



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE QUÍMICA

**TECNOLOGÍAS DE MEJORAMIENTO DE CRUDO PESADO Y RESIDUOS: UNA
ALTERNATIVA PARA DISMINUIR LA PRODUCCIÓN DE COMBUSTÓLEO EN
MÉXICO**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO QUÍMICO

PRESENTA

PABLO VARGAS FERNÁNDEZ DEL BUSTO



CDMX

2023



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

PRESIDENTE: Profesor: ING. CELESTINO MONTIEL MALDONADO

VOCAL: Profesor: DR. MARTÍN RIVERA TOLEDO

SECRETARIO: Profesor: MTRA. ELISA ELVIRA GUINEA CORRES

1er. SUPLENTE: Profesor: ING. ILEANA RODRÍGUEZ CASTAÑEDA

2° SUPLