorados con espuma, obtenidos mediante la combinación de polímeros, reticulantes, agentes espumantes y gas (por ejemplo, nitrógeno), que forman una red estable de gel-espuma.

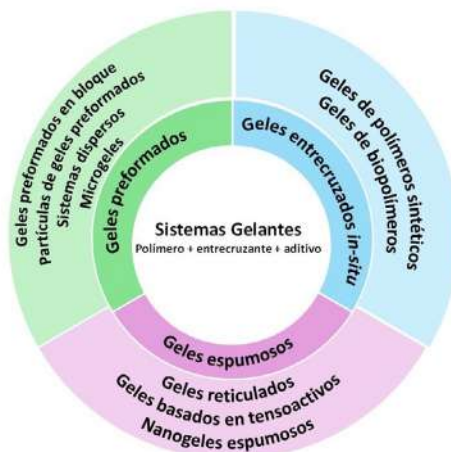
Asimismo, se han desarrollado sistemas avanzados de gel mejorados con espuma, que se obtienen mediante la combinación de polímeros, reticulantes, agentes espumantes y gases (como el nitrógeno), lo cual permite formar una red estable compuesta por gel-espuma.

En la figura 8.16 se presenta una clasificación de los sistemas gelantes.

Después de la inyección del sistema gelante, la disolución gelificante se desplaza hacia las zonas de mayor permeabilidad o aquellas con producción excesiva de agua. Posteriormente, el proceso de gelificación da lugar a una red tridimensional que sella estas áreas y disminuye el flujo de agua.

Estos sistemas resultan idóneos para la modificación de perfiles, el cierre de zonas con encauzamiento de agua y el control de conformación en yacimientos tanto de areniscas como fracturados.

**Figura 8.16.** Clasificación de los sistemas gelantes para el control del exceso de agua en pozos



Fuente: elaboración propia.

### Geles entrecruzados con sales metálicas

Dentro de este grupo, uno de los sistemas más utilizados es el obtenido a partir de sales de  $\text{Cr(VI)}$  y HPAM. El ión  $\text{Cr(VI)}$  no participa en la reacción de reticulación, pero puede transformarse en  $\text{Cr(III)}$  mediante un agente redox, lo que permite que dicha reacción ocurra. Estos sistemas presentan tiempos de gelificación relativamente cortos, especialmente en yacimientos con temperaturas superiores a  $120\text{ }^{\circ}\text{C}$ , y son sensibles al  $\text{H}_2\text{S}$ .

Los geles de HPAM/acetato de Cr (III) son estables en un amplio intervalo de pH (pH entre 2 y 12,5) y son resistentes a las interferencias químicas, como los iones que se encuentran en el fluido de formación. Tienen cierta resistencia al  $H_2S$  y el  $CO_2$ , por lo que se utilizan con frecuencia en el control de agua; sin embargo, en los últimos años, estos sistemas se utilizan cada vez menos debido a la elevada toxicidad y carcinogénesis que generan las especies que contiene Cromo (Cr(III) y Cr (VI)) (Vargas-Vasquez y Romero-Zerón, 2008).

Una alternativa a los geles basados en cromo son los geles formulados con aluminio debido a su menor toxicidad. El acetato de aluminio (AlAc) se presenta como un reticulante potencialmente superior, ya que muestra alta estabilidad química en un rango de pH de 3.5 a 8.5 y una compatibilidad aceptable en condiciones salinas. El sistema PAM/AlAc exhibe un tiempo de gelificación de aproximadamente 50 minutos a 75 °C, lo que lo hace adecuado para aplicaciones de taponamiento de agua cerca del pozo. Además, este sistema mantiene un desempeño óptimo incluso a salinidades superiores a 50 000 ppm (Shamlooh, Hussein, *et al.*, 2020).

También se han empleado geles entrecruzados de acetato de zirconia, con propiedades semejantes a las del cromo (Zhao *et al.*, 2013).

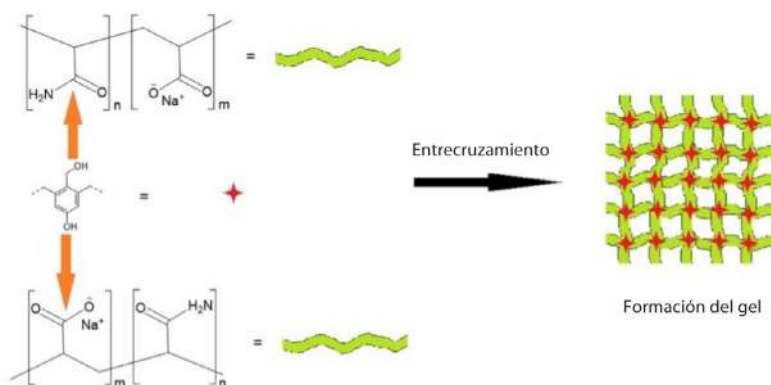
En general, los polímeros entrecruzados con metales presentan baja penetración, baja estabilidad térmica, alto costo y tienden a precipitarse en condiciones severas de acidez, temperatura y salinidad de los yacimientos (Al-Assi *et al.*, 2009; Zhang *et al.*, 2015).

## Geles a partir de entrecruzantes orgánicos

Ante las limitaciones de los geles con entrecruzamientos metálicos, las nuevas investigaciones se han centrado en la obtención de geles poliméricos *in situ* mediante entrecruzantes orgánicos. Estos pueden ofrecer un mejor desempeño en condiciones extremas de temperatura y salinidad en los pozos (Amir *et al.*, 2019). Los agentes entrecruzantes orgánicos contienen grupos funcionales que reaccionan con los grupos funcionales de los polímeros y crean una red capaz de retener grandes cantidades de agua (figura 8.17).

Los geles poliméricos que se formulan con reticulantes orgánicos, como la polietilenimina y el fenol/formaldehído, se utilizan con frecuencia en yacimientos de alta temperatura debido a que forman enlaces térmicamente estables. Éste gel es capaz de mantener su estructura física durante el periodo que se requiere bloquear el agua (El-Karsani *et al.*, 2013). A continuación, se describen algunos de los geles más representativos de este grupo.

**Figura 8.17.** Formación de geles entre un polímero (HPAM) y un entrecruzante orgánico (fenol/formaldehído)



Fuente: elaboración propia.

## Geles entrecruzados con fenol/formaldehído

Los geles basados en poliacrilamida y reticulados con resorcinol-formaldehído son de los más estudiados (Jia *et al.*, 2011). Los geles de HPAM-fenol-formaldehído presentan una gelificación lenta, que puede prolongarse hasta 10 días a 105 °C, y se caracterizan por tener baja viscosidad y propagarse adecuadamente a través del pozo. Son bastante sensibles a la salinidad (Zhuang *et al.*, 2000), pero resistentes a temperaturas superiores a los 100 °C (Bryant *et al.*, 1997). Otra desventaja importante es la toxicidad del fenol y el carácter cancerígeno del formaldehído (Moradi-Araghi, 1994).

Recientemente, Hu *et al.* realizaron un estudio sobre el efecto de la temperatura, la salinidad/clase de ión y la concentración de polímero a largo plazo en geles fenólicos. El estudio proporcionó una comprensión detallada del mecanismo responsable de la sinéresis de los geles bajo condiciones de alta temperatura y salinidad, además de ofrecer un enfoque más eficiente y rentable para el desarrollo de geles poliméricos estables en yacimientos con salinidades desde media hasta ultra alta (Hu *et al.*, 2023).

### Geles a partir de hexametiléntetraamina (HTMA)

Una alternativa al entrecruzamiento con fenol/formaldehído es el uso de HTMA, que tiene muy baja toxicidad (se obtiene a partir del amoníaco y el formaldehído) y que, con pH ácidos, se descompone *in situ* en sus precursores para facilitar la formación del gel. Este proceso es considerado amigable con el medio ambiente. Zhu *et al.* (2017) analizaron cómo distintos compuestos fenólicos (fenol, catecol, resorcinol e hidroquinona) afectan el rendimiento de terpolímeros reticulados a 150 °C. Los sistemas gelificantes basados en fenol no lograron formar geles macroscópicos a esta temperatura debido a que los enlaces reticulados entre el fenol y la HMTA disponían de una cantidad limitada de grupos hidroxilo para las reacciones de reticulación. Por su parte, los gelantes a base de catecol e hidroquinona formaron geles relativamente fuertes, ya que la cantidad de grupos reticulados entre estos dos compuestos fenólicos y el HMTA tiene mayor disponibilidad. Esto contribuyó a la disminución de los tamaños reticulares de las estructuras de la red tridimensional del gel y a la aparición de estructuras dendríticas, con lo que se logró un aumento significativo de la viscosidad, el módulo de almacenamiento y la estabilidad térmica. Sin embargo, no fueron estables durante mucho tiempo; la sinéresis comenzó tan solo entre 3-12 días después de mantener los sistemas a 150 °C. Cuando se sustituyó el fenol por resorcinol, se obtuvieron geles a con una excelente resistencia y estabilidad térmica en el mismo lapso. Cuando se sustituyó el fenol por resorcinol se formaron geles estables a largo plazo y a 150 °C. Esto se atribuyó a que el número de grupos reticulados entre el resorcinol y el HMTA alcanzó el máximo respecto al resto de los compuestos fenólicos (Zhu, Hou, *et al.*, 2017).

Por su parte, Sun *et al.* (2017) estudiaron el comportamiento de la gelificación usando resorcinol-HTMA para el control de agua a baja temperatura y alta salinidad. Este estudio demostró que la formación del gel con fenol presentó buenas propiedades gelificantes a baja temperatura y alta salinidad en el sistema HPAM-HTMA-resorcinol, con ácido oxálico como acondicionador. Se observó que el tiempo de gelificación puede controlarse entre 13 y 40 h y que la fuerza del gel puede obtenerse entre 0,037 y 0,064 MPa a 50 °C. El proceso de gelificación se divide en tres periodos: periodo de inducción, periodo de reticulación rápida y periodo estable. El periodo de inducción determina la movilidad del sistema. Tras el periodo de inducción, la viscosidad aumenta y la movilidad del sistema disminuye drásticamente. Se observó también que, a pH bajos y a temperaturas altas, el periodo de inducción se acorta y el proceso de reticulación es más eficiente, lo que da como resultado una mayor estabilidad del gel y un mejor rendimiento de la resistencia del gel (Sun *et al.*, 2017).

Sengupta, Sharma y Udayabhanu estudiaron el control de agua a diferentes pH, salinidades y temperaturas en el sistema de gelificación compuesto de pam e hidroquinona (HQ) y HMTA como reticulantes orgánicos de baja toxicidad. El gel tuvo una gran resistencia mecánica y se obtuvo entre 85-120 °C. Este estudio concluyó que el gel de baja toxicidad podría emplearse en pozos de alta temperatura y salinidad (Sengupta *et al.*, 2012).

### Geles a base de polietilenimina (PEI)

La PEI es un reticulante orgánico muy popular en la obtención de geles para diversas aplicaciones. La PEI es un polímero ramificado que se conforma por unidades de etiléndiamina con grupos terminales de aminas primarias, unidades lineales de aminas secundarias y unidades ramificadas de aminas terciarias. Se considera un polímero catiónico porque a ciertos pHs se pueden formar grupos amonios en la estructura (Zhu, Bai, *et al.*, 2017).

La cinética de gelación de PAM/PEI se estudia mediante calorimetría diferencial de barrido (DSC). El DSC mostró que la reticulación de PAM/PEI está asociada a procesos endotérmicos y exotérmicos. La endotermia se debió a la hidrólisis de PAM, mientras que la exotermia es el resultado de la

reacción de gelificación. La velocidad de gelificación de PAM/PEI en agua destilada a 120 °C fue casi 15 veces más rápida que la velocidad a 100 °C. Esto se explicó debido al probable aumento de la densidad de reticulación a temperaturas más elevadas (Al-Muntasheri *et al.*, 2008).

El mecanismo de control de agua con geles consiste en su desplazamiento hacia las zonas de alta permeabilidad del yacimiento, donde se mezcla con el agua y forma una barrera viscosa que bloquea temporalmente el agua. Esta barrera impide que el agua fluya hacia los pozos productores, lo que permite que el petróleo fluya en mayor proporción. El tiempo de gelificación debe ser lo suficientemente largo como para que el sistema gelante pueda bombearse desde las instalaciones de la superficie hasta el interior del pozo (Zhang *et al.*, 2013).

Existen geles comerciales con diferentes tamaños de partícula: milimétricos, micrométricos y nanométricos que son eficaces para el control del agua en pozos en condiciones suaves de salinidad y temperatura. Sin embargo, el rendimiento de estos es limitado en condiciones más agresivas, ya que se descomponen y pierden sus propiedades de bloqueo al frente de agua (Seidy Esfahlan *et al.*, 2021).

## Clases de geles poliméricos

En los últimos años, debido a la necesidad a la necesidad de desarrollar sistemas gelificantes para condiciones de yacimiento severas, se han diseñado y sintetizado geles tolerantes a altas temperaturas y salinidades.

- *Microgeles*: son partículas de polímeros entrecruzados que se hinchan con agua y, al inyectarse en el reservorio, bloquean canales de alta permeabilidad, limitando el flujo de agua y permitiendo la producción de petróleo (Koochakzadeh *et al.*, 2023; Yuan *et al.*, 2021).
- *Hidrogeles*: consisten en redes tridimensionales de polímeros con una alta capacidad de absorción de agua, lo que les permite formar estructuras gelatinosas. Estos materiales se emplean para obturar zonas de elevada permeabilidad, lo que permite controlar la movilidad del agua en el yacimiento y optimizar la eficiencia de barrido (Krishnan *et al.*, 2024; Zhang *et al.*, 2020).

- *Geles de polímeros de asociación hidrofóbica*: estos geles se forman a partir de polímeros que contienen segmentos hidrofóbicos (que repelen el agua) y segmentos hidrofílicos (que atraen el agua). La asociación de las secciones poliméricas hidrofóbicas incrementa la viscosidad, mejora la resistencia mecánica y la estabilidad térmica del gel, proporcionando un mejor desempeño en ambientes de alta temperatura y salinidad (Afolabi *et al.*, 2019a, 2019b; Sun *et al.*, 2022).
- *Micropartículas térmicamente activas*: consisten en partículas poliméricas, son estables durante la inyección y se activan (expanden o gelifican) al alcanzar una temperatura específica dentro del yacimiento. Al activarse, estas partículas aumentan su volumen, dando como resultado el bloqueo de canales de alta permeabilidad del agua (Al Bahri *et al.*, 2020; Iuliano *et al.*, 2020; Mustoni *et al.*, 2010).
- *Geles de partículas preformadas*: estas partículas son geles antes de inyectarse (preformadas) y se hinchan en presencia de agua, por lo que pueden taponar zonas de alta permeabilidad. Su principal ventaja es que se pueden controlar el tamaño y la velocidad de hinchamiento, de modo que se pueden colocar con precisión y eficacia en el yacimiento (Salunkhe *et al.*, 2021; Sun *et al.*, 2020).
- *Geles de espuma para alta porosidad*: en este caso, los geles poliméricos se combinan con agentes espumantes para formar espuma en secciones de alta porosidad. Esta espuma reduce la permeabilidad al agua, mejora la eficiencia del barrido y puede adaptarse a heterogeneidades del yacimiento (Gu *et al.*, 2023).

## Conclusiones

La producción de los pozos petroleros, que se acompaña de volúmenes excesivos de agua, ocasiona graves problemas que pueden llevar al cierre anticipado de la operación de los pozos. Por este motivo, ésta problemática es objeto de estudios profundos para el desarrollo de productos de alto desempeño y estabilidad bajo las condiciones de extracción en los pozos. Los polímeros y geles para el control de agua son efectivos para taponar selectivamente los caminos preferenciales y mitigar la producción de agua.

La búsqueda continua de nuevos productos o formulaciones que tengan alto desempeño en condiciones severas de salinidad y temperatura es un reto en cuanto a su desempeño y a los tiempos de degradación, así como en la necesidad de que sean amigables con el medio ambiente.

## Referencias

- Abdelaziem, O. E., Gawish, A., y Farrag, S. F. (2023). Application of Computer Vision in Machine Learning-Based Diagnosis of Water Production Mechanisms in Oil Wells. *SPE Journal*, 28(05), 2365-2384. <https://doi.org/10.2118/211804-PA>
- Afolabi, R. O., Oluyemi, G. F., Officer, S., y Ugwu, J. O. (2019a). Hydrophobically associating polymers for enhanced oil recovery – Part A: A review on the effects of some key reservoir conditions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 180, 681-698. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.06.016>
- Afolabi, R. O., Oluyemi, G. F., Officer, S., y Ugwu, J. O. (2019b). Hydrophobically associating polymers for enhanced oil recovery – Part B: A review of modelling approach to flow in porous media. *Journal of Molecular Liquids*, 293, 111495. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2019.111495>
- Al Bahri, M. S., Vazquez, O., Beteta, A., Al Kalbani, M. M., y Mackay, E. J. (2020, junio 24). *Modelling the Impact of Low Salinity Waterflooding, Polymer Flooding and Thermally Activated Polymer on Produced Water Composition*. SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition. <https://doi.org/10.2118/200667-MS>
- Al-Assi, A. A., Willhite, G. P., Green, D. W., y McCool, C. S. (2009). Formation and Propagation of Gel Aggregates Using Partially Hydrolyzed Polyacrylamide and Aluminum Citrate. *SPE Journal*, 14(03), 450-461. <https://doi.org/10.2118/100049-PA>
- Ali, A., Elaf, R., Saad, M., Hussein, I., y Bai, B. (2023). Impact of composition and salinity on swelling and gel strength of poly (acrylamide-co-acrylic acid) preformed particle gel. *Emergent Materials*. <https://doi.org/10.1007/s42247-023-00510-2>
- Al-Muntasheri, G. A., Nasr-El-Din, H. A., y Zitha, P. L. J. (2008). Gelation Kinetics and Performance Evaluation of an Organically Crosslinked Gel at High Temperature and Pressure. *SPE Journal*, 13(03), 337-345. <https://doi.org/10.2118/104071-PA>
- Amir, Z., Said, I. M., y Jan, B. M. (2019). In situ organically cross-linked polymer gel for high-temperature reservoir conformance control: A review. *Polymers for Advanced Technologies*, 30(1), 13-39. <https://doi.org/10.1002/pat.4455>
- Barreau, P., Bertin, H., Lasseux, D., Glénat, P., y Zaitoun, A. (1997). Water Control in Producing Wells: Influence of an Adsorbed-Polymer Layer on Relative Permeabilities and Capillary Pressure. *SPE Reservoir Engineering*, 12(04), 234-239. <https://doi.org/10.2118/35447-PA>
- Bryant, S. L., Bartosek, M., y Lockhart, T. P. (1997). Laboratory evaluation of phenol—Formaldehyde/polymer gelants for high-temperature applications. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 17(3), 197-209. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(96\)00079-4](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(96)00079-4)

- Chen, L., Wang, J., Yu, L., Zhang, Q., Fu, M., Zhao, Z., y Zuo, J. (2018). Experimental Investigation on the Nanosilica-Reinforcing Polyacrylamide/Polyethylenimine Hydrogel for Water Shutoff Treatment. *Energy & Fuels*, 32(6), 6650-6656. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b00840>
- Cui, X., Wang, C., Huang, W., Zhang, S., Chen, H., Wu, B., Qin, D., y Zheng, X. (2023). Multiple Hydrogen Bonding-Assisted High-Strength Hydrogel of Silica/Polyacrylamide Nanocomposite Cross-Linked with Polyethylenimine. *ACS Omega*, 8(42), 39401-39407. <https://doi.org/10.1021/acsomega.3c05025>
- Dai, C., You, Q., Zhao, M., Zhao, G., y Zhao, F. (2023). Water Shutoff in Oil Wells. En C. Dai, Q. You, M. Zhao, G. Zhao, & F. Zhao (Eds.), *Principles of Enhanced Oil Recovery* (pp. 79-100). Springer Nature. [https://doi.org/10.1007/978-981-99-0193-7\\_4](https://doi.org/10.1007/978-981-99-0193-7_4)
- Davoodi, S., Al-Shargabi, M., Wood, D. A., Rukavishnikov, V. S., y Minaev, K. M. (2024). Synthetic polymers: A review of applications in drilling fluids. *Petroleum Science*, 21(1), 475-518. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.08.015>
- El-Karsani, K. S., Al-Muntasheri, G. A., y Hussein, I. A. (2013). Polymer Systems for Water Shutoff and Profile Modification: A Review Over the Last Decade. *SPE Journal*, 19(01), 135-149. <https://doi.org/10.2118/163100-PA>
- Ferreira, V., y Moreno, R. (2020). Experimental evaluation of low concentration scleroglucan biopolymer solution for enhanced oil recovery in carbonate. *Oil & Gas Science and Technology - Revue de l'IFP*, 75, 61. <https://doi.org/10.2516/ogst/2020056>
- Gu, X., Cai, G., Fan, X., He, Y., Huang, F., Gao, Z., y Kang, S. (2023). Evaluation of Foam Gel Compound Profile Control and Flooding Technology in Low-Permeability Reservoirs. *Processes*, 11(8), Article 8. <https://doi.org/10.3390/pr11082424>
- Guzmán-Lucero, D., Martínez-Palou, R., Palomeque-Santiago, J. F., Vega-Paz, A., Guzmán-Pantoja, J., López-Falcón, D. A., Guevara-Rodríguez, F. de J., García-Muñoz, N. A., Castillo-Acosta, S., y Likhanova, N. V. (2022). Water Control with Gels Based on Synthetic Polymers under Extreme Conditions in Oil Wells. *Chemical Engineering & Technology*, 45(6), 998-1016. <https://doi.org/10.1002/ceat.202100648>
- Hasan, A. M. A., y Abdel-Raouf, M. E. (2018). Applications of guar gum and its derivatives in petroleum industry: A review. *Egyptian Journal of Petroleum*, 27(4), 1043-1050. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2018.03.005>
- Hu, S., Ding, M., Hu, Y., Wang, Y., y Dong, J. (2023). Optimization of the Methods to Develop Stable Polymer Gels for Water Management in Medium- and Ultra-High-Salinity Reservoirs. *Gels*, 9(7), Article 7. <https://doi.org/10.3390/gels9070540>
- Iuliano, A., Gómez, J. E., Martínez, C. R., Alonso, L. C., Kazempour, M., Kiani, M., Alzate, D., Singh, P., y Jerauld, G. (2020, agosto 30). *Thermally Activated Particles Injection for Deep Conformance Control to Improve Oil Recovery in an Argentina Mature Waterflooded Reservoir: Cerro Dragon Field. Design, Field Implementation and Results*. SPE Improved Oil Recovery Conference. <https://doi.org/10.2118/200464-MS>
- Jia, H., Li, P., y Zhang, Y. (2024). Polymer Gel for Water Shutoff in Complex Oil and Gas Reservoirs: Mechanisms, Simulation, and Decision-Making. *SPE Journal*, 29(01), 243-259. <https://doi.org/10.2118/217457-PA>
- Jia, H., Pu, W.-F., Zhao, J.-Z., y Liao, R. (2011). Experimental Investigation of the Novel

- Phenol–Formaldehyde Cross-Linking HPAM Gel System: Based on the Secondary Cross-Linking Method of Organic Cross-Linkers and Its Gelation Performance Study after Flowing through Porous Media. *Energy & Fuels*, 25(2), 727-736. <https://doi.org/10.1021/ef101334y>
- Julio, V., Faruk, C., Shaw, T., Dalrymple, E., Eoff, L., Reddy, B., y David, B. (2003). *Laboratory Evaluation of High-Temperature Conformance olymer Systems*. <https://doi.org/10.2118/80904-MS>
- Kamal, M. S., Sultan, A. S., Al-Mubaiyedh, U. A., y Hussein, I. A. (2015). Review on Polymer Flooding: Rheology, Adsorption, Stability, and Field Applications of Various Polymer Systems. *Polymer Reviews*, 55(3), 491-530. <https://doi.org/10.1080/15583724.2014.982821>
- Koochakzadeh, A., Teimouri, A., Tohidi, E., Ashrafizadeh, M., Enzmann, F., Kersten, M., y Sadeghnejad, S. (2023). Review on using pH-sensitive microgels as enhanced oil recovery and water shutoff agents: Concepts, recent developments, and future challenges. *Geoenergy Science and Engineering*, 223, 211477. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211477>
- Krishnan, M. R., Almohsin, A., y Alsharaeh, E. H. (2024). Mechanically robust and thermally enhanced sand-polyacrylamide-2D nanofiller composite hydrogels for water shutoff applications. *Journal of Applied Polymer Science*, 141(7), e54953. <https://doi.org/10.1002/app.54953>
- Lu, S., Bo, Q., Zhao, G., Shaikh, A., y Dai, C. (2023). Recent advances in enhanced polymer gels for profile control and water shutoff: A review. *Frontiers in Chemistry*, 11. <https://doi.org/10.3389/fchem.2023.1067094>
- Mazumder, M. A. J. (2020). A Review of Green Scale Inhibitors: Process, Types, Mechanism and Properties. *Coatings*, 10(10), Article 10. <https://doi.org/10.3390/coatings10100928>
- Meek, J. W., y Harris, K. (1993). Repairing Casing Leaks Using Small-Particle-Size Cement. *SPE Production & Facilities*, 8(01), 45-50. <https://doi.org/10.2118/21972-PA>
- Moghaddam, S., y Moghbeli, M. R. (2023). A Review of Recent Studies on Water Shut-off Methods in Oil Wells. *Iranian Chemical Engineering Journal*, 22(127), 18-38. <https://doi.org/10.22034/ijche.2022.326459.1174>
- Moradi-Araghi, A. (1994, abril 17). *Application of Low-Toxicity Crosslinking Systems in Production of Thermally Stable Gels*. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. <https://doi.org/10.2118/27826-MS>
- Mustoni, J. L., Norman, C. A., y Denyer, P. (2010, abril 24). *Deep Conformance Control by a Novel Thermally Activated Particle System to Improve Sweep Efficiency in Mature Waterfloods of the San Jorge Basin*. SPE Improved Oil Recovery Symposium. <https://doi.org/10.2118/129732-MS>
- Ogunkunle, T. F., Oni, B. A., Afolabi, R. O., Fadairo, A. S., Ojo, T., y Adesina, O. (2022). Comparative analysis of the performance of hydrophobically associating polymer, xanthan and guar gum as mobility control agent, in enhanced oil recovery application. *Journal of King Saud University - Engineering Sciences*, 34(7). <https://doi.org/10.1016/j.jksues.2022.01.003>
- Ou, W., Luo, X., y Feng, Y. (s. f.). Hydrophobically modified melamine-formaldehyde sponge

- used for conformance control and water shutoff during oil production. *ResearchGate*. <https://doi.org/10.1002/app.51416>
- Rajabi, M. S., Moradi, R., y Andrade, L. O. (2023). Chemically crosslinked polyvinyl alcohol for water shut-off and conformance control treatments during oil production: The effect of silica nanoparticles. *Journal of Applied Polymer Science*, 140(4), e53382. <https://doi.org/10.1002/app.53382>
- Reddy, B. R., Eoff, L., Dalrymple, E. D., Black, K., Brown, D., y Rietjens, M. (2003). A Natural Polymer-Based Cross-Linker System for Conformance Gel Systems. *SPE Journal*, 8(02), 99-106. <https://doi.org/10.2118/84937-PA>
- Salunkhe, B., Schuman, T., Al Brahim, A., y Bai, B. (2021). Ultra-high temperature resistant preformed particle gels for enhanced oil recovery. *Chemical Engineering Journal*, 426, 130712. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2021.130712>
- Seifi, F., Haghighat, F., Nikraves, H., Kazemzadeh, Y., Azin, R., y Osfouri, S. (2024). Using new chemical methods to control water production in oil reservoirs: Comparison of mechanical and chemical methods. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 14(10), 2617-2655. <https://doi.org/10.1007/s13202-024-01844-1>
- Sengupta, B., Sharma, V. P., y Udayabhanu, G. (2012). Gelation studies of an organically cross-linked polyacrylamide water shut-off gel system at different temperatures and pH. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 81, 145-150. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.12.016>
- Seright, R. S., Lane, R. H., y Sydansk, R. D. (2003). A Strategy for Attacking Excess Water Production. *SPE Production & Facilities*, 18(03), 158-169. <https://doi.org/10.2118/84966-PA>
- Seright, R. S., y Wang, D. (2023). Polymer flooding: Current status and future directions. *Petroleum Science*, 20(2), 910-921. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2023.02.002>
- Shamlooh, M., Hamza, A., A. Hussein, I., S. Nasser, M., y Salehi, S. (2020, febrero 12). Reinforcement of Polyacrylamide-Co-Tert-Butyl Acrylate Base Gel Using Nanosilica for Conformance Control at Low and High Reservoir Temperatures. SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control. <https://doi.org/10.2118/199324-MS>
- Shamlooh, M., Hussein, I., Nasser, M., Magzoub, M., y Salehi, S. (2020). Development of pH-Controlled Aluminum-Based Polymeric Gel for Conformance Control in Sour Gas Reservoirs. *ACS Omega*, 5, 24504-24512. <https://doi.org/10.1021/acsomega.0c02967>
- Sorbie, K. S. (1991). *Polymer-Improved Oil Recovery*. CRC Press, Inc.
- Sun, J., Zhang, X., Lv, K., Liu, J., Xiu, Z., Wang, Z., Huang, X., Bai, Y., Wang, J., y Jin, J. (2022). Synthesis of hydrophobic associative polymers to improve the rheological and filtration performance of drilling fluids under high temperature and high salinity conditions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 209, 109808. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109808>
- Sun, L., Li, D., Pu, W., Li, L., Bai, B., Han, Q., Zhang, Y., y Tang, X. (2020). Combining Preformed Particle Gel and Curable Resin-Coated Particles To Control Water Production from High-Temperature and High-Salinity Fractured Producers. *SPE Journal*, 25(02), 938-950. <https://doi.org/10.2118/198887-PA>
- Sun, Y., Fang, Y., Chen, A., You, Q., Dai, C., Cheng, R., y Liu, Y. (2017). Gelation Behavior Study of a Resorcinol-Hexamethyleneteramine Crosslinked Polymer Gel for Water

- Shut-Off Treatment in Low Temperature and High Salinity Reservoirs. *Energies*, 10(7), Article 7. <https://doi.org/10.3390/en10070913>
- Vargas-Vásquez, S. M., y Romero-Zerón, L. B. (2008). A Review of the Partly Hydrolyzed Polyacrylamide Cr(III) Acetate Polymer Gels. *Petroleum Science and Technology*, 26(4), 481-498. <https://doi.org/10.1080/10916460701204594>
- Vasquez, J., Dalrymple, E. D., Eoff, L., Reddy, B. R., y Civan, F. (2005, febrero 2). *Development and Evaluation of High-Temperature Conformance Polymer Systems*. SPE International Symposium on Oilfield Chemistry. <https://doi.org/10.2118/93156-MS>
- Wei, B., Romero-Zerón, L., y Rodrigue, D. (2014). Mechanical Properties and Flow Behavior of Polymers for Enhanced Oil Recovery. *Journal of Macromolecular Science, Part B*, 53(4), 625-644. <https://doi.org/10.1080/00222348.2013.857546>
- Wrw, S., Ah, A., Mz, J., y Ak, I. (2016). Lignin Black Liquor in Chemical Enhanced Oil Recovery: A Review for Sacrificial Agent. *Journal of Petroleum & Environmental Biotechnology*, 7(5). <https://doi.org/10.4172/2157-7463.1000298>
- Xu, L., Xu, G., Yu, L., Gong, H., Dong, M., y Li, Y. (2014). The displacement efficiency and rheology of welan gum for enhanced heavy oil recovery: THE DISPLACEMENT EFFICIENCY AND RHEOLOGY OF WELAN GUM. *Polymers for Advanced Technologies*, 25(10), 1122-1129. <https://doi.org/10.1002/pat.3364>
- Yuan, C., Pu, W., Varfolomeev, M. A., Wei, J., Zhao, S., y Cao, L.-N. (2021). Deformable Microgel for Enhanced Oil Recovery in High-Temperature and Ultrahigh-Salinity Reservoirs: How to Design the Particle Size of Microgel to Achieve Its Optimal Match with Pore Throat of Porous Media. *SPE Journal*, 26(04), 2053-2067. <https://doi.org/10.2118/197804-PA>
- Zeynalli, M., Mushtaq, M., Al-Shalabi, E. W., Alfazazi, U., Hassan, A. M., y AlAmeri, W. (2023). A comprehensive review of viscoelastic polymer flooding in sandstone and carbonate rocks. *Scientific Reports*, 13(1), 17679. <https://doi.org/10.1038/s41598-023-44896-9>
- Zhang, L., Abbaspourrad, A., Parsa, S., Tang, J., Cassiola, F., Zhang, M., Tian, S., Dai, C., Xiao, L., y Weitz, D. A. (2020). Core-Shell Nanohydrogels with Programmable Swelling for Conformance Control in Porous Media. *ACS Applied Materials & Interfaces*, 12(30), 34217-34225. <https://doi.org/10.1021/acsami.0c09958>
- Zhang, X., Zhang, S., Li, L., Wu, R., Liu, D., Wu, J., y Wu, W. (2015). High-temperature-resistant polymer gel system with metal-organic mixed cross-linking agents. *Journal of Applied Polymer Science*, 132(29). <https://doi.org/10.1002/app.42261>
- Zhao, G., Dai, C., You, Q., Zhao, M., y Zhao, J. (2013). Study on formation of gels formed by polymer and zirconium acetate. *Journal of Sol-Gel Science and Technology*, 65(3), 392-398. <https://doi.org/10.1007/s10971-012-2951-z>
- Zhao, X., Liu, M., Ma, C., Wang, C., Yang, J., Yang, C., y Sun, Z. (2022). Performance Evaluation of an Octadecyltrimethyl Ammonium Chloride-Dimethyl Silicone Oil as a Waterproof Locking Agent in Low-Permeability Reservoirs. *ACS Omega*, 7(36), 31954-31960. <https://doi.org/10.1021/acsomega.2c02878>
- Zhu, D., Bai, B., y Hou, J. (2017). Polymer Gel Systems for Water Management in High-Temperature Petroleum Reservoirs: A Chemical Review. *Energy & Fuels*, 31(12), 13063-13087. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b02897>

- Zhu, D., Hou, J., Meng, X., Zheng, Z., Wei, Q., Chen, Y., y Bai, B. (2017). Effect of Different Phenolic Compounds on Performance of Organically Cross-Linked Terpolymer Gel Systems at Extremely High Temperatures. *Energy & Fuels*, 31(8), 8120-8130. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b01386>
- Zhuang, Y., Pandey, S. N., McCool, C. S., y Willhite, G. P. (2000). Permeability Modification With Sulfomethylated Resorcinol-Formaldehyde Gel System. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 3(05), 386-393. <https://doi.org/10.2118/66045-PA>



## 9. Aditivos para gasolinas

DOI: [cc.443.09](https://doi.org/10.443/09)

RICARDO CERÓN CAMACHO\*

### Resumen

La gasolina es uno de los productos derivados del petróleo que tienen más impacto en nuestra vida cotidiana y es mucho más que un simple hidrocarburo. Detrás de su composición, se esconde una mezcla compleja de hidrocarburos cuya química es realmente fascinante; ya que, existen muchos tipos de compuestos químicos llamados aditivos. En México, la composición y calidad de este combustible están reguladas por la NOM-016-CRE-2016, la normativa que dicta los estándares de calidad para proteger tanto a los motores como al medio ambiente. Además, esta norma recomienda el uso de ciertos compuestos llamados aditivos, los cuales son compuestos químicos diseñados para mejorar la calidad del combustible, optimizar el rendimiento del motor y prolongar la vida útil de los componentes internos del vehículo.

**Palabras clave:** *combustible, gasolina, producto químico, aditivo, isooctano.*

### Introducción

La gasolina es uno de los combustibles más importantes para la sociedad actual. Desde el transporte personal, taxis, motos, autos, autos híbridos, hasta la agricultura y la industria. Su demanda es extremadamente grande, ya que impulsa una parte significativa de la economía global. Sin embargo, detrás de su aparente simplicidad como líquido inflamable, se esconde una

---

\* Doctor en Ciencias, profesor-Investigador en el Instituto Mexicano del Petróleo, México.  
ORCID: 0000-0003-2757-4963; Scopus: 12760894900; correo electrónico: rceron@imp.mx

química sorprendentemente compleja y fascinante. De forma general, se puede definir a la gasolina como una mezcla de hidrocarburos que, a través de su combustión controlada, libera la energía necesaria para poner en marcha un motor de combustión interna, el cual mueve nuestros vehículos y máquinas (Martínez Palou y Cerón Camacho, 2023; Velasco y García, 2025).

Desde el punto de vista químico, la gasolina es una mezcla compleja de diferentes tipos de hidrocarburos, básicamente compuestos orgánicos que contienen exclusivamente átomos de carbono e hidrógeno. La gasolina proviene principalmente de la destilación primaria (atmosférica), con puntos de destilación en el rango de -1 a 216 °C y cuyo tamaño de cadena hidrocarbonada característicamente corresponde a C<sub>5</sub>-C<sub>12</sub>. Además, otras corrientes de la refinería aportan fracciones valiosas al llamado mix, blender o pool de la gasolina (mezcla). entre los cuales destacan el proceso de reformado, isomerización, FCC y la alquilación (Velázquez, 2024). Los hidrocarburos que componen la gasolina varían en tamaño y estructura, abarcando desde moléculas pequeñas con pocos átomos de carbono hasta otras más grandes y complejas. En la tabla 9.1 se pueden apreciar y comparar los tamaños de cadena y los poderes caloríficos de algunos combustibles derivados del petróleo.

**Tabla 9.1.** Rangos de destilación y poder calorífico de algunos combustibles derivados del petróleo

|              | Tamaño de cadena                | Rango de punto de ebullición (°C) | Poder calorífico (MJ/bl) |
|--------------|---------------------------------|-----------------------------------|--------------------------|
| Gas natural* | C <sub>1</sub> -C <sub>4</sub>  | -161 a -1                         | 40 333 kJ/m <sup>3</sup> |
| Gas licuado  | C <sub>3</sub> -C <sub>4</sub>  | -42 a -1                          | 4 153                    |
| Nafta        | C <sub>5</sub> -C <sub>17</sub> | 36 a 302                          | 5 269                    |
| Gasolina     | C <sub>5</sub> -C <sub>12</sub> | -1 a 216                          | 4 781                    |
| Diésel       | C <sub>8</sub> -C <sub>18</sub> | 126 a 258                         | 5 990                    |

Fuente: elaboración propia.

\* El cambio de unidades obedece a que el gas natural es gaseoso en relación con los otros combustibles.

La mayoría de los hidrocarburos presentes en la gasolina se clasifican en varias familias principales, a las cuales se les conoce como PIONA: parafinas, isoparafinas (alcanos lineales y ramificados), olefinas (alquenos), naftenos (cicloalcanos), y aromáticos.

Las *parafinas* o alcanos son hidrocarburos saturados, lo que significa que sólo contienen enlaces simples C–C y C–H. Su estructura química es lineal y contribuyen significativamente a su poder calorífico. Ejemplos comunes incluyen el hexano ( $C_6H_{14}$ ), el heptano ( $C_7H_{16}$ ) y el octano ( $C_8H_{18}$ ). Las *isoparafinas* corresponden a los isómeros ramificados de los alcanos. Por ejemplo, el octano tiene su versión ramificada que es el isooctano (2,2,4-trimetilpentano), el cual es crucial para determinar el índice de octano de la gasolina, una medida de su resistencia a la detonación.

Los cicloalcanos son hidrocarburos saturados con estructura cíclica, como el ciclopentano ( $C_5H_{10}$ ) y el ciclohexano ( $C_6H_{12}$ ). Aunque se encuentran presentes en menor proporción que los alcanos de cadena abierta, también contribuyen a las propiedades de combustión de la gasolina. Las *olefinas* o alquenos son hidrocarburos insaturados que contienen al menos un enlace doble C=C. Aunque su presencia en la gasolina es generalmente menor debido a su mayor reactividad y tendencia a formar gomas (polímeros) que pueden obstruir los sistemas de combustible, algunos alquenos ligeros pueden estar presentes. Los *naftenos* son compuestos cíclicos saturados que se encuentran naturalmente en el petróleo crudo y son componentes importantes de la gasolina refinada. Tienen una fórmula general de  $C_nH_{2n}$  y son conocidos por su capacidad para mejorar el índice de octano de la gasolina. Finalmente, los compuestos *aromáticos* son hidrocarburos cíclicos que contienen uno o más anillos de benceno.

Ejemplos incluyen el benceno ( $C_6H_6$ ), el tolueno ( $C_7H_8$ ) y los xilenos ( $C_8H_{10}$ ), es decir, la mezcla BTX (benceno, tolueno y xilenos). Los aromáticos tienen un alto índice de octano inherente y contribuyen a la densidad energética de la gasolina; sin embargo, su presencia está regulada debido a preocupaciones de salud y ambientales, ya que algunos, como el benceno, son carcinógenos conocidos (la tabla 9.2 se ubica en la siguiente página).

La proporción relativa y la estructura de estos diferentes tipos de hidrocarburos determinan las propiedades clave de la gasolina, incluyendo su volatilidad, densidad, poder calorífico y, crucialmente, su índice de octano. La volatilidad se refiere a la facilidad con la que la gasolina se vaporiza, lo cual es esencial para una mezcla adecuada de aire y combustible en el motor, especialmente en arranques en frío. La densidad afecta la cantidad de energía por unidad de volumen. El poder calorífico es la cantidad de

energía liberada por unidad de masa o volumen cuando la gasolina se quema. La gasolina, por ejemplo, contiene cantidades moderadas de naftenos, hasta un 30% de olefinas y hasta un 40% de aromáticos. Estos parámetros fisicoquímicos varían entre la proporción del PIONA y afectan el índice de octano (Bennett, 2014).

**Tabla 9.2.** *Análisis PIONA de las gasolinas mexicanas. Actualmente, la NOVA está descontinuada*

| Gasolina | Octanaje | Composición de gasolinas mexicanas (%) |              |          |          |            |
|----------|----------|----------------------------------------|--------------|----------|----------|------------|
|          |          | Parafinas                              | Isoparafinas | Olefinas | Naftenos | Aromáticos |
| Nova     | 87       | 9.59                                   | 38.34        | 7.36     | 6.10     | 38.61      |
| Magna    | 89       | 9.06                                   | 38.13        | 5.60     | 3.84     | 43.36      |
| Premium  | 92       | 7.48                                   | 39.68        | 6.22     | 3.26     | 43.36      |

Fuente: elaboración propia.

### Índice de octano

El índice de octano es una de las propiedades más importantes y comercialmente relevantes de la gasolina. Es una medida de la resistencia del combustible a la detonación en un motor de combustión interna (Stauffer *et al.*, 2008). La detonación ocurre cuando la mezcla de aire y combustible se “autoenciende” o “combustiona por sí misma” de forma prematura debido a la compresión del motor, lo que puede causar daños graves al motor. Un índice de octano más alto indica una mayor resistencia a la detonación. Este índice se determina comparando el comportamiento de la gasolina con una mezcla de isooctano (con un índice de octano asignado de 100 y resiste bien la detonación) y n-heptano (con un índice de octano de 0 y es propenso a la detonación).

Como se puede apreciar, la composición química de la gasolina es demasiado compleja, por lo que, de forma promedio, se puede asumir su composición y se pueden predecir ciertas propiedades fisicoquímicas a través del PIONA y el índice de octano. Sin embargo, existen regulaciones (leyes) para la distribución, venta y uso de los combustibles. Esto ocurre tanto a nivel nacional como internacional. Por ejemplo, en Estados Unidos existe la

legislación *Fuel Effects on Vehicle Emissions* de la EPA (*Fuel Effects on Vehicle Emissions* | US EPA, s. f.) y en México están las *Especificaciones de la Calidad de los Petrolíferos*, (NOM-016-CRE-2016. Especificaciones de calidad de los petrolíferos, s. f.). Ésta norma es aplicable en todo el territorio nacional a las gasolinas, la turbosina, el diésel automotriz, el diésel agrícola y marino, el diésel industrial, el combustóleo, el gasóleo doméstico, el gasavión, la gasolina de llenado inicial, el combustóleo intermedio y el gas licuado de petróleo en toda la cadena de producción y suministro, incluida su importación. Es decir, es la regulación a la cual están sometidos los combustibles en México.

## Regulaciones

La calidad de la gasolina en México es un tema de vital importancia para la salud pública, el desempeño automotriz y la protección del medio ambiente. Para garantizar que el combustible que llega a los consumidores cumpla con ciertos estándares, el gobierno mexicano ha implementado una serie de normativas, principalmente a través de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y otras dependencias. Dentro de estas regulaciones, la parte composicional (o desde el punto de vista de la química) y la normativa de aditivos para gasolinas juega un papel crucial, dictando qué sustancias pueden ser añadidas al combustible, en qué proporciones y bajo qué criterios, con el objetivo de mejorar sus propiedades y mitigar sus impactos negativos.

El pilar fundamental de la regulación de la calidad de los petrolíferos en México, incluyendo la gasolina y sus aditivos, es la Norma Oficial Mexicana NOM-016-CRE-2016, especificaciones de calidad de los petrolíferos. Esta norma, y sus posteriores modificaciones, establece los parámetros de calidad que deben cumplir los combustibles en cada etapa de la cadena de producción y suministro, desde la importación hasta el expendio al público. La NOM-016-CRE-2016 es el marco de referencia que define las propiedades físicas y químicas de la gasolina, incluyendo los límites para componentes como el azufre, benceno, aromáticos, olefinas, y el contenido de oxigenantes, todos los cuales pueden ser afectados o controlados por la adición de aditivos.

En el contexto de los aditivos, la normativa mexicana se enfoca principalmente en garantizar dos aspectos esenciales: la funcionalidad y la seguridad. La

funcionalidad se refiere a que los aditivos cumplan con su propósito declarado, ya sea mejorar el octanaje, limpiar el motor o proteger contra la corrosión, sin comprometer otras propiedades del combustible. La seguridad, por su parte, abarca tanto la protección de la salud humana como la minimización del impacto ambiental, regulando la presencia de sustancias potencialmente nocivas.

Particularmente para las gasolinas y otros combustibles, se hace necesario un control de calidad estricto que garantice que la composición sea homogénea en cuanto a sus propiedades y desempeño en los motores.

### **Aditivos para gasolinas**

Según la Norma Oficial Mexicana NOM-016-CRE-2016, un aditivo se define como aquella sustancia química añadida a los petrolíferos con el objeto de proporcionarles propiedades específicas. Cabe mencionar que se excluyen de esta categoría los agentes oxigenantes que se agregan a las gasolinas y los odorizantes del gas licuado de petróleo (Velasco y García, 2025). Entonces, específicamente, los aditivos para gasolina son compuestos químicos que se incorporan al combustible para mejorar su rendimiento, eficiencia y impacto ambiental.

Estas sustancias cumplen diversas funciones, como mejorar la limpieza del motor, reducir las emisiones y aumentar el octanaje. Entre los aditivos comunes se encuentran los detergentes, que previenen la acumulación de depósitos en los inyectores de combustible y las válvulas de admisión, manteniendo así un funcionamiento óptimo del motor. Se incorporan antioxidantes para inhibir la degradación del combustible durante el almacenamiento, mientras que los inhibidores de corrosión protegen los componentes metálicos del sistema de combustible. Otra categoría de aditivos son los potenciadores de octano, los cuales aumentan la resistencia del combustible a la detonación, lo que permite relaciones de compresión más altas y una mejor eficiencia del motor. Todos estos aditivos suelen contener compuestos químicos de diversas naturaleza, desde compuestos orgánicos hasta organometálicos, aunque las regulaciones ambientales han impulsado el desarrollo de alternativas sin metales (Bennett, 2014).

Uno de los aditivos más regulados y con mayor impacto en la calidad de la gasolina es el oxigenante. En México, el uso de oxigenantes como el etanol anhidro se ha promovido para aumentar el octanaje de la gasolina y, en algunos casos, reducir las emisiones contaminantes. La NOM-016-CRE-2016 establece límites específicos para el contenido de etanol en las gasolinas, generalmente permitiendo hasta un 10% en volumen en la mayoría del territorio nacional, con excepciones para zonas metropolitanas críticas como la Ciudad de México, Guadalajara y Monterrey, donde históricamente se ha prohibido su uso debido a preocupaciones sobre la formación de ozono troposférico. Esta regulación busca equilibrar los beneficios del etanol (alto octanaje, renovabilidad) con sus posibles desventajas (corrosión, mayor volatilidad, impacto en emisiones). Sin embargo, el uso de oxigenantes ha sido objeto de debate debido a posibles problemas ambientales y de compatibilidad con ciertos tipos de motores, tal es el caso del metil-terbutil éter (Kümmerer, 2011).

Otro aditivo fundamental, y explícitamente mencionado en la NOM-016-CRE-2016, es el aditivo detergente/dispersante. Estos aditivos son obligatorios en las gasolinas comercializadas en México. Su función principal es prevenir la formación de depósitos de carbón en los inyectores de combustible y las válvulas de admisión del motor, lo que ayuda a mantener la eficiencia del motor, reducir las emisiones y optimizar el consumo de combustible. La normativa mexicana exige que estos aditivos sean probados y certificados de acuerdo con métodos específicos de la ASTM (Sociedad Americana para Pruebas y Materiales), como el ASTM D5598 (*ASTM D.5598 Standard Test Method for Evaluating Unleaded Automotive Spark-Ignition Engine Fuel for Electronic Port Fuel Injector Fouling*, s. f.) y el ASTM D5500, (*ASTM D5500. Standard Test Method for Vehicle Evaluation of Unleaded Automotive Spark-Ignition Engine Fuel for Intake Valve Deposit Formation*, s. f.) en laboratorios acreditados. Esto asegura que los detergentes/dispersantes utilizados sean efectivos y cumplan con los estándares de rendimiento. La obligación de los permisionarios que añaden estos aditivos de presentar reportes semestrales sobre su uso es un mecanismo de supervisión importante.

Además de los oxigenantes y los detergentes/dispersantes, la normativa mexicana considera otros tipos de aditivos, aunque no siempre se enumeran de manera exhaustiva ni en la misma medida. La NOM-016-CRE-2016

establece que cualquier aditivo no especificado en la norma debe ser autorizado por la Comisión Reguladora de Energía previo a su uso en petrolíferos. Éste procedimiento de autorización implica la presentación de estudios y pruebas que demuestren la seguridad y funcionalidad del aditivo, asegurando que no comprometa la calidad del combustible o genere riesgos para la salud o el ambiente. Los aditivos más comunes que se emplean en gasolinas se muestran en la figura 9.1.

Figura 9.1.



Fuente: elaboración propia.

La regulación mexicana también ha evolucionado significativamente en relación con aditivos que históricamente fueron problemáticos, como el tetraetil-plomo, el cual fue empleado por años en las gasolinas NOVA. Después, siguiendo la tendencia global, México prohibió el uso de plomo en las gasolinas para proteger la salud pública y el medio ambiente, ya que el plomo es un neurotóxico conocido y daña los convertidores catalíticos de los vehículos. Esta prohibición es un ejemplo clave de cómo la normativa de aditivos se alinea con los objetivos de salud y sostenibilidad.

La eficacia y la necesidad de los aditivos para gasolina siguen siendo temas de investigación y debate en las comunidades científicas. A medida que las tecnologías de los motores evolucionan y las normas de emisiones se vuelven más estrictas, la formulación de aditivos para gasolina sigue siendo un área de desarrollo activo en la búsqueda de combustibles más limpios y eficientes para el transporte.

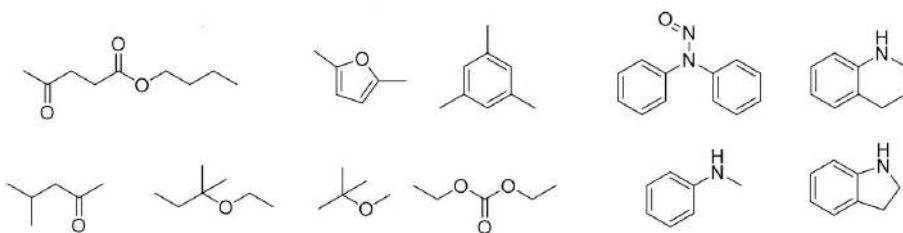
Los aditivos son componentes minoritarios, pero críticos, que mejoran las propiedades de la gasolina o mitigan sus efectos adversos (Technical Committee of Petroleum Additive Manufacturers in Europe, 2013). Algunos aditivos comunes incluyen:

**Antidetonaantes o mejoradores de octano:**

Originalmente era el tetraetilplomo, pero ahora hay compuestos orgánicos sin plomo, como el MTBE (metil-terbutil éter), etanol y otros oxigenados, que aumentan el índice de octano y promueven una combustión más completa. Sin embargo, el MTBE ha sido prohibido en muchos lugares debido a la contaminación del agua subterránea. El etanol es cada vez más común, pero puede tener implicaciones en la corrosión y en la compatibilidad con ciertos materiales del motor (Velázquez, 2024).

Los antidetonantes o mejoradores de octano se dividen en dos categorías: componentes de gasolina de alto octanaje y aditivos potenciadores de octanaje, con una concentración de 2 % en volumen. Las familias químicas que más prometen como agentes de alto octanaje son éteres, cetonas y ésteres o, como aditivos potenciadores del octanaje, algunas anilinas, N-nitrosaminas y fenoles (figura 9.2) (*New Octane Booster Molecules for Modern Gasoline Composition | Energy and Fuels*, s. f.).

**Figura 9.2.** Ejemplos de mejoradores de octano empleados en gasolina



Fuente: elaboración propia.

***Detergentes (dispersantes):***

Como el nombre lo indica, su estructura química se basa en moléculas anfifílicas, es decir, con una parte polar (hidrofílica) y otra no polar (hidrofóbica), lo que les permite interactuar tanto con el combustible (hidrocarburos) como con los depósitos polares (también llamados gomas o incrustaciones orgánicas). Estos surfactantes, gracias a su actividad de superficie, mantienen dispersos (de ahí el nombre dispersante) los precipitados o las gomas que taponean las válvulas de inyección, lo que, a la larga, provoca problemas de combustión. Dichas moléculas con propiedades de superficie también previenen la formación de depósitos y “lavan” o “limpian” los inyectores y las válvulas de admisión; esto gracias a su actividad de detergencia en el sistema de combustible, manteniendo el motor limpio y eficiente. Estos aditivos son cruciales para mantener limpios dichos componentes del motor, lo cual ayuda a alargar la vida útil del motor y contribuye a mejorar su potencia, mejorando notablemente el proceso de combustión, lo cual previene la formación de gases indeseables, productos de combustiones ineficientes (Technical Committee of Petroleum Additive Manufacturers in Europe, 2013).

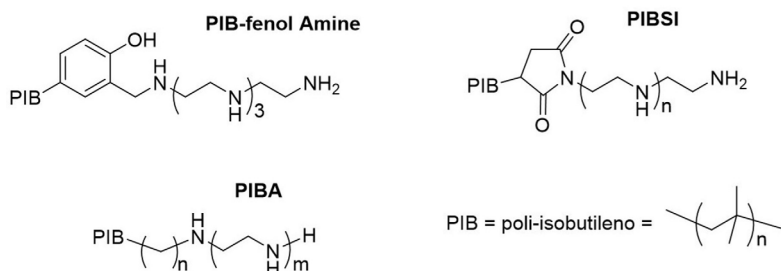
En particular, los detergentes suelen ser aminas de alto peso molecular, a menudo derivadas de polímeros. Las poliisobutilén aminas (PIBA) y las poliisobutilén succinimidas (PIBSI).

La PIBA posee una larga cadena de poliisobutileno (hidrofóbica) y un grupo amina (hidrofílico), lo cual le confiere un alto grado de estabilidad térmica en las condiciones de operación del motor de combustión interna. Por otra parte, la PIBSI es más sofisticada en su estructura molecular, ya que incluye una porción de succinimida que mejora la dispersión y la termoestabilidad, unida a una cadena de poliisobutileno, lo que le confiere una actividad detergente y dispersante más eficiente en el combustible.

Además, los dispersantes mantienen los depósitos en suspensión, evitando que se aglomeren y se adhieran a las superficies. A menudo son componentes similares a los detergentes o coaditivos que mejoran su acción. Su funcionamiento se basa en su capacidad para encapsular, en redes micelares, las partículas de suciedad y depósitos (formados por la degradación del combustible o la combustión incompleta) y mantenerlas en suspensión en la gasolina. Cuando el combustible se quema, estos depósitos se queman junto con él o se dispersan en la corriente de escape, evitando su acumulación en

inyectores y válvulas. Esto asegura una pulverización fina del combustible y un flujo de aire adecuado, lo que mantiene la potencia y la eficiencia del motor (figura 9.3) (Oviedo-Roa *et al.*, 2022).

**Figura 9.3.** Estructuras químicas generales de algunos detergentes-dispersantes usados en gasolinas

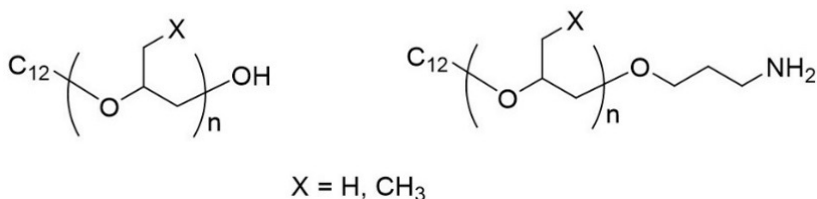


Fuente: elaboración propia.

### **Fluidizantes (acarreadores):**

Son sustancias químicas diseñadas para mejorar la fluidez y la estabilidad de la gasolina. Esto puede sonar absurdo, ya que la gasolina ya es un líquido; sin embargo, la “fluidez” en este contexto se refiere a la capacidad de la gasolina para mantener sus componentes disueltos o dispersos, de tal manera que los acarrea y evita la formación de precipitados o geles, especialmente bajo ciertas condiciones de temperatura (sobre todo en climas fríos). Los fluidizantes actúan como “mediadores o acarreadores” moleculares. Su estructura química les permite interactuar tanto con los componentes hidrofóbicos (afines al hidrocarburo) de la gasolina como con los componentes hidrofílicos (afines al agua), como el etanol y la propia agua. De esta manera, ayudan a mantener todos los componentes en una solución homogénea, previniendo la separación de fases. Es como si añadieran un “estabilizador” invisible que mantiene unida la mezcla, incluso en presencia de pequeñas cantidades de agua. Entre los productos químicos empleados para este fin, se encuentran derivados de poli-éteres como polietilenglicoles o polipropilenglicoles (figura 9.4 se ubica en la siguiente página) (Technical Committee of Petroleum Additive Manufacturers in Europe, 2013).

**Figura 9.4.** Ejemplos de aditivos fluidizantes. Izquierda: alquil-polietilen/polipropilenglicol éter, derecha: alquil-polietilen/polipropilenglicol éter-amina



Fuente: elaboración propia.

### ***Inhibidores de corrosión:***

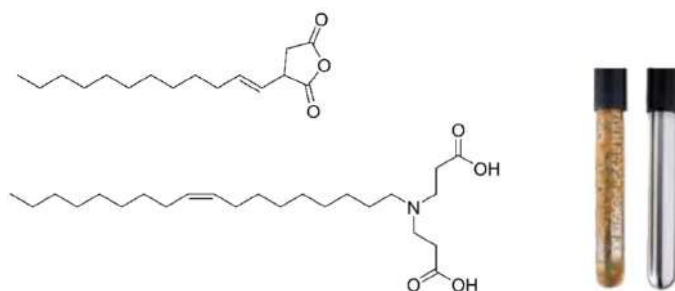
Protegen las tuberías y los componentes del motor de la corrosión. La presencia de humedad, ácidos y azufre en la gasolina puede provocar la corrosión de las partes metálicas del sistema de combustible y del motor. Desde el punto de vista químico, los inhibidores de corrosión forman una capa protectora sobre las superficies metálicas; esto ocurre a través de la formación de un enlace de coordinación entre un heteroátomo del inhibidor de corrosión (N u O) y un átomo de Fe de la superficie metálica (Cerón-Camacho *et al.*, 2019).

Químicamente, son compuestos polares que se adsorben en las superficies metálicas. Ejemplos incluyen ácidos grasos, aminas y sus sales. Las aminas, con su par de electrones no enlazados en el átomo de nitrógeno, pueden interactuar electrostáticamente con las superficies metálicas. Los ácidos grasos forman una película hidrofóbica que repele el agua.

Su mecanismo de acción implica la formación de una fina película protectora en las superficies metálicas que aísla el metal de los agentes corrosivos, como el agua y los compuestos ácidos.

El Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) ha sido pionero en el desarrollo de inhibidores de corrosión para su uso en transporte y almacenamiento de hidrocarburos (IMP-ALICIM® así como en su uso en combustibles derivados del petróleo (figura 9.5) (Cerón-Camacho *et al.*, 2019).

**Figura 9.5.** Ejemplos de inhibidores de corrosión. Arriba: docecenil anhídrido succínico. Abajo: oleil-aminoácido-dipropionico patentado por el IMP. Derecha: prueba de eficiencia de corrosión, en ausencia de aditivo (cupón oxidado) y en presencia del inhibidor de corrosión (sin oxidar)



Fuente: elaboración propia.

### **Antioxidantes:**

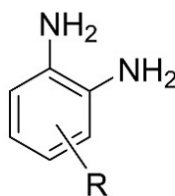
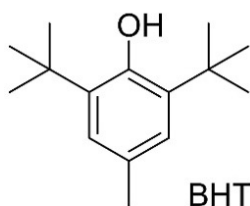
Los antioxidantes retrasan la oxidación del combustible, en otras palabras, entre los componentes que se pueden oxidar están los alquenos u olefinas. Estos componentes, al oxidarse, producen sustancias que pueden conducir a la formación de gomas y sedimentos (precipitados o incrustaciones orgánicas). La presencia de enlaces dobles  $C=C$  los hace muy reactivos y susceptibles a la oxidación; en presencia de oxígeno (del aire), y con el tiempo o la temperatura, estos enlaces  $C=C$  pueden romperse y dar lugar a la formación de radicales libres. Estos radicales libres, a su vez, reaccionan entre sí y con otras moléculas, polimerizándose y formando cadenas más largas y complejas que se manifiestan como los residuos gomosos o gelatinosos. Por ello, se dice que la gasolina puede oxidarse con el tiempo, especialmente en presencia de aire y a altas temperaturas, lo que lleva a la formación de dichas gomas y sedimentos que pueden obstruir los filtros y los inyectores. Los antioxidantes retardan este proceso (Bennett, 2014).

También se les conoce como “eliminadores o atrapadores de radicales libres”, ya que son el mecanismo de oxidación que produce las gomas. Químicamente, son compuestos que son más fácilmente oxidados que los hidrocarburos de la gasolina, o que reaccionan con los radicales libres que inician la oxidación. Los más comunes son las aminas aromáticas (como las

fenilendiaminas) y los fenoles impedidos estéricamente, como el 2,6-di-tert-butil-4-metilfenol (BHT). También algunas aminas aromáticas actúan como antioxidantes, donando un átomo de hidrógeno y estabilizando los radicales que propagan la reacción en cadena de oxidación (figura 9.6). Otros compuestos, como los fenoles impedidos estéricamente (con sustituyentes voluminosos), funcionan de manera similar. Dichos grupos voluminosos protegen el grupo hidroxilo, pero, una vez que reaccionan con un radical libre, forman un radical estable que no puede propagar la cadena (Technical Committee of Petroleum Additive Manufacturers in Europe, 2013).

Su funcionamiento se basa en interrumpir la reacción en cadena de oxidación, atrapando los radicales libres antes de que puedan dañar significativamente el combustible (figura 9.6).

**Figura 9.6.** Ejemplos de antioxidantes usados en gasolinas



R = CH<sub>3</sub>, terbutil, isopropil

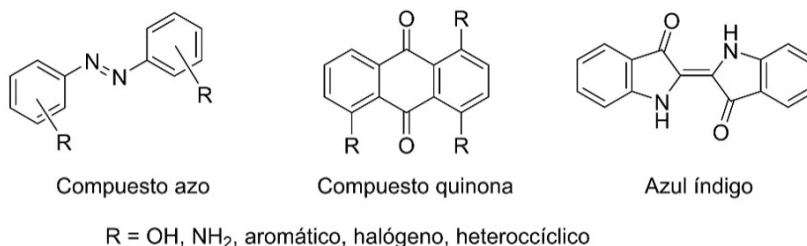
Fuente: elaboración propia.

### ***Trazadores o marcadores:***

Son aquellos compuestos, formulaciones o composiciones que “marcan” combustibles a base de hidrocarburos y que tienen la capacidad de ser resistentes a ser removidos del combustible, resistentes a la adulteración, resistentes a la destrucción o descomposición y resistentes al efecto de enmascaramiento. Además, proveen una característica única al combustible, de tal manera que se puede identificar y diferenciar de otros combustibles a base de hidrocarburos con dosificaciones que van desde 20 a 50 ppm (Lewis, 2005). Estos elementos se emplean para identificar diferentes tipos de gasolina de distintos proveedores o para fines fiscales.

A nivel mundial existe un grave problema por el robo de combustibles, lo que conlleva posibles adulteraciones de los hidrocarburos presentes en gasolinas, diésel y otros combustibles derivados del petróleo. Esto se relaciona con otras actividades ilícitas como el contrabando o la venta ilegal de dichos combustibles (Joel y Okoro, 2019). A partir de esta problemática, el marcaje de hidrocarburos ha ganado relevancia en los últimos años, por lo que se han desarrollado grandes líneas de investigación en la creación de moléculas que tengan propiedades de trazabilidad, marcaje y/o diferenciadores, los cuales son detectados mediante diversas técnicas analíticas. Muchos de estos compuestos son colorantes y, en particular, pertenecen a las familias de quinonas o de compuestos azo (figura 9.7).

**Figura 9.7.** Ejemplos de algunas moléculas empleadas como marcadores o trazadores de combustibles



Fuente: elaboración propia.

### **Oxigenantes:**

Los oxigenantes son quizás los aditivos más conocidos y regulados, cuyo propósito principal es aumentar el índice de octano y, en algunos casos, promover una combustión más completa. Los más comunes son los éteres y los alcoholes (Velázquez, 2024).

### **Éteres:**

El más prominente históricamente fue el metil-tert-butil éter (MTBE). Su estructura química ( $\text{CH}_3\text{OC}(\text{CH}_3)_3$ ) se caracteriza por un átomo de oxígeno unido a dos grupos alquilo, uno metilo y otro tert-butilo. La presencia del oxígeno en la molécula contribuye a la combustión completa y el alto octanaje

se debe a su estructura ramificada y la baja volatilidad en comparación con otros compuestos de alto octanaje. Sin embargo, su alta solubilidad en agua y su persistencia en el medio ambiente llevaron a su eventual prohibición en muchas regiones, incluidas ciertas zonas de México.

### ***Alcoholes:***

El etanol ( $\text{CH}_3\text{CH}_2\text{OH}$ ) es el oxigenante predominante actualmente. Su estructura, con un grupo ( $-\text{OH}$ ), le confiere una mayor afinidad por el agua que el MTBE, lo que puede ser una desventaja. No obstante, su naturaleza renovable y su alto octanaje lo hacen atractivo. El metanol ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ) es otro alcohol oxigenante, aunque es menos común en la gasolina debido a su corrosividad y toxicidad.

El funcionamiento de los oxigenantes radica en su capacidad para introducir oxígeno en la cámara de combustión, lo que permite una quema más eficiente del combustible y reduce las emisiones de monóxido de carbono ( $\text{CO}$ ) y partículas. Además, su alto número de octano eleva la resistencia de la gasolina a la detonación prematura, lo que permite mayores relaciones de compresión en el motor y, por ende, mayor eficiencia.

La selección y combinación de estos aditivos son arte y ciencia. Los fabricantes de aditivos invierten vastos recursos en investigación y desarrollo para crear formulaciones sinérgicas, es decir, en las que los componentes trabajen juntos para lograr un efecto mayor que la suma de sus partes individuales. Además, deben ser estables en la gasolina, no reactivos con los materiales del motor y compatibles con las regulaciones ambientales.

### **Otros aditivos menos comunes pero importantes**

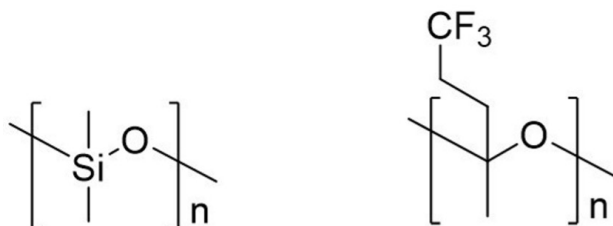
#### ***Antiespumantes:***

Según la composición de la gasolina (PIONA), a veces la cantidad de hidrocarburos más pesados contribuye a incrementar la viscosidad del combustible. Cuando esto ocurre, es común observar la formación de espuma en el depósito o válvulas de inyección, un fenómeno que tiene implicaciones prácticas y económicas. Aquí es donde los antiespumantes juegan un papel importante.

Son aditivos químicos diseñados con cierto peso molecular para que la espuma que se genera por la presencia de pequeñas burbujas de gas (volátiles

de la gasolina) atrapadas en el líquido actúe reduciendo la tensión superficial del combustible y desestabilizando las películas que forman las burbujas. Esto permite que el gas atrapado se libere más rápidamente, lo que se traduce en un llenado más eficiente del tanque, ya que se aprovecha mejor el volumen disponible para el combustible líquido. Además, al reducir la espuma, se minimizan los efectos del volumen ocupado por esta, lo que puede ocasionar que el tanque de combustible no se llene adecuadamente. Es decir, con el uso de antiespumantes, se optimiza el proceso de dispensado en las estaciones de servicio. En esencia, estos compuestos, a menudo basados en siliconas o aceites con partículas hidrofóbicas, no sólo facilitan una operación más limpia y segura, sino que también permiten cargar una mayor cantidad de combustible en los vehículos, optimizando así la autonomía y la experiencia de repostaje. Su dosificación va de 2 a 10 ppm (figura 9.8) (Technical Committee of Petroleum Additive Manufacturers in Europe, 2013).

**Figura 9.8.** Estructuras generales de algunos antiespumantes empleados en gasolinas



Fuente: elaboración propia.

### **Desemulsificantes:**

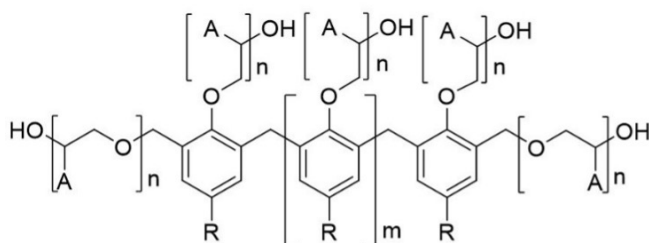
Ayudan a separar el agua del combustible, previniendo la formación de emulsiones estables. Son tensioactivos que alteran la interfaz entre el agua y el combustible. La introducción de agua dentro del combustible es indeseable; sin embargo, esto puede ocurrir durante condiciones climáticas desfavorables desde el punto de vista del sistema de distribución, desde la refinería, o bien, por condensación, donde se almacena en las estaciones de servicio hasta el tanque de combustible del vehículo. Con la agitación, particularmente

en presencia de otros aditivos, el agua puede quedar atrapada en forma de emulsión (agua en aceite) estable dentro del combustible. Los problemas asociados con las emulsiones son la obstrucción de los filtros de combustible, la promoción del crecimiento microbiano y la corrosión. La apariencia turbia del combustible también es evidente, lo que puede reducir su valor.

Los desemulsificantes, como su nombre lo indica, son agentes que rompen emulsiones y se aplican a los combustibles. Estos aditivos se pueden añadir al combustible turbio durante el almacenamiento para romper rápidamente emulsiones que, de otro modo serían estables, y permitir la eliminación del agua del combustible. Los desemulsificantes también previenen la formación de emulsiones estables que se aplican a aceites lubricantes y de otro tipo. Químicamente hablando, están diseñados específicamente para funcionar con otros componentes del paquete de aditivos con el objetivo de evitar que la mezcla de combustible y la formulación del paquete formen emulsiones con el agua que entra en contacto con los sistemas de distribución de combustible (Technical Committee of Petroleum Additive Manufacturers in Europe, 2013).

De tal manera, su mecanismo de acción consiste en modificar la tensión interfacial de la película de las gotas de agua en una emulsión de combustible. Esto permite la coalescencia y la separación de las gotas de agua del combustible. Las dosis recomendadas para romper emulsiones existentes suelen ser de 10 a 500 ppm, o bien, para casos preventivos de emulsión, de 1 a 10 ppm (figura 9.9).

**Figura 9.9.** Ejemplo de una resina poli-fenólica que se emplea como desemulsificante en gasolinas



A = H, CH<sub>3</sub>, R = alquil

Fuente: elaboración propia.

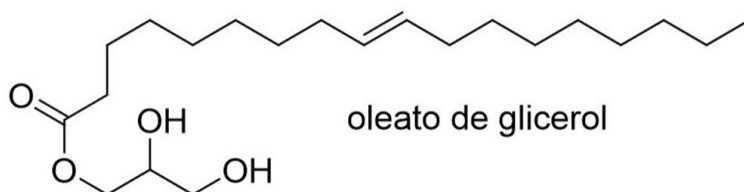
***Reductores de fricción:***

Se utilizan ampliamente en los paquetes de aditivos para lubricantes del motor. Desde el punto de vista de la química, se trata de estructuras lineales de hidrocarburos con un grupo polar. Los grupos de cabeza polar típicos incluyen aminas, amidas y sus derivados, o ácidos carboxílicos y sus derivados. Éstos grupos polares son atraídos por superficies metálicas, como las paredes de los cilindros y las superficies de fricción de los segmentos de pistón, donde forman enlaces relativamente fuertes, mientras que la larga cadena de hidrocarburo permanece solubilizada en la película de aceite lubricante.

Tanto la naturaleza del grupo de cabeza polar como la estructura de la cadena de hidrocarburos influyen significativamente en la reducción de la fricción. Reducen la fricción en el motor, mejorando la eficiencia del combustible. En otras palabras, forman una película (semejante a los inhibidores de corrosión), pero con la diferencia de que permiten que el combustible fluya de mejor manera a través de las paredes metálicas de los cilindros y las superficies de los segmentos de los pistones. También evitan la pérdida de potencia por fricción en los motores de combustión interna. Esta pérdida de potencia se debe a la fricción viscosa del lubricante en la película que separa las partes móviles del motor (Technical Committee of Petroleum Additive Manufacturers in Europe, 2013).

Es decir, se reduce la fricción facilitando el deslizamiento de las superficies metálicas. La película de reductores de fricción adsorbida en las superficies metálicas proporciona una región de menor cizallamiento durante el movimiento relativo. Una menor fricción derivada de la reducción de la fricción puede resultar en una mayor potencia del motor y/o ahorro de combustible. Las dosis típicas de tratamiento se encuentran entre 50 y 300 ppm (figura 9.10) (Technical Committee of Petroleum Additive Manufacturers in Europe, 2013).

**Figura 9.10.** Estructura del oleato de glicerol que se emplea como reductor de fricción



Fuente: elaboración propia.

## Conclusiones

Como se ha discutido a lo largo de este capítulo, observamos que los aditivos para gasolina son mucho más que simples “aditivos” o “mejoradores”. Son el resultado de investigación en química sofisticada, donde cada molécula se diseña con una estructura particular para resolver un problema específico asociado al combustible, al motor o alguna condición que se experimenta a lo largo de la vida útil del motor, desde asegurar una combustión limpia y eficiente hasta proteger contra la corrosión y la degradación del combustible. Estos compuestos químicos, aunque invisibles en el tanque, son esenciales para el rendimiento, la durabilidad y la sostenibilidad de los vehículos modernos. Comprender su química es comprender una etapa crucial de la tecnología que impulsa nuestra sociedad, sobre todo, se trata de comprender la importancia que juega cada uno de ellos al usar uno de los combustibles más usados en la vida cotidiana: la gasolina. Además, ahora sabemos que la gasolina que se despacha en las estaciones de servicio ya contiene una mezcla básica de aditivos exigida por la regulación mexicana, por lo que no necesitamos comprar ni adicionar ningún aditivo extra.

## Referencias

- ASTM International. (s. f.). ASTM D5500: Standard test method for vehicle evaluation of unleaded automotive spark-ignition engine fuel for intake valve deposit formation. Recuperado el 14 de julio de 2025, de <https://store.astm.org/d5500-98r14.html>
- ASTM International. (s. f.). ASTM D5598: Standard test method for evaluating unleaded automotive spark-ignition engine fuel for electronic port fuel injector fouling. Recuperado el 14 de julio de 2025, de <https://store.astm.org/d5598-20.html>
- Bennett, J. (2014). 7—Advanced fuel additives for modern internal combustion engines. En R. Folkson (Ed.), *Alternative Fuels and Advanced Vehicle Technologies for Improved Environmental Performance* (pp. 165-194). Woodhead Publishing. <https://doi.org/10.1533/9780857097422.1.165>
- Cerón-Camacho, R., Cisneros-Dévora, R., Martínez-Magadán, J.-M., Servín-Nájera, A. G., Ramírez-Pérez, J. F., Hernández-Altamirano, R., Zamudio-Rivera, L. S., y Oviedo-Roa, R. (2019). Quantum molecular design and experimental testing of a high-performance zwitterionic corrosion inhibitor for oxidized iron surfaces. *Journal of Molecular Graphics and Modelling*, 93, 107444. <https://doi.org/10.1016/j.jmgm.2019.107444>
- U.S. Environmental Protection Agency. (s. f.). Fuel effects on vehicle emissions. Recuperado el 9 de julio de 2025, de <https://www.epa.gov/moves/fuel-effects-vehicle-emissions>
- Instituto Mexicano del Petróleo. (s. f.). IMP-ALICIM®. Recuperado el 28 de julio de 2025, de <https://www.gob.mx/imp/articulos/imp-alicim>
- Joel, G., y Okoro, L. N. (2019). Recent Advances in the Use of Sensors and Markers for Fuel Adulteration Detection: A Review. *International Journal of Research and Scientific Innovation*, 6(11).
- Kümmerer, K. (2011). 3.04—Emerging Contaminants. En P. Wilderer (Ed.), *Treatise on Water Science* (pp. 69-87). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-53199-5.00052-X>
- Lewis, D. M. (2005). Hydrocarbon markers (European Union Patent No. EP1580254A2). <https://patents.google.com/patent/EP1580254A2/en>
- Martínez Palou, R., y Cerón Camacho, R. (2023). *Entendiendo la Industria Petrolera* (1.ª ed.). Amazon.
- American Chemical Society. (s. f.). New octane booster molecules for modern gasoline composition. *Energy & Fuels*. Recuperado el 28 de julio de 2025, de <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.energyfuels.1c00912>
- Comisión Reguladora de Energía. (2016). NOM-016-CRE-2016: Especificaciones de calidad de los petrolíferos. *Diario Oficial de la Federación*.
- Oviedo-Roa, R., Ramírez-Pérez, J. F., Servín-Nájera, A. G., Mena-Cervantes, V. Y., Martínez-Magadán, J. M., Cerón-Camacho, R., Cisneros-Dévora, R., Soto-Castruita, E., y Zamudio-Rivera, L. S. (2022). Quantum molecular modeling of oxazolidines as detergent-dispersant additives for gasoline: A valuable technological adviser. *Fuel*, 315, 122715. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.122715>
- Stauffer, E., Dolan, J. A., y Newman, R. (2008). CHAPTER 7—Flammable and Combustible

Liquids. En E. Stauffer, J. A. Dolan, & R. Newman (Eds.), *Fire Debris Analysis* (pp. 199-233). Academic Press. <https://doi.org/10.1016/B978-012663971-1.50011-7>

Technical Committee of Petroleum Additive Manufacturers in Europe. (2013). *Fuel additives: Use and benefits*.

Velasco, A., y García, G. (2025). La calidad de los combustibles en México. Impactos locales en la salud y el medio ambiente. Centro Mexicano de Derecho Ambiental.

Velázquez, H. D. (Ed.). (2024). *Catalytic Processes for the Production of Automotive Gasoline*. CRC Press. <https://doi.org/10.1201/9781003517283>

## 10. Técnicas analíticas aplicadas a la industria petrolera

DOI: [cc.443.10](https://doi.org/10.443/10)

HERIBERTO DÍAZ VELÁZQUEZ\*

### Resumen

En este capítulo se discuten algunas de las técnicas de análisis más importantes aplicadas en la industria petrolera. Se hace especial énfasis en aquellas técnicas que se dedican a la caracterización estructural de los componentes del crudo, es decir, la identificación de aquellos grupos químicos contenidos en las muestras de petróleo que impactan de manera significativamente en los procesos de su refinación y procesamiento. Se discute brevemente el principio fisicoquímico en el que se fundamenta cada técnica y se describen algunos ejemplos de su aplicación en muestras de crudo. Cabe mencionar que, de las muchas técnicas aplicadas para el análisis del crudo, nos enfocamos principalmente en aquellas que tienen que ver con su composición química. En la última parte del capítulo se discuten brevemente algunas características del análisis físico del petróleo, donde intervienen técnicas que describen las propiedades físicas (térmicas, eléctricas, reológicas, ópticas, etc.), mismas que no son descritas a fondo por el alcance del libro.

**Palabras clave:** *química analítica, petróleo, caracterización de petróleo, hidrocarburos.*

---

\* Doctor en Ciencias. Investigador en el Instituto Mexicano del Petróleo, México. ORCID: 000-003-1233-6524; Scopus: 57194777349; correo electrónico: [hdiaz@imp.mx](mailto:hdiaz@imp.mx)

## Introducción

Las propiedades de los crudos varían considerablemente dependiendo de diversos factores, ya sea el origen geológico (roca fuente, condiciones del yacimiento, fenómenos migratorios), químico (contenido de asfaltenos, ceras, resinas, agua, etc.), lo cual afecta a su vez las propiedades físicas (viscosidad, punto de fluidez, rango de puntos de ebullición, etc.) y la posible formación de emulsiones. Las características de cada crudo serán definitorias al momento de determinar el tipo de aplicación que los derivados de estos crudos tendrán posterior al procesamiento. Para determinar dichas propiedades físicas y química, se requiere utilizar numerosas técnicas de análisis que se especializan en una propiedad específica y se complementan entre ellas; sin embargo, sólo se llevarán a cabo las propiedades que el refinador requiera para sus propósitos, puesto que un análisis completo requeriría el uso de una gran cantidad de recursos y muchos de esos resultados podrían no ser de utilidad (*The Chemistry and Technology of Petroleum - 5th Edition - James G. Spe, s. f.*).

En general, como ya se ha explicado antes, los crudos contienen en su mayoría compuestos hidrocarbonados, es decir, carbono e hidrógeno; sin embargo, también existen moléculas que contienen elementos como oxígeno, azufre, nitrógeno, así como metales y otros elementos menores. La cantidad de estos “heteroelementos” será decisiva para conocer el tipo de tratamientos adicionales que tendrá cada crudo para su remoción, ya que estos elementos son considerados impurezas, tanto por su efecto nocivo para el ambiente, como por el envenenamiento que dichos materiales causan a los catalizadores usados en los procesos de refinación y conversión de los derivados del crudo en combustibles como las gasolinas o el diésel.

Es necesario dividir las técnicas de caracterización de los crudos en físicas y químicas, las cuales determinan diferentes aspectos del crudo en cuanto a dichas propiedades. A modo de estandarizar cada una de estas técnicas analíticas, se han adoptado estándares como los establecidos por la ASTM (*American Society for Testing and Materials*)(*ASTM International | ASTM, s. f.*) de Estados Unidos de América, como los del Instituto Petrolero Británico (IPB, por sus siglas en inglés)(*Institute of Petroleum - Publication Index | NBS, s. f.*). Los estándares ASTM son los más utilizados mundialmente y serán mencionados a lo largo del capítulo. Esto hace que cada resultado

obtenido de las pruebas realizadas sea reproducible en cualquier parte del mundo, partiendo de que el laboratorio de análisis cumple a cabalidad con dichos estándares y cuenta con la certificación del organismo regulador.

A continuación, se describen las más importantes técnicas analíticas aplicadas al análisis estructural de crudos. Se realizará una descripción breve, pero concisa, de los análisis químicos utilizando técnicas espectroscópicas, tanto su principio de funcionamiento como su aplicación en el análisis del crudo, y daremos un vistazo a las técnicas cromatográficas usadas en la industria petrolera. Estas técnicas están dirigidas a caracterizar estructuralmente el petróleo, es decir, determinar los tipos más importantes de compuestos orgánicos presentes en él, y su proporción por cada unidad de masa de crudo. Es imposible llevar a cabo un análisis estructural total de una muestra de crudo utilizando las tecnologías actuales debido a la complejidad y el número de componentes presentes en el crudo; sin embargo, la información que se obtiene con estas técnicas es suficiente para tomar las decisiones necesarias de procesamiento y aplicación final de los derivados obtenidos por los diferentes procesos de refinación.

### **Técnicas espectroscópicas de análisis usadas en la industria petrolera**

El estudio de los diferentes constituyentes del petróleo no sería posible sin las técnicas químicas de análisis que existen en la actualidad para la caracterización de moléculas orgánicas y algunas inorgánicas. Puesto que la mayor parte del crudo está compuesta por moléculas de base carbono, las técnicas espectroscópicas resultan altamente valoradas para la determinación de ciertos aspectos estructurales del petróleo. Dada la gran diversidad de componentes, tanto orgánicos como inorgánicos, presentes en una muestra de crudo, resulta inviable realizar un análisis exhaustivo de todos sus constituyentes. No obstante, gracias a los avances en técnicas espectroscópicas, es posible identificar con alta precisión el número y tipo de compuestos en fracciones ligeras del petróleo, como las comprendidas en el intervalo C5–C12, correspondientes a las gasolinas. Sin embargo, a medida que las fracciones se vuelven más pesadas, aumentan las dificultades para caracterizar

los compuestos presentes. Esta complejidad culmina en las fracciones residuales, cuyas macromoléculas, debido a su elevada complejidad estructural, aún son objeto de investigación, lo que las convierte en las menos comprendidas del petróleo (Shishkova *et al.*, 2022).

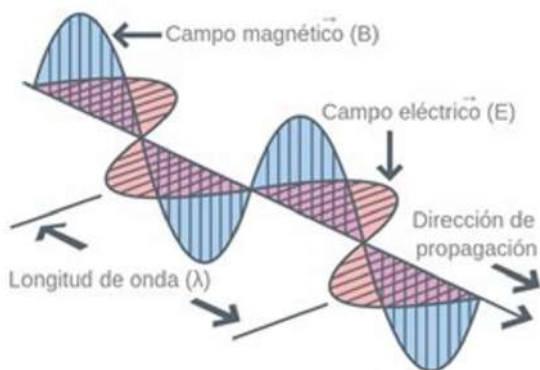
Los químicos han logrado utilizar las diferentes manifestaciones de la energía para dilucidar la estructura, el tipo y la proporción de átomos en las diferentes moléculas orgánicas, tanto las que ocurren de manera natural como las sintetizadas en los laboratorios (Rechnitz, 1965). En esta sección se explican los más importantes métodos de análisis químico del petróleo, haciendo énfasis en la caracterización estructural del crudo por medio de métodos espectroscópicos y cromatográficos.

La radiación electromagnética, la cual abarca un amplio espectro de longitudes de onda, abarca desde las ondas de radio, microondas, infrarrojo, luz visible, ultravioleta, hasta los rayos x y rayos gamma. Se transmite en forma de un campo electromagnético, compuesto por una componente eléctrica y una magnética, que se propaga en el espacio a una velocidad constante  $c$ , correspondiente a la velocidad de la luz (Hofmann, 2018). Ambas componentes son perpendiculares entre sí y presentan una variación sinusoidal, caracterizada por una longitud de onda  $\lambda$  (lambda) y una frecuencia  $\nu$  (nu), las cuales se relacionan mediante la ecuación (1):

$$c = \lambda\nu \quad (\text{Ec. 1})$$

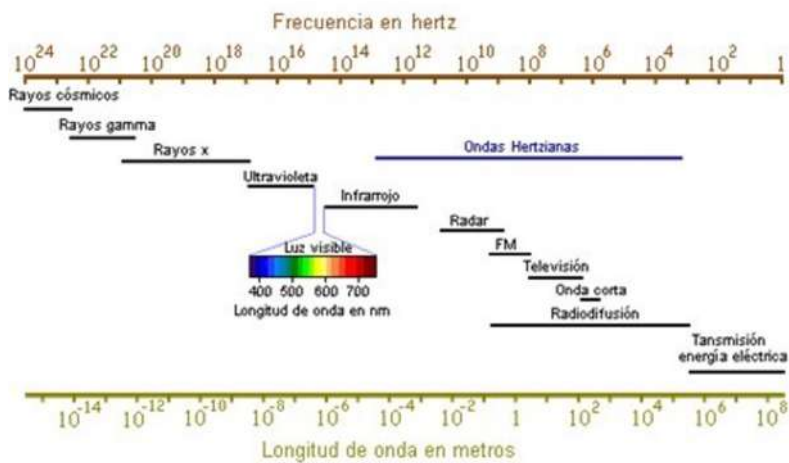
Esta ecuación nos dice que mientras más corta sea la longitud de onda, mayor será la frecuencia de la radiación.

La velocidad de cambio de campo se reporta comúnmente como el número de onda, el cual se define como el número de longitudes de onda completas en una región dada, dividida por la longitud de la región, típicamente 1 cm. De acuerdo con la física clásica, la intensidad de un rayo es igual al cuadrado de la amplitud de la onda, de modo que un rayo intenso sería una onda de campo electromagnético oscilando con una gran amplitud. La clasificación del espectro electromagnético en las diferentes regiones, de acuerdo con la frecuencia y longitud de onda, se observa en la figura 10.2.

**Figura 10.1.** Representación de una onda electromagnética

Fuente: Imagen de internet (acceso libre). <https://theory.labster.com/es/electromagnetic-waves/>

## 10.2. El espectro electromagnético



Fuente: Imagen de internet (acceso libre). [https://ingenieriatopografica.fandom.com/es/wiki/Espectro\\_electromagn%C3%A9tico](https://ingenieriatopografica.fandom.com/es/wiki/Espectro_electromagn%C3%A9tico)

Según la teoría cuántica, un rayo de frecuencia  $\nu$  consiste en un haz de fotones, cada uno de los cuales lleva una energía descrita por la ecuación (2):

$$E = h\nu \quad (\text{Ec. 2})$$

Donde  $E$  es la energía del fotón,  $h$  es la constante de Planck y  $\nu$  es la frecuencia de dicho fotón. Como se puede ver, la energía es proporcionalmente equivalente a la energía del fotón y, como se aprecia en la figura 10.2, a mayor frecuencia, la longitud de la onda ( $\lambda$ ) resulta menor. Derivado de ello, se puede concluir que, a mayor frecuencia y a menor longitud de onda, un fotón tendrá mayor energía. Esto equivale a decir que los rayos gamma y los rayos cósmicos son las fuentes de energía electromagnética más energéticas del universo hasta ahora conocidas.

La radiación electromagnética, por lo tanto, interacciona con la materia, la cual reacciona al estímulo energético de diversas maneras, siendo las más energéticas (rayos gamma, rayos X) las que logran interactuar al nivel de los electrones presentes en las periferias de los átomos y las de energía intermedia (infrarrojo, ultravioleta) a nivel molecular. Del estímulo resultante se desprenden señales energéticas que pueden detectarse y categorizarse de modo que se relacionan a cierto tipo de estructuras atómicas o moleculares. Las técnicas espectroscópicas de análisis químico se derivan del espectro electromagnético y se emplean ampliamente tanto en laboratorios de investigación como en distintos ámbitos analíticos, incluidos los sectores ambiental, clínico y petrolero, este último de particular interés en el presente contexto. No existe una técnica analítica única capaz de proporcionar toda la información estructural de una muestra de crudo. Por ello, en función del tipo de información requerida, es necesario complementar su caracterización mediante diversas técnicas analíticas, con el fin de obtener datos suficientes que permitan sustentar la toma de decisiones respecto a su procesamiento. A continuación, analizamos las técnicas analíticas más importantes en la industria petrolera, comenzando con las técnicas espectroscópicas.

### ***Espectroscopia infrarroja***

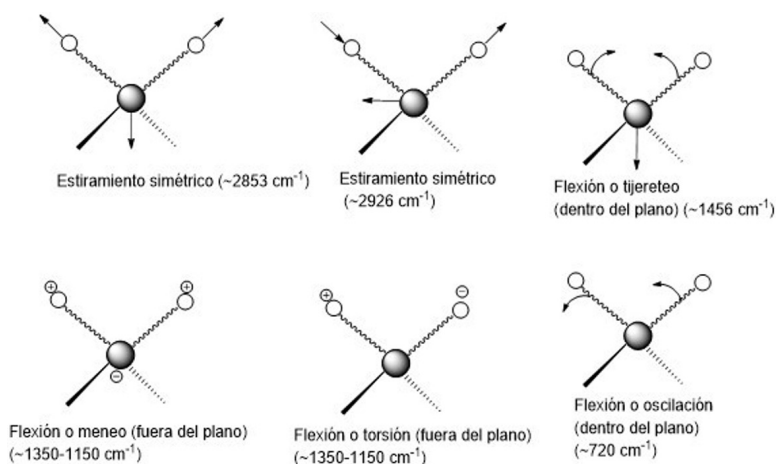
La naturaleza del espectro electromagnético ha permitido a los científicos obtener información importante acerca de la naturaleza estructural del crudo.

La espectroscopia de infrarrojo (IR) es una de las técnicas de amplio uso en el análisis del petróleo. La radiación infrarroja se puede subdividir en tres regiones de número de onda, que son:

- *IR cercano*: 12 800 a 4000  $\text{cm}^{-1}$  (longitud de onda aproximada de 0,78 a 2,5  $\mu\text{m}$ ).
- *IR medio*: 4000 a 400  $\text{cm}^{-1}$  (longitud de onda aproximada de 2,5 a 25  $\mu\text{m}$ ).
- *IR lejano*: 400 a 10  $\text{cm}^{-1}$  (longitud de onda aproximada de 25 a 1 000  $\mu\text{m}$ ).

El rango más utilizado en los análisis de los compuestos orgánicos asociados al petróleo es el de IR medio. La interacción de este tipo de radiación con las moléculas orgánicas produce vibraciones moleculares de cierta energía, la cual puede ser detectada en forma de bandas características, ya sea como bandas de absorción o de transmisión de la energía no absorbida. Dichas vibraciones pueden ser del tipo *bending* (flexión) o *stretching* (estiramiento), principalmente. En la figura 10.3 se muestran los modos de vibración del grupo  $-\text{CH}_2-$ , presente en todas las cadenas de hidrocarburos (Spectral Analysis, 2004).

**Figura 10.3.** Vibraciones características en el infrarrojo del grupo  $-\text{CH}_2-$  presentes en muchas moléculas orgánicas (+ y - representan movimientos perpendiculares al plano de la página)



Fuente: elaboración propia.

La información correspondiente a la energía absorbida o transmitida se representa en un espectro infrarrojo, en el cual se grafica, generalmente, el número de onda en el eje X y la absorbancia o transmitancia en el eje Y. La posición e intensidad de cada banda son características de grupos funcionales específicos. Así pues, cada tipo de enlace químico reaccionará distinto a cada estímulo de radiación infrarroja, proporcionando información única sobre la naturaleza de dicho enlace. En la tabla 10.1 se pueden observar las regiones de absorción de algunos tipos de enlace químico, tanto el calculado como el observado.

**Tabla 10.1.** Frecuencias de absorción en el infrarrojo en los enlaces más comunes encontrados en el petróleo

| Enlace                   | Tipo de compuesto                                | Rango de frecuencia, $\text{cm}^{-1}$<br>(Número de onda)<br>(s = fuerte, m= medio, b= amplio, v= variable, w = débil) |
|--------------------------|--------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| O—H                      | Alcoholes monoméricos y fenoles                  | 3 640–3 160 (s, br) estiramiento                                                                                       |
| O—H                      | Alcoholes y fenoles con enlace de hidrógeno      | 3 600–3 200 (b) estiramiento                                                                                           |
| N—H                      | Aminas, amidas                                   | 3 560–3 320 (m) estiramiento; sin enlace de hidrógeno                                                                  |
| N—H                      | Aminas                                           | 3 400–3 100 (m) estiramiento; con enlace de hidrógeno                                                                  |
| C—H                      | Alquinos                                         | 3 333–3 267 (s) estiramiento                                                                                           |
| C—H                      | Anillos aromáticos                               | 3 100–3 000 (m) estiramiento                                                                                           |
| C—H                      | Alquenos                                         | 3 080–3 020 (m) estiramiento                                                                                           |
| O—H                      | Ácidos carboxílicos                              | 3 000–2 500 (b) estiramiento                                                                                           |
| C—H                      | Alcanos                                          | 2 960–2 850 (s) estiramiento                                                                                           |
| $\text{C}\equiv\text{N}$ | Nitrilos                                         | 2 260–2 220 (v) estiramiento                                                                                           |
| $\text{C}\equiv\text{C}$ | Alquinos                                         | 2 260–2 100 (w, sh) estiramiento                                                                                       |
| C—H                      | Sustitución en anillo fenilo                     | 2 000–1 600 (w)                                                                                                        |
| C=O                      | Aldehídos, cetonas, ácidos carboxílicos, ésteres | 1 760–1 670 (s) estiramiento                                                                                           |
| C=C                      | Alquenos                                         | 1 680–1 640 (m, w) estiramiento                                                                                        |
| $\text{NO}_2$            | Nitrocompuestos                                  | 1 660–1 500 (s) estiramiento asimétrico                                                                                |
| N—H                      | Aminas                                           | 1 650–1 580 (m) flexión                                                                                                |
| C=C                      | Anillos aromáticos                               | 1 600–1 500 (w) estiramiento                                                                                           |
| C—H                      | Alcanos                                          | 1 470–1 350 (v) <i>scissoring</i> y flexión                                                                            |
| $\text{NO}_2$            | Nitrocompuestos                                  | 1 390–1 260 (s) estiramiento simétrico                                                                                 |
| C—H                      | Deformación $\text{CH}_3$                        | 1 380 (m o w, puede ser doblete; iso-propilo, t-butilo)                                                                |

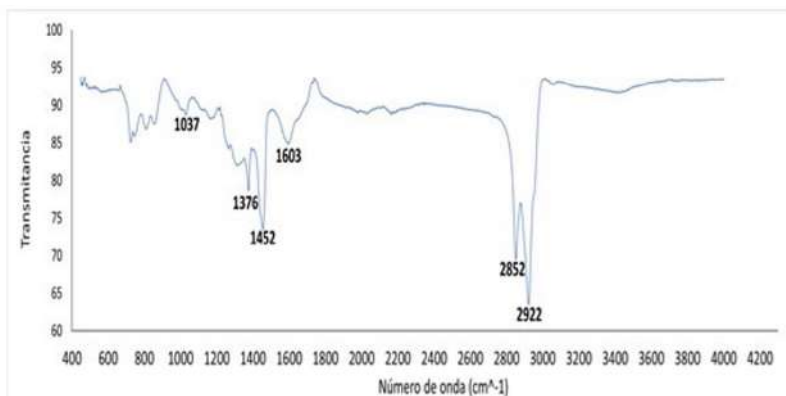
|      |                                                 |                              |
|------|-------------------------------------------------|------------------------------|
| C—N  | Aminas                                          | 1 340–1 020 (m) estiramiento |
| C—O  | Alcoholes, éteres, ácidos carboxílicos, ésteres | 1 260–1 000 (s) estiramiento |
| C—H  | Alquenos                                        | 1 000–675 (s) flexión        |
| C—H  | Sustitución en anillo fenilo                    | 870–675 (s) flexión          |
| C—H  | Alquinos                                        | 700–610 (b) flexión          |
| C—Cl | Compuestos clorados                             | 600–800 (m, w)               |
| C—Br | Compuestos bromados                             | 500–600 (m, w)               |
| C—I  | Compuestos yodados                              | 500 (m, w)                   |

Fuente: elaboración propia.

La espectroscopía infrarroja proveerá información útil sobre los diferentes tipos de grupos químicos observados en las muestras de crudo, tales como enlaces N-H, O-H, C-H, etc. Del mismo modo, es posible identificar la existencia de compuestos saturados (parafinas), insaturados (olefinas), aromáticos, o compuestos policíclicos (asfaltenos) (Organic Molecules, 2004). Un ejemplo del uso de la espectroscopía infrarroja es la determinación de asfaltenos, los cuales tienen estructuras complejas de anillos aromáticos fusionados, sustituidos por cadenas hidrocarbonadas y anillos saturados (Wilt *et al.*, 1998). Por ejemplo, las bandas a aproximadamente  $3\,030\text{ cm}^{-1}$  se han asignado al estiramiento del carbono-hidrógeno aromático y se ha demostrado que esta banda puede desplazarse a valores de hasta  $3\,052\text{ cm}^{-1}$  con la disminución del número de anillos. Además de las funciones carbonílicas, los espectros infrarrojos de los asfaltenos muestran una fuerte banda de carbono-hidrógeno a  $2\,940\text{ cm}^{-1}$ , un pico característico de los grupos  $\text{CH}_2$  a  $1\,470\text{ cm}^{-1}$  y picos para los grupos metilo a  $1\,380\text{ cm}^{-1}$ . Es posible que el grupo de picos a aproximadamente  $760\text{ cm}^{-1}$ ,  $814\text{ cm}^{-1}$  y  $870\text{ cm}^{-1}$  se deba a estructuras de anillos aromáticos sustituidos. La banda del anillo aromático a  $1\,600\text{ cm}^{-1}$  es intensa, mientras que la amplia y fuerte absorción entre  $1\,330$  y  $1\,110\text{ cm}^{-1}$  se ha asignado a especies que contienen oxígeno. Los picos a  $1\,300$  y  $1\,135\text{ cm}^{-1}$  se han atribuido a enlaces S-O, pero aún no se tiene una asignación precisa al pico  $1\,040\text{ cm}^{-1}$ . La banda a  $725\text{ cm}^{-1}$  generalmente es atribuida a cadenas de metileno con cuatro o más unidades, y se encuentra con frecuencia en las muestras de crudo, pero su intensidad varía según la fuente de petróleo. Se ha sugerido que la banda a  $740\text{ cm}^{-1}$  proviene de

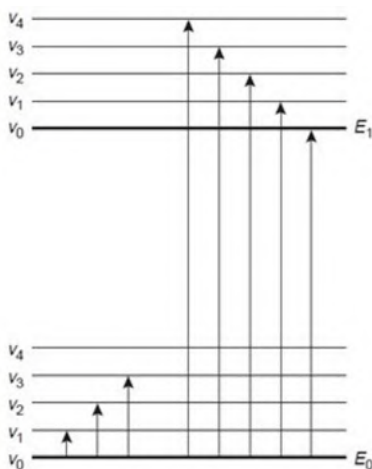
alquilbencenos, mientras que la banda  $1\,600\text{ cm}^{-1}$  corresponde a enlaces C-C aromáticos (Wilt *et al.*, 1998). En la figura 10.4 se puede apreciar el espectro IR de tres muestras distintas de coque de petróleo de base nafténica y parafínica sometidos a tratamiento térmico.

**Figura 10.4.** Espectro de infrarrojo muestras de asfaltenos residuales de petróleo.



Fuente: Imagen donada (sin publicar). Cortesía del Instituto tecnológico de Cd. Madero.

**Figura 10.5.** Diagrama energético mostrando la diferencia entre la absorción en el infrarrojo y la radiación UV-vis



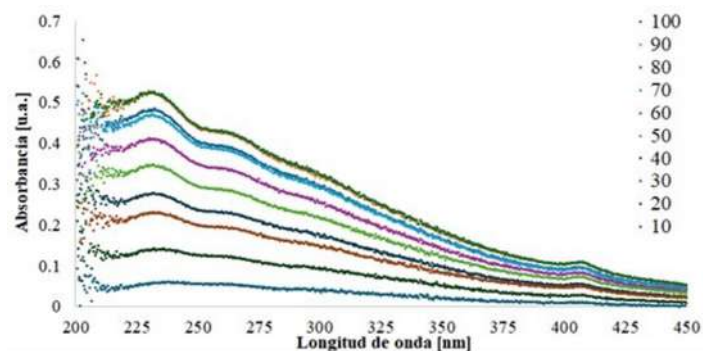
Fuente: elaboración propia.

## Espectroscopía UV-visible

Otra técnica espectroscópica ampliamente utilizada en la industria petrolera es la espectroscopía UV-visible (UV-Vis), cuyo principio de funcionamiento es análogo al de la espectroscopía infrarroja. No obstante, debido a la menor longitud de onda de la radiación UV-Vis, los fotones absorbidos interactúan a nivel electrónico con la muestra, específicamente con los electrones de valencia, es decir, aquellos ubicados en la capa más externa de los átomos y responsables de la formación de enlaces químicos. En el caso de los hidrocarburos presentes en muestras de crudo, la radiación UV-visible permite identificar patrones de absorción característicos, particularmente en la región ultravioleta, asociados a la presencia de electrones  $\pi$ . Estos electrones, al estar menos fuertemente enlazados entre los átomos de carbono, pueden ser excitados desde su estado fundamental ( $E_0$ ) hacia niveles de energía superiores. Esta transición electrónica da lugar a señales de absorbancia características en el espectro. Este fenómeno se puede observar en la figura 10.5, donde se puede observar que la radiación infrarroja no alcanza el nivel excitado  $E_1$ , mientras que la radiación UV-Vis sí lo hace.

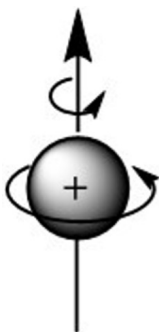
Los electrones  $\pi$  pueden encontrarse en moléculas aromáticas y en olefinas, por lo que la espectroscopía UV-Vis puede usarse en la determinación del tipo y grado de condensación de anillos aromáticos existentes en los crudos, principalmente en los presentes en los anillos nafténicos y policíclicos aromáticos de los asfaltenos. En la figura 10.6 se muestra un ejemplo de un espectro UV-vis de una serie de soluciones de crudo pesado en ciclohexano a concentraciones de 10 a 70 mg/L. En esta imagen, las señales a 230 nm de longitud de onda corresponden a compuestos bencénicos, la de 260 nm a compuestos nafténicos, y la señal a 410 nm (banda Soret) muestra señales de compuestos tipo porfirina enlazados a metales (estos compuestos contienen electrones  $\pi$ ).

**Figura 10.6.** Espectro UV-vis de asfaltenos distintas concentraciones. Cortesía: Instituto Tecnológico de Cd. Madero.



Fuente: elaboración propia.

**Figura 10.7.** El espín nuclear de un átomo genera un dipolo magnético



Fuente: elaboración propia.

## Resonancia magnética nuclear

Hasta ahora, las técnicas analíticas vistas se basan en la absorción de energía electromagnética cuando se alcanzan una brecha energética entre dos estados, ya sea vibratorios (espectroscopia infrarroja) o electrónicos (espectroscopía

UV-Vis). En el caso de la resonancia magnética nuclear (RMN), el proceso de absorción se alcanza cuando la energía del fotón incidente iguala la diferencia energética entre dos estados de espín de un núcleo atómico (giro).

Todos los núcleos atómicos tienen un espín nuclear relacionado, lo que quiere decir que giran, aunque algunos tienen un espín cero, y este número de espín está íntimamente relacionado con su masa y su número atómico.

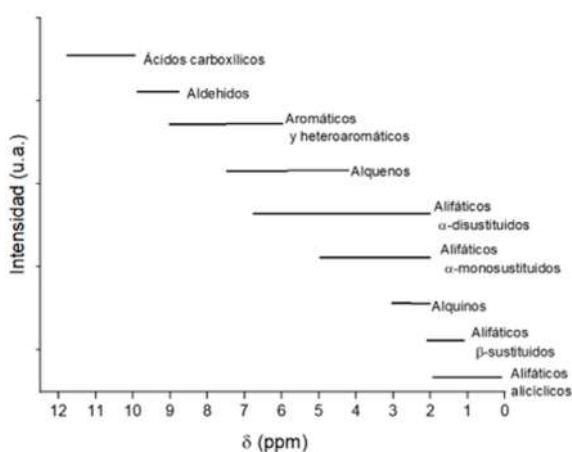
Para fines de caracterización de muestras de petróleo, los núcleos más importantes son el del hidrógeno ( $^1\text{H}$ ) y el carbono ( $^{13}\text{C}$ ), cuyo número cuántico de espín es de  $\frac{1}{2}$  en ambos casos. Los núcleos atómicos tienen la capacidad de formar campos magnéticos diminutos (figura 10.7), los cuales tienen la capacidad de formar una brecha energética en presencia de un campo magnético externo, es decir, un estado de menor energía, donde el espín del núcleo está alineado al campo magnético externo ( $B_0$ ) y a otro de mayor energía, donde el espín se opone a este campo. La diferencia entre estas dos energías es directamente proporcional a la fuerza del campo aplicado, y la absorción de la energía electromagnética (de radiofrecuencia) depende de la densidad de espines en el estado de menor energía. Es necesario que la separación de los estados de espín sea de al menos  $8 \times 10^{-5}$  KJ/mol; esto, de acuerdo con la Ec. 2, corresponde a una frecuencia de 200 MHz, la cual se encuentra en la región de radiofrecuencia.

De este modo, cada átomo tendrá una respuesta diferente a la fuerza de un campo magnético externo, incluso para isótopos de un mismo elemento. Por este hecho, los espectros de RMN son únicamente aplicables a un solo núcleo, por lo tanto, no se obtendrán señales de otro núcleo atómico en el mismo espectro. Los espectrómetros de RMN miden la absorción de la radiación de radiofrecuencia como consecuencia de la excitación del núcleo de un estado de energía menor a uno mayor. Existen dos maneras de detectar señales de radiofrecuencia en un espectrómetro de RMN: una consiste en mantener el campo magnético externo constante, variando únicamente la intensidad de la radiofrecuencia hasta igualar la diferencia de energía entre los dos estados de espín nuclear (espectrómetro de onda continua); la otra consiste en colocar la muestra en un campo magnético e irradiarla con una ráfaga de radiofrecuencia de corta duración (pulsos), lo que excita a todos los núcleos al mismo tiempo e induce señales eléctricas a medida que estos vuelven a su orientación original, produciendo una señal llamada

decaimiento de libre inducción (FID, por sus siglas en inglés). Las señales FID son posteriormente procesadas mediante la transformada de Fourier que, tras eliminar el ruido de fondo, produce señales que pueden interpretarse a partir de los patrones ya establecidos de los diferentes ambientes químicos de un átomo en particular. Por mucho, el átomo más utilizado como base para la caracterización de hidrocarburos es el hidrógeno, por ello, existe ya una gran cantidad de datos en tablas y en patrones espectrales que dan información valiosa del tipo de hidrógeno que se encuentra en una muestra en particular (*Nuclear Magnetic Resonance Spectroscopy*, s. f.).

Como ya se ha mencionado, el petróleo crudo comprende una mezcla extremadamente grande de compuestos orgánicos, por ello, algunos autores han subdividido el tipo de hidrógenos por categorías en aromáticos, hidrógenos adyacentes a anillos alifáticos, hidrógenos alifáticos lejos de un anillo aromático, hidrógenos nafténicos, hidrógenos metilénicos, hidrógeno terminal metílico, adyacente lejano a un anillo aromático (Liao *et al.*, 2021; Rakhmatullin *et al.*, 2022). Todos estos tipos de hidrógenos pueden ser determinados a partir de la integración del área bajo la curva de las señales obtenidas en el espectro de acuerdo a una distribución de acuerdo con la naturaleza del grupo químico al que pertenece, como se muestra en la figura 10.8.

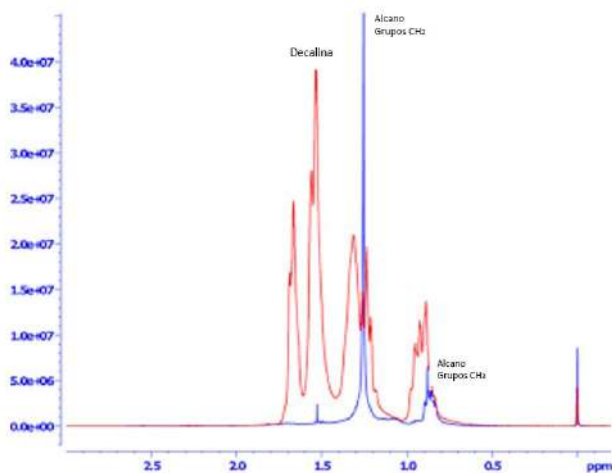
**Figura 10.8.** Intervalo de desplazamientos químicos por grupo funcional en compuestos orgánico



Fuente: elaboración propia.

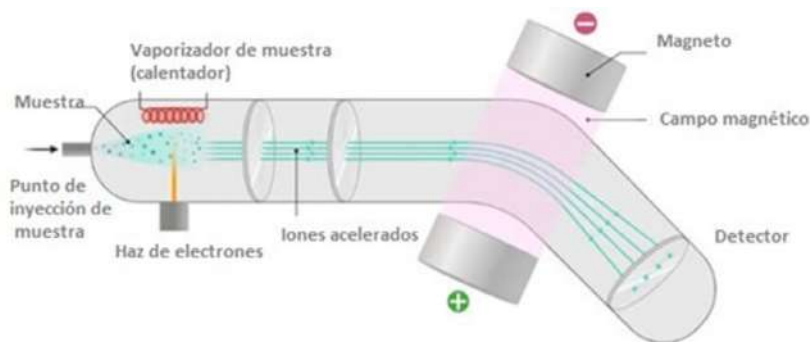
En la figura 10.9, que se ubica en la siguiente página, se puede ver el espectro de RMN de protón de una muestra de asfaltenos (fracción pesada de petróleo). Es posible observar que abundan las señales de aromáticos de y de alifáticos, tanto sustituidos como no sustituidos, y algunas señales de alquenos mezcladas con los aromáticos, que son propias de los compuestos de este tipo. Es importante considerar que la técnica de RMN es utilizada ampliamente para la caracterización de compuestos orgánicos puros debido a que la purificación permite obtener únicamente las señales de los hidrógenos de la molécula a investigar. En el caso de muestras de crudo, no es posible realizar una caracterización de este tipo debido a la naturaleza compleja de la mezcla; sin embargo, es posible inferir la composición del crudo mediante el análisis de las posiciones de las señales, como las vistas en el ejemplo anterior, y con ello determinar las proporciones de las áreas bajo las curvas correspondientes a distintos tipos de protones. Esto, junto con otras técnicas espectroscópicas, permite obtener indicios de la abundancia de ciertas fracciones en el crudo, como naftas, diésel, hidrocarburos ligeros y coque, entre otras (Carbognani *et al.*, 2000; Koots y Speight, 1975; Speight, J. G. (s. f.). *The chemistry and technology of petroleum* (5th ed.).

**Figura 10.9.** Espectro de RMN de protón de una muestra de asfaltenos



Fuente: Imagen donada (sin publicar). Cortesía del Instituto Tecnológico de Cd. Madero.

**Figura 10.10.** Diagrama esquemático del mecanismo de un espectrómetro de masas



Fuente modificada de: <https://microbenotes.com/mass-spectrometry-ms-principle-working-instrumentation-steps-applications/>

## Espectrometría de masas

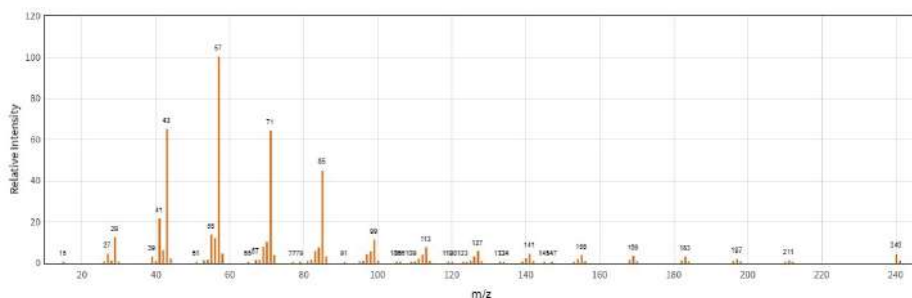
Esta técnica de análisis químico no corresponde propiamente a un método de absorción de radiación electromagnética, en el cual la muestra experimenta únicamente transiciones energéticas. Por el contrario, en este caso la muestra es ionizada y fragmentada mediante el impacto de un haz de electrones de alta energía (al menos 10 eV), lo que conduce a su descomposición durante el análisis (Hiraoka, 2013; Williams, 1997). Los electrones, emitidos desde un filamento incandescente —generalmente de tungsteno (W) o renio (Re)—, colisionan con la muestra orgánica, produciendo un impacto de suficiente energía para expulsar uno de sus electrones.

Este proceso genera simultáneamente la ionización de la molécula y su fragmentación en diversas especies de menor tamaño. El primer catión, formado por la extracción de un electrón de la molécula, es llamado ion molecular, el cual es posteriormente fragmentado formando sucesivamente un catión orgánico y un radical de naturaleza neutra. Posteriormente, las partículas cargadas son aceleradas por medio de un campo magnético hasta la región de detección (figura 10.10). Estos fragmentos catiónicos son los responsables de generar las señales presentes en un espectro de masas, las cuales dependen de una relación fundamental que es la masa-carga

( $m/z$ ). Esta relación se entiende como la masa real del fragmento dada la insignificancia de la masa del electrón respecto al total de éste. Los espectros de masas relacionan la intensidad del haz de electrones con las proporciones  $m/z$  de los diferentes fragmentos generados en un gráfico tipo barras (Hiraoka, 2013).

La espectroscopia de masas ofrece una fuerte capacidad para determinar la identidad de muchos compuestos debido a que los patrones de fragmentación son particulares para cada muestra y ninguno es repetible; sin embargo, normalmente los resultados se muestran como un porcentaje de probabilidad derivado de cierta similitud con otros patrones.

**Figura 10.11.** Espectro de masas de dos muestras de hidrocarburos isómeros *n*-hexadecano y 5-metil-pentadecano



Fuente: Imagen donada (sin publicar) . Silverstein, R. M. (2005). Spectrometric identification of organic compounds (7th ed.). John Wiley y Sons.

En la figura 10.11 se muestra, por ejemplo, la imagen del espectro de masas del *n*-hexadecano y del 5-metil-pentadecano. Ambos son compuestos isoméricos cuya fórmula condensada es  $C_{16}H_{34}$ , los cuales se encuentran presentes principalmente en la fracción de petróleo en el rango del combustible diésel. Cabe destacar que, aunque se trata de dos isómeros, sus patrones de fragmentación molecular difieren lo suficiente para poder diferenciar uno del otro de modo simple, a pesar de que el pico de ion molecular es el mismo (226). Las proporciones de picos restantes son debidas a la abundancia isotópica del C y H en cada muestra, y la posición dependerá de la estabilidad de cada fragmento catiónico obtenido de la colisión del haz de electrones con la muestra. En la industria petrolera, la espectrometría de masas representa

una herramienta poderosa para la caracterización de ciertos derivados del crudo aunque, por lo general, debe acoplarse a un cromatógrafo que permita separar los componentes de la muestra antes de su análisis en el espectrómetro de masas, ya que es imprescindible que cada analito tenga la pureza suficiente para identificarlo adecuadamente (las técnicas cromatográficas serán abordadas en la siguiente sección).

Una limitante adicional es que únicamente muestras que sean lo suficientemente estables hasta temperaturas de alrededor de 300 °C pueden ser adecuadamente identificadas puesto que las muestras que se descomponen pasada esa temperatura no podrían identificarse de manera adecuada, ya que sólo se obtendrían los patrones de fragmentación de los productos de descomposición.

## **Métodos cromatográficos de análisis**

Las técnicas de separación son esenciales en el análisis químico de los componentes del petróleo ya que, por medio de estas, se puede tener un panorama más preciso de la identidad de los diferentes componentes existentes en una muestra de crudo. Esto facilita su posterior procesamiento, lo cual ayuda a la toma de decisiones en las operaciones de extracción, transporte y refinación del crudo. Las técnicas cromatográficas se conocen desde hace más de un siglo, y el nombre de cromatografía se debe a que Mikhail Tswett utilizó por primera vez la técnica para separar una mezcla de pigmentos usando una columna empacada de carbonato de calcio y éter de petróleo como fase móvil (Engelhardt, 1979).

El principio de funcionamiento de la cromatografía es simple. La mezcla problema, compuesta por sustancias de distinta naturaleza, presenta diferentes afinidades por un material específico denominado fase estacionaria, que en el caso de Tswett correspondía al carbonato de calcio. La fase móvil es el medio por el cual la muestra problema es transportada y contactada con la fase estacionaria que, en el caso del experimento de Tswett, se trató de éter de petróleo. Al hacer contacto, las distintas afinidades de los compuestos orgánicos con la fase estacionaria hicieron que cada material permaneciera en contacto con dicha fase por tiempos

definidos, lo cual hizo que, a medida que la muestra recorría dicha fase, los diferentes componentes se separasen y eluyeran de la fase estacionaria a diferentes tiempos. Con el tiempo, la técnica fue evolucionando hasta llegar a lo que ahora conocemos como las diferentes técnicas cromatográficas (cromatografía de gases, de líquidos, de permeación en gel, de intercambio iónico, etc.). Nuestro propósito no es describir con detalle cada una de estas técnicas, sino describir la razón de por qué son esenciales en la industria del petróleo.

Como se ha mencionado, existen diversas variantes de las técnicas cromatográficas, dependiendo de la naturaleza de la fase móvil y estacionaria, así como del tipo de interacción entre el analito y la fase estacionaria. Por ejemplo, en la cromatografía de líquidos (LC, por sus siglas en inglés) (Dolan y Snyder, 2013), la fase móvil debe estar en esta fase, en cambio, en la de gases (GC, por sus siglas en inglés), éste es el estado físico de la fase móvil (Berezkin *et al.*, 1977; Blumberg, 2021). Las técnicas de cromatografía de líquidos se subdividen a su vez en: cromatografía de permeación en gel (GPC), o cromatografía de exclusión de tamaños, cromatografía de intercambio iónico (IEX), o cromatografía por adsorción (AC).

En el caso de la técnica GC, ésta resulta muy útil para identificar componentes ligeros de mezclas de petróleo. En esta técnica es posible utilizar estándares identificables por el tiempo de retención (tiempo requerido para que el analito atraviese toda la columna, es decir, la fase estacionaria empacada, bajo las condiciones experimentales dadas), logrando identificar la existencia o no de dicho componente en la mezcla a analizar.

Por otro lado, el acoplamiento de un cromatógrafo de gases a un espectrómetro de masas (GC-MS) permite la identificación de los componentes de una muestra de hidrocarburos mediante el análisis de sus patrones de fragmentación (véase la sección de espectrometría de masas), los cuales se comparan con los registros disponibles en las bibliotecas espectrales de los equipos (Harvey, 2021); sin embargo, tal como ocurre con la espectrometría de masas, la identificación de los componentes presentes en los residuos de petróleo conlleva diversos problemas, entre los que se encuentran la poca volatilidad de dichos compuestos y su tendencia a ser adsorbidos por la fase estacionaria, por lo que su identificación por métodos cromatográficos es limitada. Por otro lado, la gran complejidad

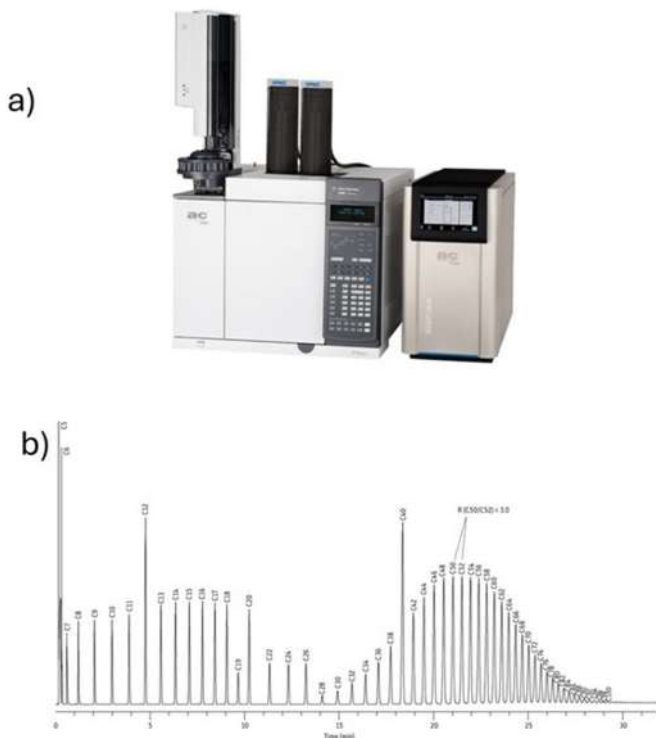
de las mezclas de hidrocarburos, donde existen componentes de muy similares propiedades, hace complicado muchas veces su separación por las técnicas cromatográficas a causa de sus tiempos de elución tan similares.

Debido a esto, es necesario recurrir a un previo fraccionamiento por otras técnicas para reducir la complejidad de dicha muestra. La técnica GC puede determinar la distribución de parafinas en todo el rango de destilación del petróleo por medio de una previa separación mediante una destrucción con ácido fluorhídrico. Esto permite determinar la distribución de *n*-parafinas en un amplio rango de puntos de ebullición (170-500 °C). Los equipos de cromatografía de gases o líquidos son ampliamente utilizados en refinerías, muchas veces son incluso usados en modo automático.

Una técnica cromatográfica ampliamente utilizada es la de simulación destilada (SIMDIS). Esta técnica, como su nombre lo indica, simula una destilación fraccionada de petróleo, pero a una escala mucho más pequeña, requiriendo menos de medio mililitro de muestra (Green *et al.*, 1964; Peaden, 1994; Worman y Green, 1965). En esta técnica, se integran los incrementos del área total del cromatograma y se correlacionan con los puntos de ebullición de los componentes presentes en cada intervalo. Dichos valores se estiman a partir de los puntos de ebullición de *n*-parafinas estandarizadas disponibles en bases de datos, lo que permite generar una distribución de puntos de ebullición simulados. De este modo, es posible determinar, previo a la destilación real, la distribución de los puntos de ebullición con alta precisión, lo que representa una herramienta de gran valor para la toma de decisiones en los procesos de refinación de un crudo específico. En la figura 10.12a se muestra un equipo de destilación simulada y, en la figura 10.12b, un reporte de una muestra de crudo sometida al procedimiento de destilación simulada.

Como toda técnica de análisis, la destilación simulada conlleva ciertas limitantes como, por ejemplo, el hecho de que algunas muestras contienen compuestos de baja resistencia térmica, descomponiéndose a temperaturas de alrededor de 350 °C o incluso menores en casos de algunos crudos, lo que hace que algunas temperaturas de ebullición sean confundidas con las de componentes reales y, por lo tanto, la identificación inexacta. A pesar de ello, SIMDIS es una técnica ampliamente utilizada en el sector petrolero.

**Figura 10.12.** a) equipo de destilación simulada,  
b) reporte de destilación simulada de una muestra de crudo



Fuente: Imagen de internet (acceso libre). [https://www.restek.com/global/en/chromatogram-detail/GC\\_PC1308](https://www.restek.com/global/en/chromatogram-detail/GC_PC1308).

Incluso se encuentra estandarizada mediante las normas ASTM D2887 (*D2887 Standard Test Method for Boiling Range Distribution of Petroleum Fractions by Gas Chromatography*, s. f.) y D3710 (*Standard Test Method for Boiling Range Distribution of Gasoline and Gasoline Fractions by Gas Chromatography*, s. f.), alcanzando el límite superior de ebullición de hasta 540 °C. Otras técnicas usadas, aunque no en la medida de la cromatografía de gases, son la cromatografía de permeación en gel (GPC por sus siglas en inglés) y la cromatografía de intercambio iónico (IEC).

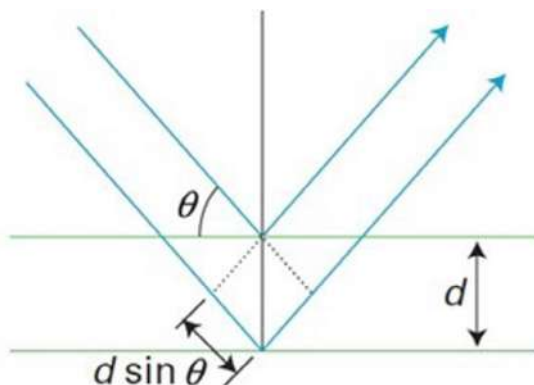
La primera utiliza un principio distinto a la GC, ya que separa el analito por tamaños moleculares, utilizando columnas empacadas con geles de poros variables. Al inyectar la muestra, las moléculas más grandes pasarán primero, debido a su tamaño, mientras que las más pequeñas tendrán tiempos de retención más amplios, permitiendo la separación y la detección por medio de propiedades como el índice refractivo y la absorción UV (Crucello *et al.*, 2021). Esto permite obtener una representación de la distribución de pesos moleculares de la muestra mediante el uso de estándares conocidos. Sin embargo, dado que las muestras de crudo contienen tanto compuestos polares como no polares, esta metodología presenta limitaciones. En particular, la fuerza de interacción con la fase estacionaria aumenta con la polaridad, lo que puede introducir errores en la determinación, ya que la relación lineal entre el peso molecular promedio ( $M_n$ ) y el volumen de elución ( $V_e$ ) puede verse afectada. Además, la falta de estándares adecuados para algunos de los constituyentes pesados del crudo puede ser motivo de otra limitante en la operación de experimentos GPC del petróleo (Coleman *et al.*, 1969; Gellerstedt, 1992). Finalmente, la cromatografía de intercambio iónico (IEC) está dirigida a la separación de componentes ácidos y básicos por medio del uso de resinas de intercambio iónico a partir de zeolitas, resinas poliméricas, o polisacáridos (Cummins *et al.*, 2017). De este modo, es posible atrapar e identificar componentes que contienen nitrógeno por intercambio catiónico, por ejemplo, y determinar la concentración de éste en muestras de petróleo. Estos compuestos de nitrógeno representan un problema en los procesos de refinación debido a su poder acomplejante con los metales, lo que representa una capacidad catalítica inhibida de los catalizadores de craqueo, hidro craqueo, entre otros, además de la formación de gomas y la formación de óxidos de nitrógeno nocivos para el ambiente.

## Difracción de rayos X

Una técnica analítica que usa también el espectro electromagnético (figura 10.2) es la difracción de rayos X (Suryanarayana y Norton, 1998). Esta técnica analítica es ampliamente utilizada para el análisis de sólidos inorgánicos; sin embargo, también permite obtener información sobre ciertos compuestos

orgánicos presentes en el petróleo, particularmente los asfaltenos. Como se ha mencionado previamente, estos son compuestos sólidos laminares de naturaleza poliaromática, cuya estructura les confiere la capacidad de presentar cierto grado de ordenamiento estructural (Sadeghtabaghi *et al.*, 2021). El análisis por rayos X se basa en el principio de que este tipo de energía electromagnética puede interactuar fácilmente con los electrones de los átomos y la interacción es mayor cuando el átomo posee una mayor cantidad de ellos en sus órbitas. El fenómeno de la difracción es esencialmente una dispersión de radiación causada por el cambio de energía provocado por los electrones de los átomos cuando estos reaccionan al estímulo de una onda electromagnética. En el caso de una superficie cristalina, ésta dispersión es equivalente a una reflexión desde dos planos paralelos de átomos separados a una distancia constante  $d$  y, cuando la reflexión ocurre a un mismo ángulo ( $\theta$ ), se produce un máximo de intensidad de la difracción entre las ondas de longitud de onda  $\lambda$  (figura 10.13).

**Figura 10.13.** Fenómeno de difracción de rayos X entre dos planos paralelos de una superficie cristalina



Fuente: Imagen donada (sin publicar).

Esta relación entre la distancia de los dos planos cristalinos, el ángulo de difracción y la longitud de onda de la radiación incidente está dada por la ecuación (3):

$$2d \sin\theta = n\lambda \quad (\text{Ec. 3})$$

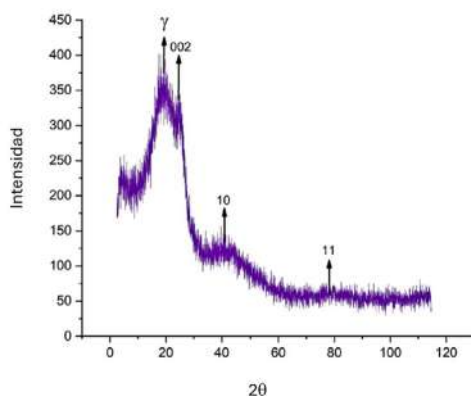
Donde  $n$  es un entero. Como se ha mencionado, un átomo puede dispersar los rayos X en función del número de electrones que posea y la intensidad de dicha dispersión es proporcional al cuadrado de ese número, así que el patrón de difracción resultante estará en función del tipo de átomos presentes. Los difractogramas son registrados, entonces, como un trazo de esa intensidad contra el ángulo de difracción ( $2\theta$ ), utilizando un equipo de difracción de rayos X.

En el caso de los derivados de petróleo, los patrones de difracción suelen ser difusos en comparación con los obtenidos para muestras cristalinas. Esto debido al menor ordenamiento entre planos cristalográficos. A pesar de ello, cierta información puede ser determinada a partir del espectro de difracción de una muestra de crudo, especialmente de residuos sólidos. Por ejemplo, es posible determinar el nivel de aromaticidad de una muestra de asfaltenos al utilizar la ecuación 4:

$$f_A = \frac{c_{Ar}}{c_{tot}} = A_{002} / (A_{002} + A_y) \quad (\text{Ec. 4})$$

Donde  $A_{002}$  representa las áreas bajo la curva de los picos respectivos, es decir, aquel en los planos cristalográficos (002), banda de grafeno, y  $A_y$  la correspondiente a la banda de alifáticos. Estas aparecen a  $25^\circ$  y  $20^\circ$  ( $2\theta$ ), respectivamente (figura 10.14).

**Figura 10.14.** *Difractograma de una muestra de asfaltenos*



Fuente: Imagen donada (sin publicar). Cortesía del Instituto Mexicano del Petróleo.

Utilizando una variante a la ecuación de Bragg (Ec. 2) también es posible determinar la distancia entre dos capas de asfaltenos presentes en una muestra, de acuerdo con investigaciones de algunos autores. Incluso es posible determinar la estructura de micelas de asfaltenos y, mediante variantes como la dispersión de rayos X a bajo ángulo, realizar mediciones del tamaño de partícula, así como del espaciado molecular en muestras de asfaltenos. Los resultados obtenidos mediante estas técnicas muestran buena concordancia con los reportados por otros métodos analíticos, como la cromatografía de permeación en gel (GPC) (Carbognani *et al.*, 2000; Sadeghtabaghi *et al.*, 2021; Wen *et al.*, 1978).

## **Análisis físico del petróleo**

Este tipo de análisis se trata de una prueba preliminar donde se describen, con un alto nivel de precisión, la calidad del petróleo crudo y sirven como indicativo del comportamiento de dicho crudo durante su procesamiento en los procesos de refinación. Esto se puede llevar a cabo directamente por muestreo desde el pozo productor mediante el protocolo descrito en el estándar ASTM D4057 (*Standard Practice for Manual Sampling of Petroleum and Petroleum Products*, s. f.).

El ensayo de crudo es llevado a cabo, principalmente, para determinar si cada lote recibido de crudo es adecuado para los propósitos de refinación, así como para determinar si durante los procesos de recuperación, almacenamiento y transporte ocurrió alguna contaminación con un agente externo. Las propiedades básicas que se inspeccionan son: gravedad API (densidad), contenido de azufre, punto de fluidez y el rango de destilación (volatilidad); sin embargo, un ensayo completo incluye: el rendimiento de residuos de carbono, contenido de metales y viscosidad y cualquier otra prueba designada requerida para comprender las propiedades y el comportamiento del crudo, como son: presión de vapor Reid, punto de anilina, análisis elemental, tensión interfacial y superficial (Shishkova *et al.*, 2022; Tirado *et al.*, 2023; Watt y Roussis, 2006).

Otras propiedades físicas contempladas, en cuanto a su comportamiento térmico, son: calor específico, calor latente, entalpía, conductividad térmica,

calor de combustión, relaciones presión-volumen temperatura (análisis PVT); propiedades eléctricas como: conductividad eléctrica, constante dieléctrica, fuerza dieléctrica, electrificación estática, pérdida dieléctrica, así como propiedades ópticas como: índice refractivo y actividad óptica. El resultado se resume en el ensayo de inspección, el cual puede ser más detallado si se incluyen elementos como la viscosidad, contenido de sal, de agua y sedimentos, así como de metales o haluros orgánicos. Estas pruebas se conjugan con los análisis comprensivos para determinar la idoneidad de cierto crudo para su procesamiento en una refinería en particular. Esta información es valiosa para que los refinadores puedan tomar decisiones acertadas sobre la calidad y el rendimiento de la producción de productos refinados, así como el impacto económico y ambiental de los procesos de refinación adaptados a cierto crudo.

## Conclusiones y perspectivas

Si bien existe ya toda una ciencia respecto a las técnicas de caracterización de crudo, la literatura muestra que la investigación aún continúa. A pesar de que la humanidad está mostrando cada vez más interés en las energías renovables, el cambio de los combustibles fósiles hacia las fuentes menos contaminantes no será repentino, sino que tomará años lograr la completa conversión hacia las fuentes de energía no petroleras. Por ello, es importante conocer los avances en las técnicas de caracterización del petróleo que permitan a los productores tomar las mejores decisiones en cuanto a la aplicación de los derivados de este. Sabemos que, gracias al petróleo, también contamos con productos petroquímicos, originados de algunos gases, y compuestos aromáticos, los cuales dan lugar a productos como polímeros, resinas, fibras sintéticas, elastómeros, lubricantes, disolventes, detergentes, adhesivos, entre otros. Estos materiales no pueden ser sustituidos fácilmente por otros de origen distinto al petróleo. Por ello, la caracterización del crudo resulta fundamental para esta industria, ya que, aunque es posible que los combustibles dejen de producirse a partir del petróleo en el futuro, no ocurre lo mismo con los productos petroquímicos, los cuales son indispensables en la vida cotidiana. Debido a esto, conocer las diferentes técnicas analíticas

aplicadas a la caracterización del crudo resulta esencial para los profesionales de la industria de los hidrocarburos. Se invita al lector a conocer más sobre cada una de ellas mediante la literatura sugerida.

## Referencias

- Silverstein, R. M. (2005). *Spectrometric identification of organic compounds* (7th ed.). John Wiley y Sons.
- Berezkin, V. G., Alishoyev, V. R., y Nemirovskaya, I. B. (Eds.). (1977). Chapter 1 Basic principles of gas chromatography. En *Journal of Chromatography Library* (Vol. 10, pp. 1-31). Elsevier. [https://doi.org/10.1016/S0301-4770\(08\)60223-7](https://doi.org/10.1016/S0301-4770(08)60223-7)
- Blumberg, L. M. (2021). Chapter 2—Theory of gas chromatography. En C. F. Poole (Ed.), *Gas Chromatography (Second Edition)* (pp. 19-97). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-820675-1.00026-5>
- Carbognani, L., Espidel, J., e Izquierdo, A. (2000). Chapter 13 Characterization of Asphaltenic Deposits from Oil Production and Transportation Operations. En *Developments in Petroleum Science* (Vol. 40, pp. 335-362). Elsevier. [https://doi.org/10.1016/S0376-7361\(09\)70284-5](https://doi.org/10.1016/S0376-7361(09)70284-5)
- Coleman, H. J., Hirsch, D. E., y Dooley, J. E. (1969). Separation of crude oil fractions by gel permeation chromatography. *Analytical Chemistry*, 41(6), 800-804. <https://doi.org/10.1021/ac60275a028>
- Crucello, J., de Aguiar Porto, N., Carvalho, R. M., de Andrade Ferreira, A., Carbonezi, C. A., y Hantao, L. W. (2021). Chapter 25—Petrochemical applications of gas chromatography. En C. F. Poole (Ed.), *Gas Chromatography (Second Edition)* (pp. 655-673). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-820675-1.00002-2>
- Cummins, P. M., Rochfort, K. D., y O'Connor, B. F. (2017). Ion-Exchange Chromatography: Basic Principles and Application. En D. Walls & S. T. Loughran (Eds.), *Protein Chromatography: Methods and Protocols* (pp. 209-223). Springer. [https://doi.org/10.1007/978-1-4939-6412-3\\_11](https://doi.org/10.1007/978-1-4939-6412-3_11)
- ASTM International. (s. f.). D2887: Standard test method for boiling range distribution of petroleum fractions by gas chromatography. <https://store.astm.org/d2887-22e01.html>
- Dolan, J. W., y Snyder, L. R. (2013). Chapter 12—Theory and Practice of Gradient Elution Liquid Chromatography. En S. Fanali, P. R. Haddad, C. F. Poole, P. Schoenmakers, & D. Lloyd (Eds.), *Liquid Chromatography* (pp. 269-282). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-415807-8.00012-2>
- Engelhardt, H. (1979). Fundamentals of Chromatography. En H. Engelhardt (Ed.), *High Performance Liquid Chromatography* (pp. 6-31). Springer. [https://doi.org/10.1007/978-3-642-67064-0\\_2](https://doi.org/10.1007/978-3-642-67064-0_2)
- Gellerstedt, G. (1992). Gel Permeation Chromatography. En S. Y. Lin y C. W. Dence (Eds.), *Methods in Lignin Chemistry* (pp. 487-497). Springer Berlin Heidelberg. [https://doi.org/10.1007/978-3-642-74065-7\\_34](https://doi.org/10.1007/978-3-642-74065-7_34)

- Green, L. E., Schmauch, L. J., y Worman, J. C. (1964). Simulated Distillation by Gas Chromatography. *Analytical Chemistry*, 36(8), 1512-1516. <https://doi.org/10.1021/ac60214a023>
- Harvey, D. J. (2021). Chapter 14—Mass spectrometric detectors for gas chromatography. En C. F. Poole (Ed.), *Gas Chromatography (Second Edition)* (pp. 399-424). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-820675-1.00022-8>
- Hiraoka, K. (Ed.). (2013). *Fundamentals of Mass Spectrometry*. Springer. <https://doi.org/10.1007/978-1-4614-7233-9>
- Hofmann, A. (2018). Interactions of Matter with Radiation. En A. Hofmann (Ed.), *Physical Chemistry Essentials* (pp. 357-414). Springer International Publishing. [https://doi.org/10.1007/978-3-319-74167-3\\_13](https://doi.org/10.1007/978-3-319-74167-3_13)
- Institute of Petroleum. (s. f.). Publication index. National Building Specification (NBS). <https://www.thenbs.com/publicationindex/documents?Pub=IOP>
- Koots, J. A., y Speight, J. G. (1975). Relation of petroleum resins to asphaltenes. *Fuel*, 54(3), 179-184. [https://doi.org/10.1016/0016-2361\(75\)90007-1](https://doi.org/10.1016/0016-2361(75)90007-1)
- Liao, G.-Z., Chen, W.-L., Zong, F.-R., Deng, F., Liu, H.-B., Wu, B.-S., Liu, W., Sun, Z., y Luo, S.-H. (2021). NMR fluid analyzer applying to petroleum industry. *Petroleum Science*, 18(1), 54-91. <https://doi.org/10.1007/s12182-020-00529-8>
- Wiley. (s. f.). Nuclear magnetic resonance spectroscopy: An introduction to principles, applications, and experimental methods (2nd ed.). <https://www.wiley.com/en-us/Nuclear+-Magnetic+Resonance+Spectroscopy%3A+An+Introduction+to+Principles%2C+Applications%2C+and+Experimental+Methods%2C+2nd+Edition-p-9781119295235>
- Organic Molecules. (2004). En *Infrared Spectroscopy: Fundamentals and Applications* (pp. 71-93). John Wiley and Sons, Ltd. <https://doi.org/10.1002/0470011149.ch4>
- Peadar, P. A. (1994). Simulated distillation of petroleum and its products by gas and supercritical fluid chromatography: A review. *Journal of High Resolution Chromatography*, 17(4), 203-211. <https://doi.org/10.1002/jhrc.1240170404>
- Rakhmatullin, I. Z., Efimov, S. V., Klochkov, V. V., y Varfolomeev, M. A. (2022). Nuclear Magnetic Resonance Characterization of Petroleum. En *Encyclopedia of Analytical Chemistry* (pp. 1-9). John Wiley & Sons, Ltd. <https://doi.org/10.1002/9780470027318.a1828.pub2>
- Rechnitz, G. A. (1965). Analytical chemistry: An introduction (Skoog, Douglas A.; West, Donald M.). *Journal of Chemical Education*, 42(11), 634. <https://doi.org/10.1021/ed042p634.2>
- Sadeghtabaghi, Z., Rabbani, A. R., y Hemmati-Sarapardeh, A. (2021). A review on asphaltene characterization by X-ray diffraction: Fundamentals, challenges, and tips. *Journal of Molecular Structure*, 1238, 130425. <https://doi.org/10.1016/j.molstruc.2021.130425>
- Shishkova, I., Stratiev, D., Kolev, I. V., Nenov, S., Nedanovski, D., Atanassov, K., Ivanov, V., y Ribagin, S. (2022). Challenges in Petroleum Characterization—A Review. *Energies*, 15(20), Article 20. <https://doi.org/10.3390/en15207765>
- Spectral Analysis. (2004). En *Infrared Spectroscopy: Fundamentals and Applications* (pp. 45-70). John Wiley & Sons, Ltd. <https://doi.org/10.1002/0470011149.ch3>

- ASTM International. (s. f.). Standard practice for manual sampling of petroleum and petroleum products. <https://store.astm.org/d4057-22.html>
- ASTM International. (s. f.). Standard test method for boiling range distribution of gasoline and gasoline fractions by gas chromatography. <https://store.astm.org/d3710-95r04.html>
- Suryanarayana, C., y Norton, M. G. (1998). *X-Ray Diffraction*. Springer US. <https://doi.org/10.1007/978-1-4899-0148-4>
- Speight, J. G. (s. f.). The chemistry and technology of petroleum (5th ed.). Routledge. <https://www.routledge.com/The-Chemistry-and-Technology-of-Petroleum/Speight/p/book/9781439873892>
- Tirado, A., Félix, G., Trejo, F., Varfolomeev, M. A., Yuan, C., Nurgaliev, D. K., Sámano, V., y Ancheyta, J. (2023). Properties of Heavy and Extra-Heavy Crude Oils. En *Catalytic In-Situ Upgrading of Heavy and Extra-Heavy Crude Oils* (pp. 1-38). John Wiley & Sons, Ltd. <https://doi.org/10.1002/9781119871507.ch1>
- Watt, M. R., y Roussis, S. G. (2006). Crude Assay. En C. S. Hsu y P. R. Robinson (Eds.), *Practical Advances in Petroleum Processing* (pp. 103-116). Springer. [https://doi.org/10.1007/978-0-387-25789-1\\_3](https://doi.org/10.1007/978-0-387-25789-1_3)
- Wen, C. S., Chilingarian, G. V., y Fu Yen, T. (1978). Chapter 7 Properties and Structure of Bitumens. En *Developments in Petroleum Science* (Vol. 7, pp. 155-190). Elsevier. [https://doi.org/10.1016/S0376-7361\(08\)70066-9](https://doi.org/10.1016/S0376-7361(08)70066-9)
- Williams, D. A. (1997). Chapter 3 Fundamentals of mass spectrometry. En T. R. Browne (Ed.), *Pharmacochemistry Library* (Vol. 26, pp. 19-45). Elsevier. [https://doi.org/10.1016/S0165-7208\(97\)80150-X](https://doi.org/10.1016/S0165-7208(97)80150-X)
- Wilt, B. K., Welch, W. T., y Rankin, J. G. (1998). Determination of Asphaltenes in Petroleum Crude Oils by Fourier Transform Infrared Spectroscopy. *Energy & Fuels*, 12(5), 1008-1012. <https://doi.org/10.1021/ef980078p>
- Worman, J. C., y Green, L. E. (1965). Simulated Distillation of High Boiling Petroleum Fractions. *Analytical Chemistry*, 37(12), 1620-1621. <https://doi.org/10.1021/ac60231a606>



## ro de la producción de combustibles fósiles y los petroquímicos

## Introducción

Alcanzar el objetivo de 2 °C implica un presupuesto de carbono estricto de un máximo de 900 000 millones de toneladas de emisiones de CO<sub>2</sub> del sistema energético entre hoy y finales de siglo. Por lo tanto, una transición energética de 2 °C implicaría una reducción significativa del uso de combustibles fósiles, con diferentes trayectorias para el carbón, el petróleo y el gas. En este contexto, los combustibles fósiles deberían considerarse un recurso escaso y su uso debería concentrarse en aplicaciones de alto valor y con alternativas limitadas, especialmente en la industria (Edenhofer y Seyboth, 2013; Hannah, 2011).

Para 2050, se espera que el 80 % de la producción de energía a nivel mundial provenga de energías renovables de cero emisiones, es decir, del uso del gas y derivados del petróleo a sistemas energéticos limpios y sostenibles como la energía eólica, solar, geotérmica, mareomotriz, entre otras. A pesar de ello, en el caso del transporte, la gasolina continuará teniendo un papel primordial durante, al menos, los siguientes 25 años; sin embargo, la necesidad de contrarrestar los efectos climáticos de la concentración de CO<sub>2</sub> en la atmósfera harán imperativo el uso de tecnologías de propulsión libres de emisiones. Esto provocará un aumento en el consumo de vehículos impulsados por combustibles cero emisiones, como los propulsados con baterías de iones de litio (LIB, por sus siglas en inglés), de hidrógeno, amoníaco, o por aquellos que funcionan con combustibles de bajas, como bio-gasolina, biodiésel, bio-alcoholes que, en su conjunto, conforman los llamados biocombustibles (Cherwoo *et al.*, 2023; Malik *et al.*, 2024).

Por otro lado, la demanda de productos químicos subyace a la demanda de los servicios que prestan, como el sustento, la movilidad y el confort térmico. Estos servicios abarcan tanto las necesidades humanas universales como el deseo de la población mundial de mejorar su nivel de vida. Por ejemplo, los fertilizantes se utilizan para aumentar la absorción de nutrientes vitales por parte de las plantas, incrementando así el rendimiento agrícola y la fiabilidad de los cultivos. Los plásticos se utilizan en todo el sistema alimentario mundial para el transporte, la conservación y el consumo. Los envases de plástico, muchos de los cuales se utilizan para alimentos y, cada vez más, para bebidas, constituyen el mayor componente de la demanda de

plásticos de un solo uso, representando aproximadamente el 36 % a nivel mundial (Wishart, 1978).

A medida que las personas viven más y disfrutan de un mejor nivel de vida, es probable que consuman más de los productos antes mencionados. Además, facilitar un futuro más sostenible depende cada vez más de los productos del sector químico. Por ejemplo, la reducción del peso total de los vehículos, una estrategia para reducir el consumo de combustible, se ve respaldada por la integración de materiales plásticos. Los materiales de aislamiento modernos que reducen la demanda de calefacción y refrigeración en los edificios también tienen un fuerte componente químico. Como es de esperarse, los productos químicos tienen un impacto ambiental, tanto en su producción como después de su uso, donde muchos de ellos no son reciclados y terminan formando parte de los ecosistemas terrestres y marinos. Al depositarse en las vías fluviales, los plásticos, fertilizantes y otros productos causan daños a los ecosistemas marinos. Esta sección está dedicada a discutir los aspectos más sobresalientes relacionados a las fuentes alternativas a los combustibles fósiles, sus principales características y ventajas con relación a las fuentes petrolíferas. Por otro lado, se detallan los aspectos más sobresalientes de la industria petroquímica, los petroquímicos más importantes y los derivados de ellos, así como las perspectivas de esta vital industria en el futuro, en especial respecto a su potencial de desarrollo sostenible (Dey *et al.*, 2023; Zhang *et al.*, 2024).

## Los combustibles alternativos

La creciente demanda energética de la sociedad moderna ha impulsado a los investigadores a explorar diversas alternativas para generar energía sin aumentar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). En el sector del transporte terrestre, esto ha llevado a un cambio gradual hacia la electrificación de los sistemas de propulsión en sustitución de los motores de combustión interna (MCI). No obstante, ofrecer opciones para reducir los GEI procedentes de los MCI a corto y medio plazo seguirá siendo fundamental para cumplir los objetivos globales de emisiones mientras se produce la eliminación paulatina de los vehículos de combustión. Los combustibles bajos

en carbono (LCF, por sus siglas en inglés) pueden servir como alternativa si se logra la neutralidad o la compensación de carbono. Además, estos combustibles podrían servir como almacenamiento intermedio de energía para fuentes de energía renovables donde, posteriormente, podrían utilizarse para generar electricidad para cualquier aplicación o para vehículos eléctricos. Este sentido, los combustibles alternativos, como los biocombustibles o los combustibles sintéticos, requieren una producción sostenible que cumpla con las regulaciones para evitar daños a la biodiversidad y garantizar la reducción de GEI. Por ello, es importante analizar cómo los LCF pueden ofrecer ventajas en el consumo de combustible y la reducción de emisiones, dependiendo de las características del combustible y los procesos de combustión, lo que podría afectar el rendimiento y la escalabilidad de cada motor según el tipo de combustible (Ramadhas, 2016; Sandaka y Kumar, 2023).

### **Combustibles bajos en carbono**

Considerando que el petróleo requiere millones de años para su formación, se clasifica como un recurso no renovable. Asimismo, las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) derivadas de la combustión de sus productos pueden permanecer en la atmósfera durante periodos prolongados, contribuyendo de manera significativa al cambio climático. Sin embargo, si se considera que los organismos vivos —constituidos por biomoléculas esenciales como carbohidratos, lípidos, proteínas y ácidos nucleicos, así como por biopolímeros como celulosa, hemicelulosa y lignina— presentan ciclos de vida significativamente más cortos, es posible establecer una diferencia relevante. El carbono liberado durante la combustión de derivados de estos compuestos puede ser reabsorbido por organismos fotosintéticos en periodos relativamente breves, permitiendo su reincorporación en nuevas moléculas de biomasa y, en consecuencia, en combustibles. Bajo este enfoque, los combustibles derivados de biomasa (biocombustibles) pueden considerarse de naturaleza renovable; no obstante, su balance de carbono difícilmente alcanza la neutralidad, es decir, emisiones netas cero. De este modo, podemos clasificar a los biocombustibles como combustibles bajos en carbono.

En las siguientes líneas se profundizará en la clasificación, producción, propiedades y aplicaciones de los biocombustibles (Benajes *et al.*, 2024; Jin *et al.*, 2023; Ullah *et al.*, 2016).

## Los biocombustibles

Esencialmente, se conoce a los biocombustibles como aquellas fuentes de carburante obtenido de la biomasa (materia orgánica de origen, ya sea vegetal o animal, o de su transformación), residuos orgánicos y plantas.

Los biocombustibles se clasifican en combustibles primarios y secundarios. Los combustibles primarios incluyen, por ejemplo, la leña, el carbón vegetal, desechos agrícolas, o el bagazo de caña de azúcar. También incluyen la grasa de ballena, que se utilizaba para iluminar en la antigüedad, y los secundarios abarcan aquellos obtenidos de fuentes como el petróleo, gas natural y carbón, mediante procesos de refinación (Cherwoo *et al.*, 2023). Los biocombustibles también se clasifican en diferentes generaciones según la fuente de materia prima utilizada para su producción.

Los biocombustibles de primera generación se producen a partir de cultivos alimentarios como el maíz, la caña de azúcar, la colza, etc. Estos participan en la producción de bioetanol o biobutanol mediante la fermentación del almidón o los azúcares obtenidos de cultivos alimentarios, y en la producción de biodiésel mediante la transesterificación de oleaginosas (Sadaqat *et al.*, 2025). El principal problema de los biocombustibles de primera generación es la relación entre alimento y combustible. El análisis del ciclo de vida (ACV) de los biocombustibles de primera generación reveló que, en la mayoría de los casos, hay una ganancia energética negativa (Gnansounou *et al.*, 2009).

Los biocombustibles de segunda generación se producen a partir de cultivos no alimentarios, como la biomasa lignocelulósica. El ACV de los biocombustibles de segunda generación reveló que hay un aumento en la ganancia energética neta. Esto demuestra las ventajas de los biocombustibles de segunda generación sobre los de primera generación (Pramanik *et al.*, 2023).

Los biocombustibles de tercera generación se producen a partir de algas. Las microalgas constituyen una fuente potencial para la producción de biocombustibles debido a su alto contenido lipídico, su capacidad de fijación de  $\text{CO}_2$  y su rápido crecimiento. Los biocombustibles de tercera generación incluyen el bioetanol de microalgas y algas marinas, el biodiésel de microalgas y el biohidrógeno de microalgas y otros microorganismos. Estos biocombustibles superan las limitaciones e inconvenientes de los biocombustibles de primera y segunda generación (Debnath y Das, 2022). Otras ventajas incluyen la acumulación de grandes cantidades de lípidos neutros, la alta productividad, el secuestro de  $\text{CO}_2$  y la biorremediación de aguas residuales (Dahman *et al.*, 2019).

El último, aunque no menos importante tipo de biocombustibles son los de cuarta generación, y son aquellos cuya materia prima para el biocombustible se obtiene mediante la modificación genética de la biomasa, especialmente con microalgas y otros microorganismos como levaduras, hongos y cianobacterias (Abdullah *et al.*, 2019). Los cultivos dedicados a la captura de  $\text{CO}_2$  y los residuos urbanos también se incluyen en esta categoría. Los biocombustibles de cuarta generación representan un avance tecnológico gracias a la facilidad de procesamiento de materias primas para producir biocombustibles líquidos. La principal innovación de esta tecnología reside en el uso de biomasa modificada genéticamente, que contiene un porcentaje reducido de lignina y celulosa. Esta innovación permite la producción de una mayor cantidad de energía y la captura y almacenamiento de una cantidad más sustancial de  $\text{CO}_2$ . Si bien los biocombustibles de cuarta generación aún se encuentran en una fase de desarrollo experimental y prolongada debido a la complejidad de las tecnologías involucradas y a los aspectos de escalabilidad y viabilidad económica, también representan una vía prometedora para el futuro de la energía sostenible con un menor impacto ambiental y un gran potencial de aplicación.

Otras fuentes de biomasa incluyen los residuos sólidos urbanos (RSU), que están compuestos por residuos de alimentos, papel, plásticos, recortes de jardín, caucho, textiles, madera, vidrio y otros materiales, los cuales varían según las condiciones locales, el clima y los hábitos alimentarios. Estos tienen un potencial significativo como materia prima para la producción de biocombustibles, ofreciendo una solución innovadora tanto para la gestión

de residuos como para los desafíos de las energías renovables. La parte biodegradable de los RSU puede convertirse en biocombustibles mediante procesos bioquímicos y termoquímicos. Sin embargo, es necesario un pretratamiento y una separación eficaces de los residuos plásticos antes de la conversión. Tecnologías como la digestión anaeróbica y la fermentación permiten la producción de biogás y bioetanol, mientras que procesos como el de pirólisis y la gasificación convierten los residuos en biocombustibles y combustibles sintéticos.

El uso de RSU para la producción de biocombustibles no sólo reduce los residuos en vertederos, sino que también mitiga las emisiones de gases de efecto invernadero al evitar la descomposición de materiales orgánicos. Estudios recientes destacan avances en las técnicas de clasificación y preprocesamiento de residuos, lo que mejora la eficiencia y la viabilidad económica de la recuperación de biocombustibles a partir de residuos municipales (Ali Ijaz Malik *et al.*, 2024). Además, la integración de los RSU en los sistemas bioenergéticos impulsa las iniciativas de economía circular al reutilizar los materiales desechados para convertirlos en valiosas fuentes de energía.

Si bien persisten desafíos como la contaminación de los residuos y la variabilidad de las materias primas, los avances en las tecnologías de conversión de residuos en biocombustibles siguen mejorando la viabilidad y la sostenibilidad de los RSU como un factor clave para el sector bioenergético. La tabla 11.1 muestra las diferentes muestras de biomasa, el tipo de biocombustible que genera y la producción anual.

**Tabla 11.1.** Fuentes de biomasa y biocombustibles que la originan

| <i>Fuente de biomasa</i>             | <i>Biocombustible que produce</i>               | <i>Producción anual (L/año)</i> | <i>Referencia</i>      |
|--------------------------------------|-------------------------------------------------|---------------------------------|------------------------|
| Biomasa lignocelulósica              | Bioetanol, biodiésel, SAF                       | 130 000-150 000                 | (Kalak, 2023)          |
| Residuo sólido municipal             | Biodiésel, combustible sintético, SAF           | 5 000-15 000                    | (Vasileiadou, 2024)    |
| Residuos industriales                | Bioetanol, bio-crudo, biocombustibles avanzados | 3 000-10 000                    | (Kalak, 2023)          |
| Aguas residuales y residuos animales | Biometano, biodiésel                            | 2 000-7 000                     | (Hasan y Ratnam, 2022) |

|                                 |                           |                 |                                    |
|---------------------------------|---------------------------|-----------------|------------------------------------|
| Cultivos agrícolas y forestales | Bioetanol, biodiésel, SAF | 720 000-740 000 | (Kalak, 2023)                      |
| Algas                           | Biodiésel, bio-aceites    | 9 500-20 000    | (Dalmás Neto <i>et al.</i> , 2014) |

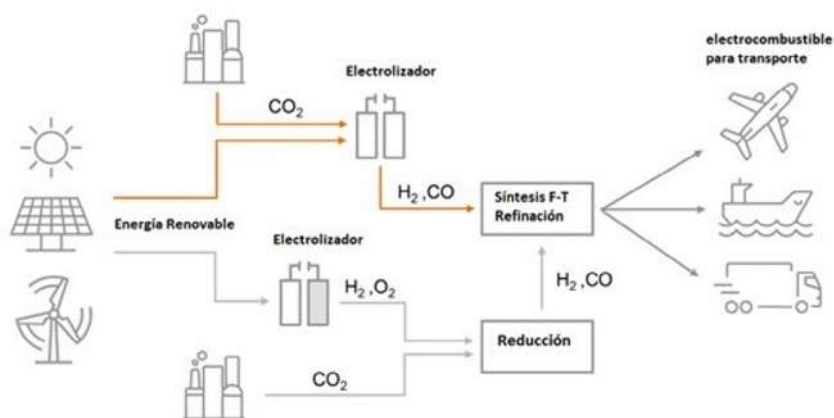
Fuente: elaboración propia.

Los combustibles eléctricos

Los electrocombustibles (e-combustibles, e-fuels, power to X, o PtX), también conocidos como combustibles sintéticos, se refieren a una amplia gama de combustibles bajos en carbono sintetizados a partir de sus componentes químicos (como hidrógeno (H<sub>2</sub>), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y nitrógeno (N<sub>2</sub>) que utilizan energía limpia en lugar de combustibles fósiles o procesos tradicionales de refinación de petróleo. Los e-combustibles pueden adoptar diversas formas, incluyendo opciones gaseosas, como el e-metano o el gas natural sintético, lo que se conoce como conversión de energía en gas, y combustibles sintéticos líquidos, como el e-metanol, el e-diésel o el e-que-roseno (conversión de energía en líquido). Derivados de fuentes de energía limpia como las renovables, los e-combustibles se consideran portadores de energía, al igual que el hidrógeno. Por consiguiente, también pueden servir como soluciones de almacenamiento de energía.

Si bien el hidrógeno a veces se considera un e-combustible, las opciones tecnológicas existentes para motores a combustión hacen mayor referencia a los combustibles sintéticos líquidos como opciones de sustitución de los combustibles fósiles. En la figura 11.1, ubicada en la siguiente página, se presenta un esquema de la producción de e-combustibles para transporte, en el cual el CO<sub>2</sub> se utiliza como fuente de carbono, mientras que el hidrógeno se obtiene mediante la electrólisis del agua. El CO<sub>2</sub> puede ser reducido ya sea en un electrolizador o mediante su reacción con H<sub>2</sub> para producir CO. Este, al mezclarse con hidrógeno, forma gas de síntesis (syngas), el cual, bajo proporciones adecuadas y en presencia de un catalizador, puede transformarse mediante la reacción de Fischer–Tropsch (F–T) en una amplia gama de hidrocarburos, que incluyen desde gasolinas automotrices hasta combustibles de aviación y diésel.

**Figura 11.1.** Producción de electro-combustibles para el transporte  
(CPOX: oxidación parcial/RWGS: reacción de recambio agua-gas inversa)



Fuente: Modificado de <https://www.e-fuel.fi/about/>.

La producción de e-combustibles implica diversas tecnologías y consta de dos etapas principales: producción de materia prima y producción de combustible.

*Producción de materia prima:* los componentes químicos de los e-combustibles (agua,  $H_2$ ,  $CO_2$ ,  $N_2$ ) pueden producirse con bajas emisiones de carbono a partir de diversas fuentes. Los métodos de producción de hidrógeno limpio se pueden abordar en la literatura correspondiente (Dash *et al.*, 2023; Ishaq *et al.*, 2022; Megía *et al.*, 2021), pero, entre ellos, se puede mencionar al hidrógeno verde, es decir, el producido a partir de la electrólisis del agua como uno de los más prometedores a futuro en términos de sustentabilidad. El  $CO_2$  puede obtenerse de gases residuales industriales, fuentes biogénicas (como biorrefinerías o digestores), capturarse de fuentes puntuales mediante captura de carbono o del aire ambiente mediante captura directa de aire (DAC). El  $N_2$  puede separarse del aire mediante diversas tecnologías y métodos de separación.

*Producción de combustible:* una vez que estas materias primas o componentes básicos se encuentran disponibles, se pueden utilizar métodos electroquímicos, termoquímicos o biológicos para producir gas de síntesis (una mezcla de monóxido de carbono  $CO$  e  $H_2$ ) o electro-combustibles de

orden superior. Este gas de síntesis, a partir de procesos catalizados, puede convertirse en combustibles, pero también en gases como metano, metanol, etanol o etileno, los cuales constituyen materias primera para la producción de muchos compuestos de uso cotidiano o que pueden ser usados como combustibles en sí mismos, contribuyendo a la descarbonización del sector químico (Choi *et al.*, 2017; Jahangiri *et al.*, 2014).

## Ventajas de los e-combustibles

Los e-combustibles son opciones versátiles y flexibles de combustible que pueden contribuir a satisfacer las necesidades energéticas locales y específicas del sector transporte. Los e-combustibles representan una excelente opción de reemplazo bajos en carbono para sectores difíciles de electrificar, especialmente en sectores y escenarios donde la rápida adopción de modos de transporte de cero emisiones podría no ser viable a mediados de siglo (como la aviación, el transporte pesado y el transporte marítimo). Muchos destacan la crucial necesidad de los combustibles sintéticos como herramienta clave en la transición energética.

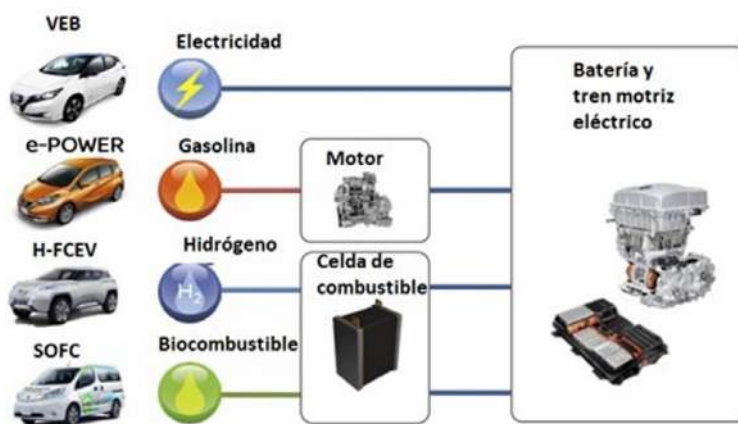
Los e-combustibles ofrecen beneficios similares a los de los productos derivados del petróleo; pueden transportarse y almacenarse fácilmente a largas distancias mediante la infraestructura existente. Esto contrasta con los desafíos de infraestructura que supone el transporte de hidrógeno, las pérdidas de energía asociadas a la transmisión de electricidad y las costosas tecnologías de almacenamiento en baterías, permitiendo obtener beneficios en materia de seguridad energética (Dell'Aversano *et al.*, 2024; Boretti, 2024).

Los e-combustibles pueden mejorar la calidad del aire local, ya que no contienen azufre ni hidrocarburos aromáticos, en comparación con los combustibles derivados del petróleo. Diversos estudios indican una disminución de contaminantes nocivos no relacionados con el carbono, como óxidos de azufre y emisiones de material particulado, gracias a la adopción de combustibles de aviación sostenibles. Por otro lado, este tipo de combustibles contribuyen al mercado y a las fuentes de ingresos mediante la valorización del CO<sub>2</sub> de la captura de carbono, tecnologías esenciales para la mitigación del cambio climático. Además, pueden aprovechar el exceso de calor de la energía nuclear

y el exceso de energía de fuentes renovables, diversificando eficazmente las fuentes de ingresos para las instalaciones generadoras (Boretti, 2024; Dybiński *et al.*, 2025).

Es cierto que al energizar a los automóviles con combustibles sintéticos no se evitan las emisiones de gases de efecto invernadero, pero estas son mucho menores que con el uso de gasolina y diésel de origen fósil. Según la Unión de Automovilistas Alemanes (ADAC), las emisiones de gases (óxido nitroso y dióxido de carbono) disminuyeron un 39 % con el uso de combustibles sintéticos. Este hecho permitirá que los motores de combustión interna sigan funcionando, lo cual será fundamental para millones de propietarios de este tipo de vehículos. Un escenario ambiental ideal sería emplear energía verde directamente en los automóviles sin pasar por el motor de combustión interna, evitando así el uso de combustible líquido o gaseoso. Por ello, la presencia de celdas fotovoltaicas en los automóviles podría ser una opción viable y muy ecológica (Dybiński *et al.*, 2025; Singh *et al.*, 2022). En la figura 11.2 se muestra un ejemplo de la tecnología e-power technology<sup>\*</sup> de Nissan para los vehículos de baja emisión (A Hybrid That Feels More like an EV?, 2024).

**Figura 11.2.** Tecnología e-power<sup>\*</sup> de Nissan para vehículos bajos en carbono



Fuente: imagen de internet (acceso libre). <https://autobuzzmy/2024/08/28/a-hybrid-that-feels-more-like-an-ev-nissans-e-power-technology-explained/> (A Hybrid That Feels More like an EV?, 2024).

## Combustibles cero emisiones

### Vehículos eléctricos

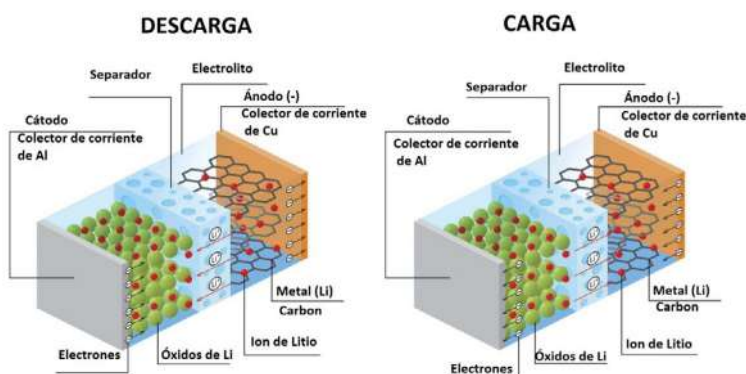
Un vehículo eléctrico es, como el nombre lo indica, cualquier vehículo para cuyo funcionamiento se utiliza una fuente de electricidad en lugar de un motor a combustión. Estos se alimentan de baterías que pueden cargarse desde una fuente externa.

La adopción de vehículos eléctricos (VE) supone un paso significativo hacia la reducción del impacto ambiental. A diferencia de los vehículos con motores de combustión interna, los vehículos eléctricos de batería (VEB) no emiten contaminantes atmosféricos directos durante su funcionamiento. Sin embargo, el rendimiento ambiental de los VEB, así como el de los vehículos de pila de combustible (VFC) y los vehículos eléctricos híbridos enchufables (VEPH), puede ser incluso inferior al de los vehículos modernos de combustibles fósiles debido a las importantes emisiones que se derivan de los procesos de producción de todas las partes que conforman tanto baterías como el vehículo mismo (Zentani *et al.*, 2024). El rendimiento de los VE también depende del tipo y la magnitud de conducción, región, y de las fuentes de electricidad utilizadas. A pesar de sus posibles inconvenientes, los VE, combinados con fuentes de electricidad bajas en carbono, como los biocombustibles y el gas natural, son más sostenibles desde el punto de ciclo de vida (Olabi *et al.*, 2022). Para comprender mejor el impacto ambiental de los futuros vehículos eléctricos de batería, las bases de datos sobre el ciclo de vida deben incluir datos sobre la fase de producción y las fuentes de energía utilizadas.

Investigaciones recientes indican que el impacto ambiental de los VE se ve fuertemente afectado por el tamaño de la batería y los requisitos energéticos (Olabi *et al.*, 2022). Los combustibles alternativos, como el bioetanol, el biodiésel, el biometanol, el biogás y la energía solar, podrían ser opciones viables para el futuro. Una opción que ha tomado mucha popularidad es el de los vehículos híbridos, los cuales tienen como fuentes de propulsión tanto un motor a gasolina y un motor eléctrico, y se consideran de bajas emisiones. Dichas emisiones serían prácticamente

neutralizadas si la gasolina de petróleo que actualmente se usa se sustituyera por bio-gasolina o gasolina sintética, reduciendo aún más el impacto ambiental de estas unidades (Delso-Vicente *et al.*, 2025). Por ello, es crucial incluir los desarrollos futuros del sector eléctrico en las bases de datos de antecedentes del ciclo de vida para comprender mejor el impacto ambiental de los vehículos eléctricos de batería (VEB). Además, también deben tenerse en cuenta la fase de producción y las fuentes de energía utilizadas para su fabricación, ya que los VEB son más sensibles a los cambios en el sector energético que los vehículos de combustión tradicionales. En la figura 11.3 se muestra la imagen de una típica batería de Li para un vehículo terrestre.

**Figura 11.3.** Representación de una celda de combustibles de litio



Fuente: Imagen tomada de internet (acceso libre). Modificado de <https://www.linkedin.com/pulse/working-principle-structure-lithium-ion-battery-davide-laverga/>.

## Retos de los combustibles fósiles en la transición hacia energías de baja emisión de carbono

Hasta la actualidad, el transporte en prácticamente todos los sectores depende casi en su totalidad (>98 %) de motores de combustión interna, alimentados principalmente por combustibles fósiles de base líquida. Tanto el sector privado como los gobiernos impulsan de manera continua la adopción de

combustibles derivados de la biomasa, así como la transición en la propulsión del transporte terrestre hacia tecnologías más limpias, tales como vehículos híbridos (gasolina/eléctrico), vehículos totalmente eléctricos y sistemas basados en celdas de combustible alimentadas con hidrógeno renovable (Romm, 2006). No obstante, los motores de combustión interna aún enfrentan diversos desafíos, los cuales pueden clasificarse de la siguiente manera:

- Combustibles personalizados para motores con sistemas avanzados de ciclo de combustión que incrementen la conversión total de la energía química del combustible en energía mecánica. Estos avances en la ingeniería de motores tendrían como repercusión la reducción en el consumo total del combustible por kilometraje, dando como resultado una menor emisión de GHGs a la atmósfera. Un ejemplo en el corto plazo es el motor de encendido por compresión de gasolina (GCI por sus siglas en inglés), el cual podría usar gasolinas de bajo octanaje que son encendidas por compresión para alcanzar eficiencias como las del diésel.
- Emparejar los combustibles renovables que son químicamente convertidos como equivalentes de gasolina en los motores de combustión. Emparejar los combustibles y los motores es esencial para garantizar su conveniencia para los propósitos del usuario final y maximizar la eficiencia del motor. Por ello, es posible que se requiera de una optimización adicional conjunta de motores y combustibles.
- Usar combustibles que optimicen las complejas interacciones de sus propiedades físicas y químicas. La generación de energía en una cámara de combustión involucra un proceso de interacciones físicas y químicas, tales como la evaporación de los multicomponentes del combustible en un aspersor, la turbulencia en la carga, (auto)ignición de la mezcla combustible/aire, las velocidades de combustión, el movimiento del pistón y la formación de contaminantes. Todos estos dependen de las condiciones específicas de operación, lo cual, a su vez, depende del tiempo y se encuentran entrelazados en acoplamientos fisicoquímicos. Debido a ello, existen algunas propiedades que se prefieren en un conjunto de condiciones de operación y ambientales. Un combustible acondicionado a dichas condiciones sería preferido sobre otros combustibles, del tal modo que los sistemas de combustión que incluyan tanto un motor como un

combustible optimizado para operar en una o dos condiciones podrían tener ventajas sobre otros.

- Obtener combustibles de aviación con requerimientos más estrictos y características específicas para maximizar la eficiencia de la combustión. Los cambios en el diseño y la composición del motor deben satisfacer la necesidad de mantener la aeronave en vuelo. Por ejemplo, motores avanzados a turbina de ciclo de gas podrían requerir un límite superior de cetano (CN) para evitar la preignición en diseños de inyección inclinada, y quizá un límite más bajo para evitar eventos explosivos prematuros. Respecto a la concentración de compuestos aromáticos, no hay un límite bajo para combustibles de petróleo, a pesar de ello, las mezclas deben tener concentraciones de aromáticos de entre el 8 y el 25% para asegurar el hinchamiento de sellos. Si el límite de aromáticos se reduce y la relación H/C se incrementa, esto resultaría en una menor emisión de material particulado (PM), smog, y una creciente liberación de calor. Además, la estabilidad térmica del combustible incrementaría la habilidad de recuperar más energía de éste, así como la eficiencia del ciclo, disminuyendo los costos de mantenimiento y operación.

## Panorama de la industria de los petroquímicos

Mientras que las refinerías más simples suelen limitarse a la destilación atmosférica y al vacío, las refinerías integradas incorporan fraccionamiento, conversión, tratamiento y mezcla con lubricantes, combustibles pesados y fabricación de asfalto; también pueden incluir procesamiento petroquímico. Además de la destilación, también están disponibles los gases que se producen en los diversos procesos de craqueo térmico. Tanto los procesos de craqueo catalítico como los térmicos dan lugar a la formación de hidrocarburos insaturados, en particular de etileno ( $C_2H_4$ ) y propileno (propeno,  $C_3H_6$ ) o butenos con sus diferentes isómeros ( $C_4H_8$ ), así como diolefinas como el butadieno ( $C_4H_6$ ), pero también cantidades pequeñas de hidrocarburos saturados como etano ( $C_2H_6$ ), propano ( $C_3H_8$ ), butanos ( $C_4H_{10}$ ) y metano ( $CH_4$ ). Por otro lado, el hidrógeno ( $H_2$ ) es otro subproducto importante en algunos procesos de refinación. No todas las parafinas y olefinas son

obtenidas en el mismo proceso, por ejemplo, parafinas como el etano, el propano y el butano son obtenidas a partir del craqueo de nafta, en tanto que sus contrapartes olefínicas (excepto el butadieno) son obtenidas de los procesos de deshidrogenación de dichos compuestos (Speight, 2006; Sukanuma y Katada, 2020).

Por otro lado, otro grupo importante de petroquímicos es el de los llamados BTX (benceno, tolueno y xileno), los cuales, a la par del butadieno, son normalmente obtenidos como productos de craqueo de naftas (Speight, 2006). Para su análisis, los petroquímicos son usualmente divididos en dos subcategorías: los petroquímicos primarios y los intermediarios y derivados. Los primarios incluyen todos los compuestos anteriormente mencionados, además de metanol, mientras que los compuestos intermediarios y derivados se pueden elaborar mediante distintos procesos, por ejemplo, ya sea manera directa a partir de los petroquímicos primarios, por intermediarios que contienen heteroátomos (oxígeno, cloro o nitrógeno) o por intermediarios que no los contienen. En todo caso, estos productos pueden considerarse productos terminados.

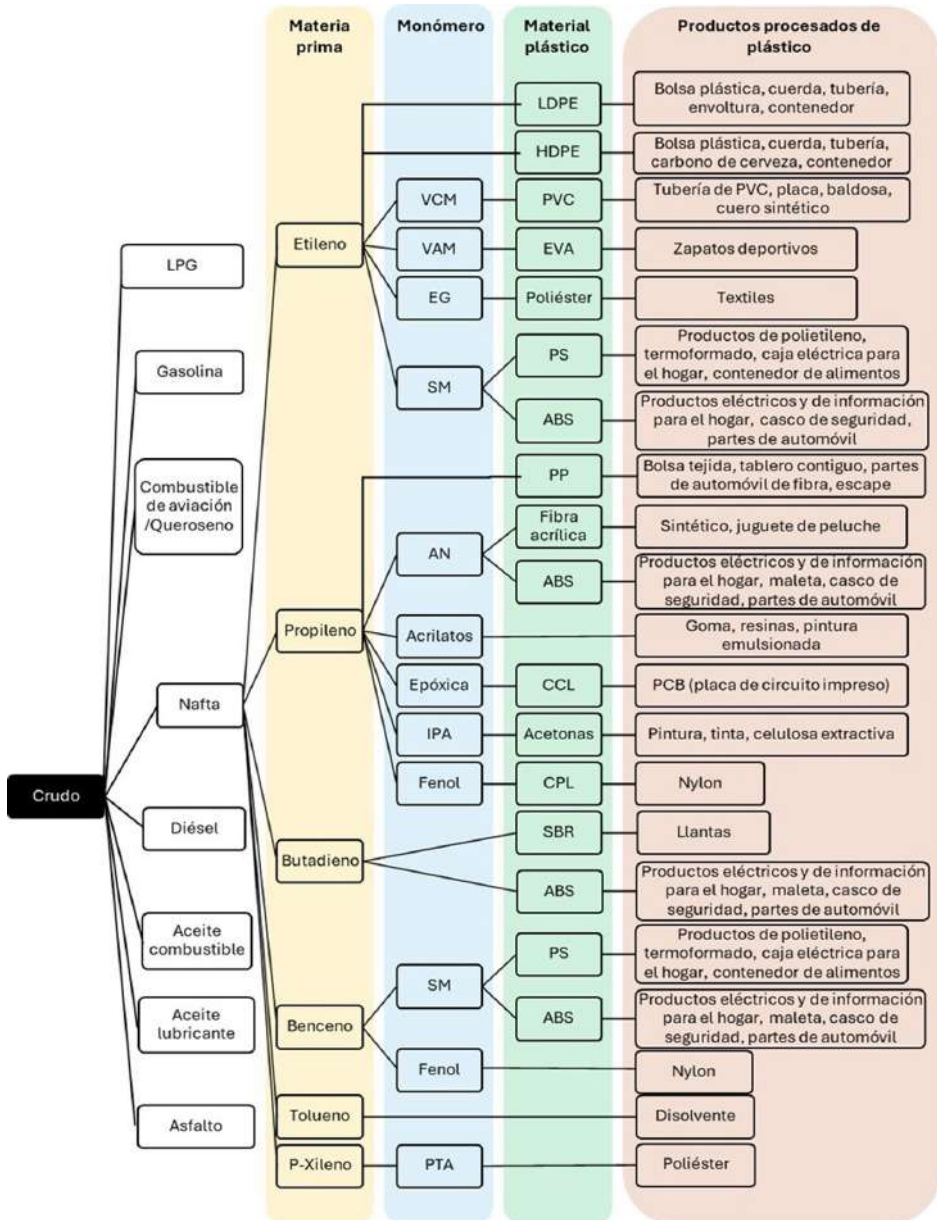
En la figura 11.4 se pueden observar, de modo general, algunas de las aplicaciones de los diferentes petroquímicos originados de modo primigenio desde la nafta, obtenida, a su vez, por los diferentes procesos de refinación de petróleo.

### ***Olefinas, parafinas y sus derivados***

Las olefinas ( $C_2H_{2n}$ ) son componentes básicos en muchas síntesis químicas. Estos materiales insaturados se incorporan a polímeros y cauchos, y reaccionan con otros reactivos para formar una amplia variedad de compuestos útiles, como alcoholes, epóxidos, aminas y haluros.

Posiblemente, el producto petroquímico más importantes es el etileno, el cual se deriva del etano extraído del gas natural, como materia prima predominante para las unidades de craqueo de etileno. El etileno tiene un sinnúmero de aplicaciones como materia prima, por ejemplo, para producir polímeros a partir de su polimerización o copolimerización con otros monómeros, o como reactivo para la producción de diferentes productos químicos, desde disolventes, intermediarios reactivos, combustibles, plásticos, etc.

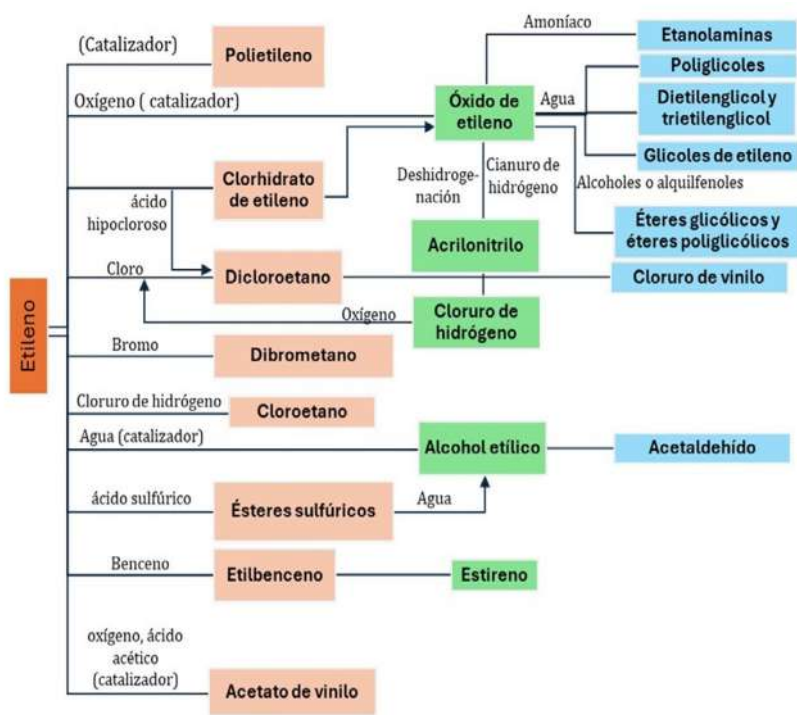
Figura 11.4. Productos petroquímicos seleccionados y sus aplicaciones



Fuente: elaboración propia.

Por mencionar algunas de las aplicaciones, los productos generados a partir del etileno incluyen artículos como plásticos, jabones y detergentes, solventes, medicamentos, fertilizantes, pesticidas, explosivos, fibras sintéticas y cauchos, pinturas, resinas epoxi y materiales para pisos y aislantes. Los petroquímicos se encuentran en productos tan diversos como aspirinas, equipaje, embarcaciones, automóviles, aeronaves, ropa de poliéster, discos y cintas de grabación (figura 11.5) (Jiang *et al.*, 2025; Jung *et al.*, 2024).

Figura 11.5. Productos petroquímicos del etileno



Fuente: elaboración propia.

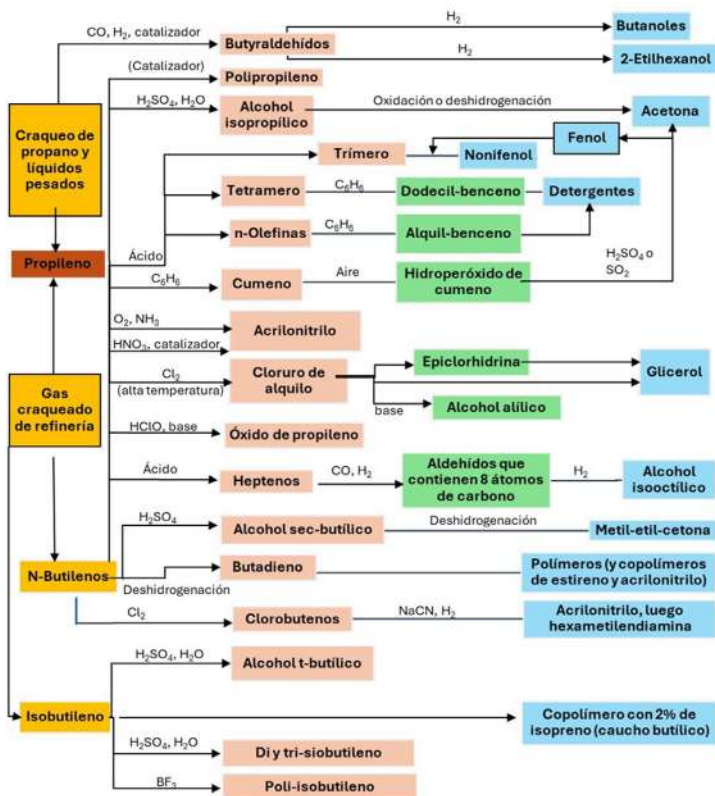
Por otro lado, el propileno, otro producto petroquímico de gran importancia, se produce mediante el craqueo térmico y catalítico de nafta y gasóleos, así como de las parafinas propano y butano. El propileno y el butileno se derivan principalmente de las unidades de craqueo catalítico y del craqueo

de una fracción de nafta o gasóleo ligero para producir una gama completa de olefinas (Phung *et al.*, 2021; Zuo y Su, 2023). Prácticamente todo el propeno o propileno se fabrica a partir de propano, que se obtiene de plantas de extracción de gas natural o de gases de refinería. Los butenos (1 y 2-buteno) tienen una importancia industrial altamente significativa para procesos como la elaboración de los neumáticos para llantas de automóviles y, en general, para la síntesis de hules y plásticos (polibutadieno). Estos se originan principalmente de los gases de refinería o del craqueo de otras fracciones del crudo. El butadieno puede ser recuperado también de los mismos gases, pero, en su mayoría, es producido a través de procesos catalíticos deshidrogenerativos de los dos butenos precursores (Speight, 2006).

Los procesos de polimerización son esenciales en la industria petroquímica por la enorme variedad de productos de la vida cotidiana que son preparados a partir de materias provenientes de los procesos de refinación del crudo. El polietileno, por ejemplo, es derivado del etileno a moderadas temperaturas (100-120 °C) y altas presiones (10 a 20 atm) en presencia de un iniciador de radicales libres. Las bajas presiones también pueden usarse mediante el uso de catalizadores a base de sales de alquil-aluminio, por ejemplo, o catalizadores de óxidos de níquel (NiO), cromo (CrO<sub>3</sub>), cobalto (CoO) soportados en carbón o alúmina. El polipropileno, polímero obtenido a partir del propileno, se sintetiza de un modo muy similar al etileno, y puede polimerizarse sólo o en presencia de etileno u otros monómeros para producir copolímeros de especialidad. Esto deriva en la obtención de productos con diversas propiedades mecánicas y químicas para un variado número de aplicaciones. El polibutadieno, obtenido de la polimerización del butadieno, es esencial en la industria de los neumáticos, plásticos, látex, hules sintéticos, sogas y, en general, todos los productos fabricados a base de hule. Al igual que el etileno o propileno, el butadieno es copolimerizado con estireno o acrilonitrilo para preparar polímeros con propiedades específicas (Hayes *et al.*, 2023; Koczoń *et al.*, 2022; Pan *et al.*, 2023; Shen *et al.*, 2020; Speight, 2006).

La figura 11.6, ubicada en la siguiente página, muestra algunos de los productos que se pueden obtener a partir del propileno y los butilenos. Cabe mencionar que no se incluye la amplísima gama de polímeros que se pueden obtener de estas olefinas.

Figura 11.6. Productos petroquímicos seleccionados a partir de propileno y N-butilenos



Fuente: elaboración propia.

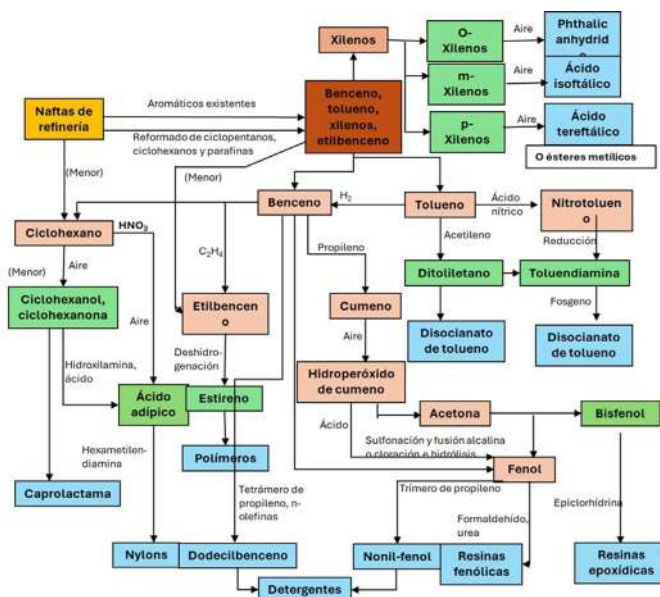
## Compuestos aromáticos en la industria petroquímica

Los compuestos aromáticos se refieren a una clase de sustancias orgánicas en cuyas moléculas existe al menos un anillo bencénico ( $C_6H_6$ ). Los compuestos de este tipo se encuentran en abundancia en algunas fracciones de crudo. En las corrientes de refinería, los procesos de separación dan lugar a tres grandes tipos de compuestos aromáticos: el benceno ( $C_6H_6$ ), el tolueno ( $C_6H_5CH_3$ ) y el xileno ( $CH_3C_6H_4CH_3$ ). Estos compuestos forman parte de una familia conocida en la industria petrolera como BTX. Sin embargo, el naftaleno, compuesto

Entre las aplicaciones más importantes de los compuestos aromáticos están la preparación de polímeros como el poliestireno, producido a partir de la alquilación de benceno con etano, y su posterior deshidrogenación para obtener estireno, el cual es polimerizado por radicales libres. El poliestireno se usa en empaques, materiales de aislamiento, construcción, equipo médico, entre otros usos. Una de las aplicaciones importantes de los BTX es en la preparación de ácido tereftálico (TFA), a partir de xileno, el cual es usado en la fabricación de botellas para bebidas (Ripathy, 2017; Speight, 2006). Cabe mencionar que el PET, como se le conoce al tereftalato de polietileno, ha despertado preocupaciones por la toxicidad del BFA, lo que abre debates en torno a su uso en la industria alimenticia (Ball *et al.*, 2012).

La figura 11.7 muestra un resumen más completo de los productos obtenidos a partir de la familia de compuestos BTX.

**Figura 11.7.** *Productos petroquímicos producidos a partir de BTX (benceno, tolueno, xileno)*



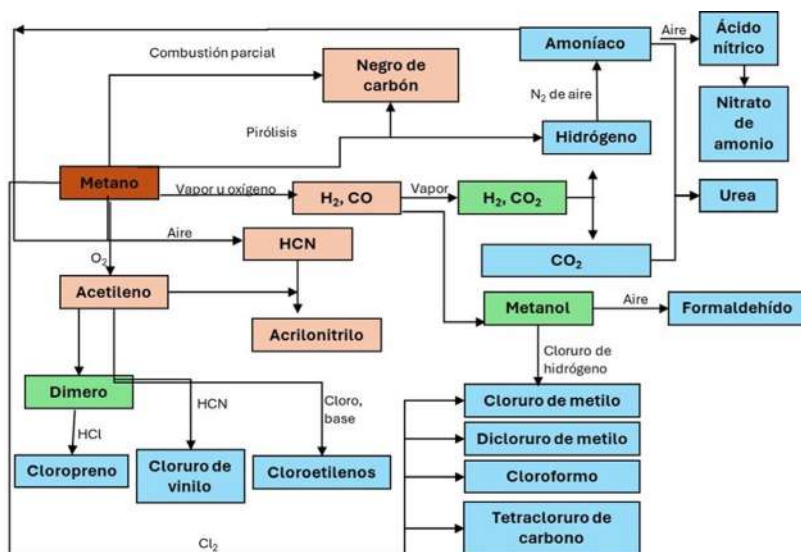
Fuente: elaboración propia.

## Petroquímicos del gas natural

El procesamiento de gas natural, ya sea asociado o no asociado a los procesos de producción de crudo, da como resultado metano, que es el hidrocarburo más simple que existe en la naturaleza y que contiene, debido a su alta relación H/C, el contenido calorífico más alto de todos los compuestos orgánicos; sin embargo, a pesar de su amplio uso como fuente de energía, el metano también es ampliamente utilizado en la industria petroquímica, principalmente como fuente de hidrocarburos más pesados o en la producción de hidrógeno, cuyo uso en los procesos de refinación es vital (Caballero y Pérez, 2013; Faramawy *et al.*, 2016).

Otros productos provenientes del metano incluyen el acetileno, cianuro de hidrógeno, carbono, CO, y productos clorados, todos los cuales, a su vez, son intermediarios de un número importante de productos químicos (Speight, 2006). En la figura 11.8 se muestra un resumen de los productos químicos más importantes producidos a partir de metano.

Figura 11.8. Productos químicos producidos a partir del metano



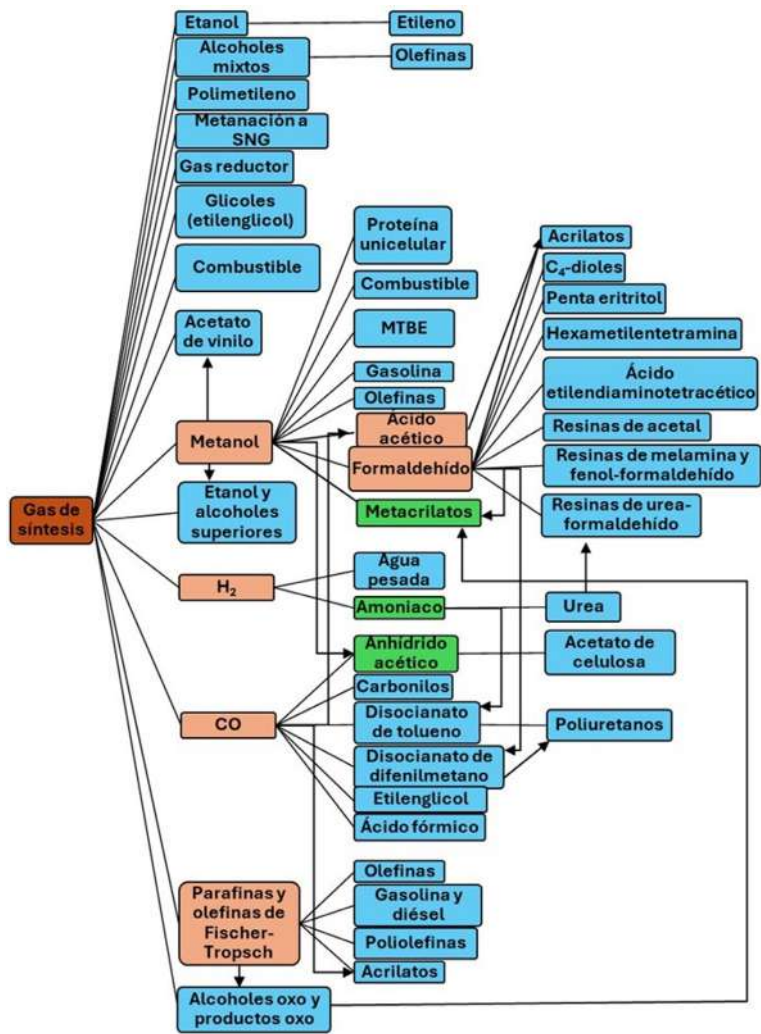
Fuente: elaboración propia.

Resulta pertinente destacar el papel del hidrógeno, el cual, si bien no es un compuesto de naturaleza orgánica, reviste gran importancia en la industria petrolera. En efecto, procesos como la reformación no serían posibles sin su participación. Por otro lado, el hidrogeno se ha vuelto esencial como fuente de energía en sí mismo o como intermediario reactivo para la síntesis de hidrocarburos superiores, como los e-combustibles antes mencionados, alcoholes, o amoniaco, producto esencial en la fabricación de fertilizantes. Hasta el momento no existe otra fuente más abundante de hidrógeno que la proveniente del proceso de reformación de metano, el cual produce grandes emisiones de  $\text{CO}_2$  a la atmósfera. Es por ello que la investigación relacionada a la obtención de  $\text{H}_2$  de fuentes renovables resulta fundamental para reducir las enormes cantidades de GEI relacionadas con este producto.

### Gas de síntesis

Si bien el gas de síntesis (mezcla de  $\text{CO}$  y  $\text{H}_2$ ) no es un producto directo de los procesos de refinación, este componente resulta de gran importancia en la industria petroquímica. El gas de síntesis se obtiene principalmente del reformado del gas natural (metano), pero también de otros hidrocarburos en procesos de térmicos (pirólisis). Uno de los productos más importantes elaborados partir del gas de síntesis es el metanol, el cual es intermediario para muchos otros compuestos químicos como el formaldehído. Sin embargo, con la invención del proceso Fischer-Tropsch, el uso de gas de síntesis ha cobrado especial interés para la producción de hidrocarburos superiores, como la gasolina sintética, diésel sintético o combustible de aviación que, cuando son producidos a partir de hidrógeno verde, se vuelven e-combustibles (Chan *et al.*, 2021, 2021; El-Nagar *et al.*, 2019; Lisbona *et al.*, 2023; Ranjekar y Yadav, 2021). Esto hace especialmente importante a esta mezcla de gases. En la figura 11.9 se detallan los productos químicos más importantes que se originan del gas de síntesis.

Figura 11.9. Productos químicos derivados del gas de síntesis (syngas)



Fuente: elaboración propia.

Expectativas de la industria petroquímica a futuro

Del mismo modo que con los combustibles fósiles, la reducción en materias primas provenientes del petróleo será una de las premisas para el futuro

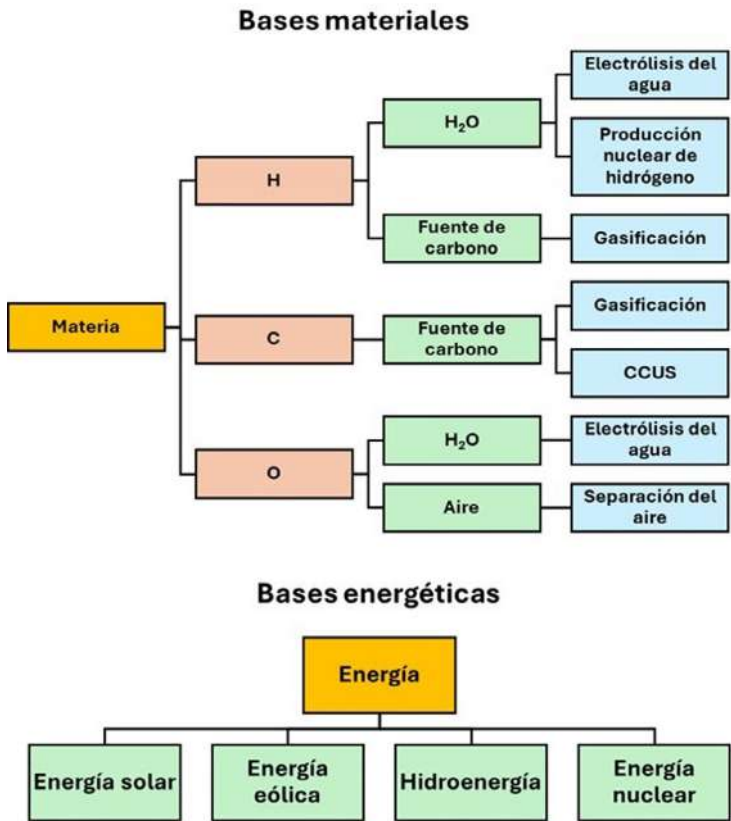
de la industria petrolera. Esto se logrará gracias a una mayor inversión en tecnologías para química C-1, es decir, la química de compuestos de un átomo de carbono. Como bien se sabe, el metano se puede obtener directamente de yacimientos de petróleo como gas asociado, pero también de fuentes biogénicas como gas natural, o como componentes de hidratos de metano en el subsuelo o los mares profundos (Faramawy *et al.*, 2016). El desarrollo de tecnologías más eficientes para producir compuestos químicos a partir del metano minimizará en un futuro la dependencia de las materias primas provenientes de los procesos de refinación, ya que prácticamente todos los precursores químicos que actualmente provienen de los derivados del petróleo (parafinas, olefinas, aromáticos, CO e hidrógeno) también pueden obtenerse a partir del metano (Caballero y Pérez, 2013).

Las iniciativas para el desarrollo de tecnologías de reformado en seco de metano, oxidación parcial, etc., las cuales dan lugar al gas de síntesis ( $\text{CO} + \text{H}_2$ ), darían lugar a procesos de transformación en los cuales se podrían simplificar los procesos petroquímicos usando la química C1 como principal materia prima. Otros de los retos importantes es la obtención de hidrógeno debido a que el proceso actual para producirlo es sumamente contaminante (hidrógeno gris). Si bien el metano es una importante fuente de hidrógeno, las inversiones en la obtención de este valioso gas por métodos electroquímicos a partir del agua representan una alternativa mucho más sustentable para el futuro (Dash *et al.*, 2023).

Como se puede ver en la figura 11.10, el metanol, producto químico de alta demanda en el mercado, se prepara en la actualidad a partir del gas de síntesis; por ello, para los próximos años, se espera que procesos como metanol a olefinas (MTO), metanol a propileno (MTP), y el proceso Fischer-Tropsch, para convertir gas de síntesis a hidrocarburos, alcancen niveles de producción que cubran la necesidad del mercado en más del 50%. Es por esta razón que se debe lograr la producción sostenible de hidrógeno en un futuro cercano, lo cual está íntimamente relacionado con un uso más eficiente de energías renovables, como la solar, eólica, o nuclear para la obtención de la energía necesaria para romper las moléculas de agua.

La figura 11.10, ubicada en la siguiente página, muestra de modo apropiado los fundamentos materiales y energéticos requeridos para un desarrollo sustentable de la industria petrolera en las próximas décadas.

Figura 11.10. Bases materiales y energéticas para un desarrollo sustentable de la industria petroquímica



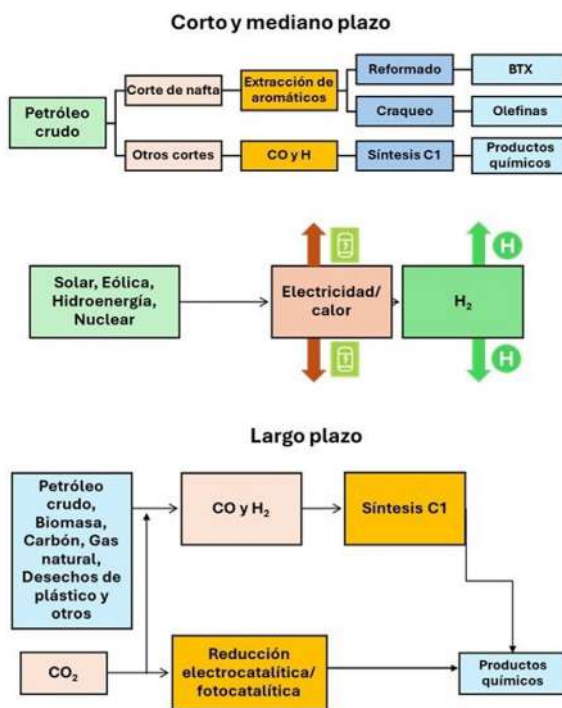
Fuente: elaboración propia.

Hacia la simplificación de procesos

La implementación del objetivo Neto Cero (net zero), que se refiere a la eliminación total de emisiones de CO<sub>2</sub> en cualquier sector de la economía, la obtención de materias primas y fuentes de energía renovables, será una necesidad crítica en el futuro cercano. Si bien los cambios no pueden darse de la noche a la mañana, la reconstrucción de los procesos petroquímicos tendrá que realizarse en diferentes etapas, según la evolución de la madurez

de los procesos petroquímicos actuales, el nivel de utilización de los equipos y la disponibilidad de energía renovable, la cual evolucionará a corto, mediano y largo plazo. Esto puede observarse en la figura 11.11, donde se observan las rutas de simplificación a corto, mediano y largo plazo.

**Figura 11.11.** Rutas de simplificación de procesos a corto, mediano y largo plazo en los procesos petroquímicos



Fuente: elaboración propia.

A corto y mediano plazo, la tecnología de hidrógeno y electricidad verdes alcanzará su madurez y escalabilidad gradualmente. Por lo tanto, las emisiones de  $\text{CO}_2$  de la tecnología química C1 se reducirán significativamente gracias al hidrógeno y la electricidad verdes, que sustituirán al hidrógeno gris y al combustible. Las olefinas y los aromáticos producidos mediante la química C1 serán rentables. En esta etapa, basándose en los procesos petrolíferos actuales, se podrían implementar procedimientos simplificados

para fracciones pesadas (por ejemplo, aceites pesados y residuales). A largo plazo, se espera que la tecnología química C1 alcance un alto grado de desarrollo, permitiendo la integración de los procesos de transformación química basados en gas de síntesis con la producción de hidrógeno verde y el uso de energías renovables. Este enfoque conduciría a un esquema unificado para la producción de compuestos químicos a partir de diversas materias primas, incluyendo gas natural, petróleo crudo, biomasa, carbón, residuos plásticos y CO<sub>2</sub> como fuente adicional de carbono. Tales procesos de transformación deberán ser lo suficientemente eficientes energéticamente y altamente selectivos para comprobar una alta conveniencia económica (Zhang *et al.*, 2024).

A mediano y largo plazo, una vez que los combustibles para el transporte sean reemplazados por baterías, el consumo mundial de petróleo crudo disminuirá significativamente. En ese momento, la relación entre la oferta y la demanda de petróleo se reestructurará; el precio del carbono proveniente del petróleo crudo y del carbón se unificará, y el costo total de la gasificación será similar (Zhang *et al.*, 2024).

## Conclusiones

Con los actuales avances en tecnologías energéticas sustentables, el ser humano tiene todo para alcanzar las metas actuales en la reducción de emisiones para el pacto 2050. Es pertinente entender que los avances actuales y los desarrollos futuros tienen esta premisa como principal objetivo en los procesos de investigación y desarrollo, pues se busca lograr el tan anhelado desarrollo sostenible. Cabe señalar que la industria automotriz enfrenta uno de los mayores compromisos en materia de reducción de emisiones, situándose entre los sectores con mayor impacto, junto con industrias como la de la construcción y la del acero. En este contexto, se prevé que la industria petrolera, tal como se conoce actualmente, experimente transformaciones profundas en las próximas décadas.

La adopción de tecnologías libres de hidrocarburos, como las celdas de combustible, así como el uso de combustibles alternativos —entre ellos el hidrógeno, el amoníaco y el ácido fórmico—, junto con la implementación de

biocombustibles de rápida regeneración, permitirá que el sector del transporte reduzca progresivamente su dependencia de los combustibles fósiles. Por su parte, la industria petroquímica tiende a evolucionar hacia esquemas menos dependientes del petróleo, mediante innovaciones en el ámbito de la química C1, basada en derivados del gas de síntesis. Este enfoque podría, en el largo plazo, posibilitar la producción de compuestos petroquímicos sin requerir directamente petróleo como materia prima.

En paralelo, la industria del reciclaje deberá experimentar un crecimiento acelerado para aprovechar los residuos petroquímicos, particularmente los plásticos, a partir de los cuales es posible recuperar gas de síntesis y reincorporarlo a los ciclos productivos. No obstante, persisten desafíos significativos que requerirán mayores inversiones en ciencia y tecnología para ser superados, especialmente bajo escenarios de transición energética ambiciosos.

## Referencias

- A hybrid that feels more like an EV? Nissan's e-Power technology explained. (2024, agosto 28). *AutoBuzz.My*. <https://autobuzz.my/2024/08/28/a-hybrid-that-feels-more-like-an-ev-nissans-e-power-technology-explained/>
- Abdullah, B., Syed Muhammad, S. A. F., Shokravi, Z., Ismail, S., Kassim, K. A., Mahmood, A. N., y Aziz, M. M. A. (2019). Fourth generation biofuel: A review on risks and mitigation strategies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 107, 37-50. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.02.018>
- Ali Ijaz Malik, M., Zeeshan, S., Khubaib, M., Ikram, A., Hussain, F., Yassin, H., y Qazi, A. (2024). A review of major trends, opportunities, and technical challenges in biodiesel production from waste sources. *Energy Conversion and Management: X*, 23, 100675. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2024.100675>
- Ball, G. L., McLellan, Clifton J., y Bhat, V. S. (2012). Toxicological review and oral risk assessment of terephthalic acid (TPA) and its esters: A category approach. *Critical Reviews in Toxicology*, 42(1), 28-67. <https://doi.org/10.3109/10408444.2011.623149>
- Benajes, J., García, A., Monsalve-Serrano, J., y Guzmán-Mendoza, M. (2024). A review on low carbon fuels for road vehicles: The good, the bad and the energy potential for the transport sector. *Fuel*, 361, 130647. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.130647>
- Binjie, L., y Xinyu, L. (1994). Characteristics of aromatic hydrocarbons in crude oils. *Chinese Journal of Geochemistry*, 13(2), 97-106. <https://doi.org/10.1007/BF02838510>
- Boretti, A. (2024). Advancements in E-Fuel combustion systems for a sustainable energy

- future. *International Journal of Hydrogen Energy*, 79, 258-266. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.07.006>
- Busca, G. (2021). Production of Gasolines and Monocyclic Aromatic Hydrocarbons: From Fossil Raw Materials to Green Processes. *Energies*, 14(13), Article 13. <https://doi.org/10.3390/en14134061>
- Caballero, A., y Pérez, P. J. (2013). Methane as raw material in synthetic chemistry: The final frontier. *Chemical Society Reviews*, 42(23), 8809-8820. <https://doi.org/10.1039/C3CS60120J>
- Chan, Y. H., Syed Abdul Rahman, S. N. F., Lahuri, H. M., y Khalid, A. (2021). Recent progress on CO-rich syngas production via CO<sub>2</sub> gasification of various wastes: A critical review on efficiency, challenges and outlook. *Environmental Pollution*, 278, 116843. <https://doi.org/10.1016/j.envpol.2021.116843>
- Cherwoo, L., Gupta, I., Flora, G., Verma, R., Kapil, M., Arya, S. K., Ravindran, B., Khoo, K. S., Bhatia, S. K., Chang, S. W., Ngamcharussrivichai, C., y Ashokkumar, V. (2023). Biofuels an alternative to traditional fossil fuels: A comprehensive review. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 60, 103503. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2023.103503>
- Choi, Y. H., Jang, Y. J., Park, H., Kim, W. Y., Lee, Y. H., Choi, S. H., y Lee, J. S. (2017). Carbon dioxide Fischer-Tropsch synthesis: A new path to carbon-neutral fuels. *Applied Catalysis B: Environmental*, 202, 605-610. <https://doi.org/10.1016/j.apcatb.2016.09.072>
- Dahman, Y., Syed, K., Begum, S., Roy, P., y Mohtasebi, B. (2019). 14 - Biofuels: Their characteristics and analysis. En D. Verma, E. Fortunati, S. Jain, y X. Zhang (Eds.), *Biomass, Biopolymer-Based Materials, and Bioenergy* (pp. 277-325). Woodhead Publishing. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102426-3.00014-X>
- DalmasNeto, C. J., Sydney, E. B., Assmann, R., Neto, D., y Soccol, C. R. (2014). Chapter 7—Production of Biofuels from Algal Biomass by Fast Pyrolysis. En A. Pandey, D.-J. Lee, Y. Chisti, y Carlos R. Soccol (Eds.), *Biofuels from Algae* (pp. 143-153). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-59558-4.00007-3>
- Dash, S. K., Chakraborty, S., y Elangovan, D. (2023). A Brief Review of Hydrogen Production Methods and Their Challenges. *Energies*, 16(3), Article 3. <https://doi.org/10.3390/en16031141>
- Debnath, D., y Das, A. (2022). 32—Third-generation biofuels and food security. En E. Jacob-Lopes, L. Q. Zepka, I. A. Severo, y M. M. Maroneze (Eds.), *3rd Generation Biofuels* (pp. 757-768). Woodhead Publishing. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-90971-6.00041-3>
- Dell'Aversano, S., Villante, C., Gallucci, K., Vanga, G., y Di Giuliano, A. (2024). E-Fuels: A Comprehensive Review of the Most Promising Technological Alternatives towards an Energy Transition. *Energies*, 17(16), Article 16. <https://doi.org/10.3390/en17163995>
- Delso-Vicente, A.-T., Camperos, M.-C., y Almonacid-Durán, M. (2025). The evolution of electric and hybrid vehicles and their influence on sustainable transport: A review and future research lines. *Sustainable Technology and Entrepreneurship*, 4(2), 100100. <https://doi.org/10.1016/j.stae.2025.100100>
- Dey, A., Ghosh, S., y Kar, D. (2023). Greening the Petrochemical Industry: Strategies for Sustainability. *Progress in Petrochemical Science*, 5(2), 488-490.
- Dybiński, O., Szablowski, Ł., Martsinchyk, A., Szczęśniak, A., Milewski, J., Grzebielec, A., y

- Shuhayeu, P. (2025). Overview of the e-Fuels Market, Projects, and the State of the Art of Production Facilities. *Energies*, 18(3), Article 3. <https://doi.org/10.3390/en18030552>
- Edenhofer, O., y Seyboth, K. (2013). Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). En J. F. Shogren (Ed.), *Encyclopedia of Energy, Natural Resource, and Environmental Economics* (pp. 48-56). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-375067-9.00128-5>
- El-Nagar, R. A., Ghanem, A. A., El-Nagar, R. A., y Ghanem, A. A. (2019). Syngas Production, Properties, and Its Importance. En *Sustainable Alternative Syngas Fuel*. IntechOpen. <https://doi.org/10.5772/intechopen.89379>
- Faramawy, S., Zaki, T., y Sakr, A. A.-E. (2016). Natural gas origin, composition, and processing: A review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 34, 34-54. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.06.030>
- Gnansounou, E., Dauriat, A., Villegas, J., y Panichelli, L. (2009). Life cycle assessment of biofuels: Energy and greenhouse gas balances. *Bioresource Technology*, 100(21), 4919-4930. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2009.05.067>
- Hannah, L. (2011). Chapter 2—The Climate System and Climate Change. En L. Hannah (Ed.), *Climate Change Biology* (pp. 13-52). Academic Press. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-374182-0.00002-9>
- Hasan, N., y Ratnam, M. V. (2022). Biodiesel Production from Waste Animal Fat by Transesterification Using H<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> and KOH Catalysts: A Study of Physiochemical Properties. *International Journal of Chemical Engineering*, 2022(1), 6932320. <https://doi.org/10.1155/2022/6932320>
- Hayes, G., Laurel, M., MacKinnon, D., Zhao, T., Houck, H. A., y Becer, C. R. (2023). Polymers without Petrochemicals: Sustainable Routes to Conventional Monomers. *Chemical Reviews*, 123(5), 2609-2734. <https://doi.org/10.1021/acs.chemrev.2c00354>
- Ishaq, H., Dincer, I., y Crawford, C. (2022). A review on hydrogen production and utilization: Challenges and opportunities. *International Journal of Hydrogen Energy, SI: Progress in Hydrogen Production, Storage and Distribution (Ahmadi)*, 47(62), 26238-26264. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.11.149>
- Jahangiri, H., Bennett, J., Mahjoubi, P., Wilson, K., y Gu, S. (2014). A review of advanced catalyst development for Fischer-Tropsch synthesis of hydrocarbons from biomass derived syn-gas. *Catalysis Science and Technology*, 4(8), 2210-2229. <https://doi.org/10.1039/C4CY00327F>
- Jiang, C., He, F., Zhang, L., Wang, G., y Liu, L. (2025). Trends in industrial ethylene production: Innovation in process and catalyst design. *Chem Catalysis*, 5(1), 101241. <https://doi.org/10.1016/j.checat.2024.101241>
- Jin, C., Li, X., Xu, T., Dong, J., Geng, Z., Liu, J., Ding, C., Hu, J., El ALAOUI, A., Zhao, Q., y Liu, H. (2023). Zero-Carbon and Carbon-Neutral Fuels: A Review of Combustion Products and Cytotoxicity. *Energies*, 16(18), Article 18. <https://doi.org/10.3390/en16186507>
- Jung, W., Lee, J., y Ha, K.-S. (2024). Ethylene production processes in a carbon-neutral strategy. *Energy Conversion and Management*, 311, 118462. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2024.118462>
- Kalak, T. (2023). Potential Use of Industrial Biomass Waste as a Sustainable Energy Source in the Future. *Energies*, 16(4), Article 4. <https://doi.org/10.3390/en16041783>

- Koczoń, P., Bartyzel, B., Iuliano, A., Klensporf-Pawlik, D., Kowalska, D., Majewska, E., Tarnowska, K., Zieniuk, B., y Gruczyńska-Sękowska, E. (2022). Chemical Structures, Properties, and Applications of Selected Crude Oil-Based and Bio-Based Polymers. *Polymers*, 14(24), Article 24. <https://doi.org/10.3390/polym14245551>
- Lisbona, P., Bailera, M., y Pérez, V. (2023). Chapter 4—Methane production from syngas. En M. R. Rahimpour, M. A. Makarem, & M. Meshksar (Eds.), *Advances in Synthesis Gas: Methods, Technologies and Applications* (Vol. 3, pp. 93-109). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-91878-7.00005-8>
- Malik, K., Capareda, S. C., Kamboj, B. R., Malik, S., Singh, K., Arya, S., y Bishnoi, D. K. (2024). Biofuels Production: A Review on Sustainable Alternatives to Traditional Fuels and Energy Sources. *Fuels*, 5(2), Article 2. <https://doi.org/10.3390/fuels5020010>
- Megia, P. J., Vizcaíno, A. J., Calles, J. A., y Carrero, A. (2021). Hydrogen Production Technologies: From Fossil Fuels toward Renewable Sources. A Mini Review. *Energy & Fuels*, 35(20), 16403-16415. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.1c02501>
- Olabi, A. G., Abdelkareem, M. A., Wilberforce, T., Alkhalidi, A., Salameh, T., Abo-Khalil, A. G., Hassan, M. M., y Sayed, E. T. (2022). Battery electric vehicles: Progress, power electronic converters, strength (S), weakness (W), opportunity (O), and threats (T). *International Journal of Thermofluids*, 16, 100212. <https://doi.org/10.1016/j.ijft.2022.100212>
- Pan, Y., Bai, J., Yang, G., y Li, Z. (2023). Progress in the Research on Branched Polymers with Emphasis on the Chinese Petrochemical Industry. *Molecules*, 28(23), Article 23. <https://doi.org/10.3390/molecules28237934>
- Phung, T. K., Pham, T. L. M., Vu, K. B., y Busca, G. (2021). (Bio)Propylene production processes: A critical review. *Journal of Environmental Chemical Engineering*, 9(4), 105673. <https://doi.org/10.1016/j.jece.2021.105673>
- Pramanik, A., Sinha, A., Chaubey, K. K., Hariharan, S., Dayal, D., Bachheti, R. K., Bachheti, A., y Chandel, A. K. (2023). Second-Generation Bio-Fuels: Strategies for Employing Degraded Land for Climate Change Mitigation Meeting United Nation-Sustainable Development Goals. *Sustainability*, 15(9), Article 9. <https://doi.org/10.3390/su15097578>
- Ramadhass, A. S. (Ed.). (2016). *Alternative Fuels for Transportation*. CRC Press. <https://doi.org/10.1201/b16260>
- Ranjekar, A. M., y Yadav, G. D. (2021). Dry reforming of methane for syngas production: A review and assessment of catalyst development and efficacy. *Journal of the Indian Chemical Society*, 98(1), 100002. <https://doi.org/10.1016/j.jjics.2021.100002>
- Ripathy, D. B. (2017). Applications of Petrochemicals: A Mini Review. *Recent Advances in Petrochemical Science*, 2(4). <https://doi.org/10.19080/RAPSCI.2017.02.555594>
- Romm, J. (2006). The car and fuel of the future. *Energy Policy*, 34(17), 2609-2614. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.06.025>
- Sadaqat, B., Dar, M. A., Xie, R., y Sun, J. (2025). Chapter 3 - Drawbacks of first-generation biofuels: Challenges and paradigm shifts in technology for second- and third-generation biofuels. En D. Zhu, M. A. Dar, y Mohd. Shahnawaz (Eds.), *Biofuels and Sustainability* (pp. 33-47). Elsevier Science Ltd. <https://doi.org/10.1016/B978-0-443-21433-2.00003-7>
- Sadeghbeigi, R. (2012). Chapter 3—FCC Feed Characterization. En R. Sadeghbeigi (Ed.),

- Fluid Catalytic Cracking Handbook (Third Edition)* (pp. 51-86). Butterworth-Heinemann. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-386965-4.00003-3>
- Sandaka, B. P., y Kumar, J. (2023). Alternative vehicular fuels for environmental decarbonization: A critical review of challenges in using electricity, hydrogen, and biofuels as a sustainable vehicular fuel. *Chemical Engineering Journal Advances*, 14, 100442. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2022.100442>
- Shen, J., Liang, J., Lin, X., Lin, H., Yu, J., y Yang, Z. (2020). Recent Progress in Polymer-Based Building Materials. *International Journal of Polymer Science*, 2020(1), 8838160. <https://doi.org/10.1155/2020/8838160>
- Singh, H., Li, C., Cheng, P., Wang, X., y Liu, Q. (2022). A critical review of technologies, costs, and projects for production of carbon-neutral liquid e-fuels from hydrogen and captured CO<sub>2</sub>. *Energy Advances*, 1(9), 580-605. <https://doi.org/10.1039/D2YA00173J>
- Speight, J. G. (2006). *The Chemistry and Technology of Petroleum* (4.<sup>a</sup> ed.). CRC Press. <https://doi.org/10.1201/9781420008388>
- Suganuma, S., y Katada, N. (2020). Innovation of catalytic technology for upgrading of crude oil in petroleum refinery. *Fuel Processing Technology*, 208, 106518. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2020.106518>
- Ullah, F., Dong, L., Bano, A., Peng, Q., y Huang, J. (2016). Current advances in catalysis toward sustainable biodiesel production. *Journal of the Energy Institute*, 89(2), 282-292. <https://doi.org/10.1016/j.joei.2015.01.018>
- Vasileiadou, A. (2024). From Organic Wastes to Bioenergy, Biofuels, and Value-Added Products for Urban Sustainability and Circular Economy: A Review. *Urban Science*, 8(3), Article 3. <https://doi.org/10.3390/urbansci8030121>
- Wishart, R. S. (1978). Industrial Energy in Transition: A Petrochemical Perspective. *Science*, 199(4329), 614-618. <https://doi.org/10.1126/science.199.4329.614>
- Zentani, A., Almaktoof, A., y Kahn, M. T. (2024). A Comprehensive Review of Developments in Electric Vehicles Fast Charging Technology. *Applied Sciences*, 14(11), Article 11. <https://doi.org/10.3390/app14114728>
- Zhang, Y., Xing, E., Han, W., Yang, P., Zhang, S., Liu, S., Cao, D., y Li, M. (2024). Petrochemical Industry for the Future. *Engineering*, 43, 99-114. <https://doi.org/10.1016/j.eng.2024.06.017>
- Zuo, C., y Su, Q. (2023). Research Progress on Propylene Preparation by Propane Dehydrogenation. *Molecules*, 28(8), 3594. <https://doi.org/10.3390/molecules28083594>



## Sobre los autores

### Rafael Martínez Palou

Es Doctor y Maestro en Ciencias Quimicobiológicas (Instituto Politécnico Nacional) y Licenciado en Química (Universidad de La Habana). Realizó una estancia posdoctoral en el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), dónde luego fue contratado como investigador científico en la Dirección de Investigación. Diplomado en Tecnología y Transferencia. También es profesor del posgrado Maestrías y Doctorados en Ciencias o en Ingeniería del Instituto Mexicano del Petróleo. Es nivel III del Sistema Nacional de Investigadores e Investigadoras desde 2019. Miembro premium de la American Chemical Society (No. 30396939). Sus áreas de investigación son el desarrollo de productos químicos orgánicos para aplicaciones en la industria petrolera y en la transformación de biomasa para la producción de biocombustibles. Publicaciones recientes: Synthesis and evaluation of poly(ionic liquids) based on vinylpyridine as catalysts for the isobutane/butene alkylation reaction. J. Guzmán Pantoja, N. Ornelas Robles, J.G. Hernández-Cortez, R. Martínez-Palou. *J. Mol. Liq.* 2025, 127651. <https://doi.org/10.1016/j.molliq.2025.127651>

Capítulo en libro: Chapter 1: R. Martínez-Palou. Current outlook and future perspective on the production of automotive gasoline. En: Progress in catalytic processes for the production of automotive gasoline. crc Press, 2025. DOI: 10.1201/9781003517283-1 (Publicado) e-Book ISBN: 9781003517283, Printed Book: 9781032844350.

ORCID: 0000-0003-3598-7207

Scopus: 9639930800

Google Académico: <https://scholar.google.com/citations?user=XJz8UJ4AAAA-J&hl=es>

### **Ricardo Cerón Camacho**

Es Doctor en Ciencias Químicas por el Instituto de Química de la UNAM, realizó una estancia de investigación en Carnegie Mellon University (Estados Unidos). Obtuvo la Maestría en Ciencias en el Instituto de Química de la UNAM y la Licenciatura en Química en la Facultad de Química de la UNAM. Se desempeñó como investigador del programa Cátedras Conacyt (investigadoras e investigadores por México) y actualmente es investigador en el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP). También es profesor del Posgrado en Ciencias o Ingeniería del Instituto Mexicano del Petróleo.

Es miembro del Sistema Nacional de Investigadoras e Investigadores (SNII, nivel 1), obtuvo los premios anuales IMP en 2023 y 2016 a las categorías de desarrollo de producto e innovación, respectivamente. También obtuvo en 2013 el premio BASF-UDLAP en Química Sustentable. Además, es uno de los investigadores seleccionados en una competencia entre jóvenes científicos de todo el mundo para participar en *Lindau Nobel Laureate Meeting* (Chemistry) 2013.

Sus líneas de investigación se enfocan en la obtención de productos químicos a través de la química verde y supramolecular, productos químicos con aplicación a la industria petrolera, aditivos para gasolinas y combustibles, procesos biotecnológicos para obtener productos químicos y procesos de deconstrucción química de biomasa para obtener bioetanol.

Entre sus publicaciones recientes está: Supramolecular characterization of reaction product of quercetin and caffeic acid with laccase and DFT approach. *J. Mol. Struct.* 2026, 1351, 144357. Chapter 5, *Alkylate Gasoline*. In *Catalytic Processes for the Production of Automotive Gasoline*, CRC Press Taylor and Francis. 2025.

ORCID: 0000-0003-2757-4963

Scopus: 12760894900

Google Académico: <https://scholar.google.com/citations?hl=es&user=L3qCO-zAAAAAJ>

Research Gate: <https://www.researchgate.net/profile/Ricardo-Ceron-Camacho-2>

### **Silvia Castillo Acosta**

Es Doctora en Gestión Ambiental para el Desarrollo por la Universidad Popular Autónoma Veracruzana (México), Maestría y Licenciatura en Química Farmacobióloga en la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). Se ha desempeñado por 10 años como investigadora en el Instituto Mexicano del Petróleo, donde ha

colaborado en 11 proyectos de investigación y desarrollo tecnológico en síntesis, caracterización y evaluación de desempeño de catalizadores y productos químicos para la industria del petróleo y gas, priorizando los principios de la química verde con uso de compuestos menos impacto ambiental, compuesto de origen natural, y del tipo eutéctico (Inhibidores de corrosión, catalizadores, sistemas gelantes para altas temperaturas, elaboración de biocombustibles, entre otros). También colabora activamente como líder auditora en el sistema integral de gestión en calidad, ambiental y seguridad en el Instituto Mexicano del Petróleo. Secihti cvu 77916. Cuenta con una producción científica en 4 patentes, 5 artículos científicos, un capítulo de libro tecnológico, 14 derechos de autor, asesoría teórica y práctica en laboratorio para estudiantes de servicio social, prácticas profesionales, trabajo terminal, posters. En el año de 2024, se le otorgó el premio IMP Investigación como integrante activa del proyecto de desarrollo de geles para control de agua a alta temperatura y presión. Recientemente ha publicado el artículo científico “*Water control in sandstone rocks using polyethyleneimine cross-linked polymer gels*”, <https://doi.org/10.1016/j.dwt.2025.101391>.

ORCID: 0000-0003-0771-9758

Scopus: 57219962794

Academia: Silvia Castillo Acosta - Instituto Mexicano del Petroleo

Research Gate: [https://www.researchgate.net/profile/Silvia-Castillo-Acosta?ev=hdr\\_xprf](https://www.researchgate.net/profile/Silvia-Castillo-Acosta?ev=hdr_xprf)

### **José Gonzalo Hernández Cortez**

Es Doctor en Ciencias por la Universidad Autónoma Metropolitana (Iztapalapa, Ciudad de México). Obtuvo la Maestría en Química en la Universidad Autónoma Metropolitana (Iztapalapa, Ciudad de México) y la Licenciatura en Químico Industrial en la Facultad de Química de la Benemérita Universidad Autónoma de Puebla. Se ha desempeñado como investigador y anteriormente como profesor en la UAM – Azcapotzalco. En la actualidad es investigador en la Gerencia de Investigación en Catalizadores y Productos Químicos de la Dirección de Investigación en el Instituto Mexicano del Petróleo, donde realiza investigaciones sobre la síntesis de materiales y catalizadores, diseño e implementación de sistemas de evaluación catalítica a nivel laboratorio, así como la formación de capital humano para la ciencia y tecnología mediante la dirección de tesis de estudiantes de licenciatura

y de posgrado. También es miembro del Sistema Nacional de Investigadores e Investigadoras con nivel II (SECIHTI) y es miembro de la Academia de Catálisis desde 2018. Recientemente participó como coautor del libro *Catalytic Processes for the Production of Automotive Gasoline (2025)* y también es autor y coautor de diferentes artículos publicados a lo largo de su trayectoria como investigador.

ORCID: 0000-0003-2231-2825

Scopus: 6508277057

### **Diego Javier Guzmán Lucero**

Es Doctor en Ciencias por la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM). Obtuvo la Maestría en Ciencias Nucleares en la Facultad de Química de la UNAM y la Licenciatura en Ingeniería Química en la Facultad de Estudios Superiores Zaragoza de la UNAM. Actualmente es investigador científico en el Instituto Mexicano del Petróleo. Sus áreas de investigación están relacionadas con el desarrollo y la aplicación de polímeros sintéticos en la separación de gases y líquidos, el control del agua en pozos de petróleo, los inhibidores de hidratos, los catalizadores y los soportes. Recientemente ha realizado investigaciones sobre pretratamientos de biomasa lignocelulósica para la obtención de biocombustibles. Ha publicado más de 40 artículos en revistas indexadas como *In Situ Polymer Gel for High-Salinity Water Control in Sandstone: Formation, Rheology, and Thermal Stability* en *ChemistrySelect* (e02750, 2025) y 17 patentes en México y el extranjero como *Process of recovery of exhausted ionic liquids used in the extractive desulfurization of naphthas* us Patent 8597517.

ORCID: 0000-0001-8113-7364

Scopus: 9640362100

Google Académico: <https://scholar.google.com/citations?user=r9bR-9S0AAAAJ&hl=es&oi=ao>

Research Gate: ID: A-7159-2013

### **Heriberto Díaz Velázquez**

Es Doctor en Ciencias (Química) en la Universidad de Ghent, Bélgica. Maestro en Ciencia e Ingeniería de Materiales por la Universidad Nacional Autónoma de México y Licenciado en Química por la Universidad Autónoma del Estado

de México. Además, cuenta con 3 diplomados: gestión estratégica de proyectos (*CIATT*, en línea) formación de tecnólogos (*IMP-FPNT-CIATT*), gestión de proyectos (*ITESM*, en línea) y economía circular (*MIT-Professional Education*, en línea). Ha impartido clases en universidades públicas y privadas. Actualmente ocupa el puesto de investigador científico en el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) y es miembro del Sistema Nacional de Investigadores e Investigadoras Nivel 1. En el posgrado del IMP, fungió como miembro del área temática de Transformación Industrial. Es autor de diversos artículos de investigación, capítulos de libros y patentes publicadas.

Ha participado como ponente y organizador de congresos nacionales e internacionales sobre química y ciencia de materiales. Ha sido revisor de proyectos de investigación del SECIHTI y de artículos de investigación arbitrados en revistas indexadas (JCR). Ha dirigido diversas tesis de grado y posgrado y fungido miembro del jurado de estudiantes de posgrado. Es miembro de la Sociedad Mexicana de Materiales (SMM), así como miembro del consejo editorial de la revista *Sustainable Chemistry One World*. Su área de investigación se enfoca en la transformación química del CO<sub>2</sub>, la purificación de derivados del petróleo y la producción de gasolina de alto octanaje mediante reacciones de alquilación, la síntesis de productos químicos para su aplicación en la industria petrolera y, recientemente, la transformación de biomasa en fuentes de energía. Además, tiene experiencia en síntesis orgánica y organometálica, síntesis y aplicaciones de estructuras metal-orgánicas y síntesis de estado sólido. Entre sus publicaciones más importantes están el libro *Catalytic Processes for the Production of Automotive Gasoline* de la editorial CRC-Taylor and Francis y “N-heterocyclic carbene-transition Metal Complexes for Catalysis in Aqueous Media” del prestigioso *Chemical Society Reviews* de la Royal Society of Chemistry (factor de impacto 39.3).

ORCID: 0000-0003-1233-6524

Scopus: 57194777349

Google Académico: <https://scholar.google.com/citations?user=IfbsqPIAAAA-J&hl=en>

### **Mercedes Bazaldua Domínguez**

Es Doctora en Ciencias por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), Maestría en Ciencias de los Materiales (Centro de Investigación en Materiales Avanzados) y

Licenciatura en Ingeniería Química (Instituto Tecnológico de Chihuahua).

Se ha desempeñado como investigadora científica en el Instituto Mexicano del Petróleo, donde ha participado y liderado proyectos de investigación y desarrollo tecnológico enfocados en el diseño y la evaluación de productos químicos y procesos para los sectores de hidrocarburos y de transición energética. Su trabajo abarca el desarrollo de bio-intermediarios a partir de biomasa para co-procesamiento en refinerías, así como catalizadores, inhibidores de corrosión y materiales funcionales, con orientación a aplicaciones industriales.

Cuenta con una amplia experiencia en el desarrollo tecnológico, la validación a nivel laboratorio y piloto, la elaboración de informes técnicos institucionales, la redacción de artículos científicos y la gestión de propiedad intelectual. Es candidata e investigadora del Sistema Nacional de Investigadoras e Investigadores (SNI) y cuenta con CVU Conahcyt No. 626896. Su producción científica incluye, entre otros trabajos, el artículo *In-situ  $^1\text{H}$  NMR measurements of reactivity ratios and thermal properties for copolymerization of N-vinylpyrrolidone and 1-vinyl-3-butylimidazolium bromide* (2023), publicado en *Materials Today Communications*; y el artículo *Selective catalytic transformations of biomass-derived molecules into value-added chemicals* (2026), publicado en *Chemistry – A European Journal* (Wiley). Asimismo, ha contribuido a desarrollos tecnológicos con patentes y artículos adicionales relacionados con la química aplicada a la industria energética, y participa activamente en la formación de recursos humanos mediante asesoría técnica y académica en proyectos y actividades de laboratorio.

ORCID: 0000-0002-0048-3095

Google Académico: [https://scholar.google.com/citations?view\\_op=view\\_citation&hl=es&user=PHb9THUAAAAJ&citation\\_for\\_view=PHb9THUAAAAJ:UeHWp8X-0CEIC](https://scholar.google.com/citations?view_op=view_citation&hl=es&user=PHb9THUAAAAJ&citation_for_view=PHb9THUAAAAJ:UeHWp8X-0CEIC)

*La química en la industria petrolera*, de Rafael Martínez Palou (coord.), publicado por Ediciones Comunicación Científica, S. A. de C. V., se terminó de imprimir en octubre de 2026, Litográfica Ingramex, S. A. de C. V., Centeno 162-1, Granjas Esmeralda, 09810, Ciudad de México. Disponible en versión digital para acceso abierto en los formatos PDF, EPUB y HTML.

**L**a *Química en la Industria Petrolera* ofrece un recorrido claro, riguroso y fascinante por los procesos químicos que hacen posible la cadena de valor de los hidrocarburos. Diseñado especialmente para estudiantes preuniversitarios y universitarios de ciencias e ingenierías, este libro conecta la teoría química fundamental con sus aplicaciones industriales reales.

Este libro está dedicado a explorar la relevancia de la química en todas las etapas de la cadena productiva del petróleo: desde su origen y composición hasta su procesamiento y transformación. En sus páginas, el lector encontrará cómo los principios químicos aplicados en esta industria permiten no solo maximizar el rendimiento y la calidad de los productos derivados, sino también innovar en la creación de nuevos materiales que impactan en múltiples sectores industriales, desde los combustibles y lubricantes hasta la fabricación de plásticos y productos químicos complejos.

También presenta varios capítulos enfocados en algunas aplicaciones de los productos químicos como catalizadores en los procesos de refinación del petróleo y para mitigar algunas de las problemáticas de la industria petrolera, como la corrosión en tuberías y equipos, la inhibición de la precipitación de asfaltenos, aplicaciones en la ruptura de emulsiones petroleras, para el control del agua en los pozos petroleros y como aditivos de las gasolinas.

El libro ha sido escrito por un grupo de investigadores del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), apasionados por la química y su aprovechamiento en beneficio de la humanidad, así como por la transformación de Petróleos Mexicanos en una industria más eficiente y sostenible.



**Rafael Martínez Palou** es Doctor en Química Orgánica. Se desempeña como investigador científico y profesor del posgrado en el Instituto Mexicano del Petróleo. Es miembro del SNII, nivel III. Sus investigaciones están enfocadas en desarrollar productos químicos para aplicaciones en la industria petrolera y la producción de biocombustibles.

EBSCO

RENIECYT  
Registro Nacional de Investigaciones y  
Experiencia Científica y Tecnológica

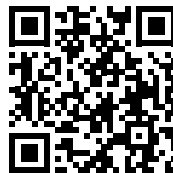
2000922



Dialnet

turnitin

OPEN ACCESS



DOI.ORG/10.52501/CC.443



EDICIONES  
COMUNICACIÓN  
CIENTÍFICA  
PUBLICACIONES  
ARBITRADAS  
comunicacion-cientifica.com



9 789689 738855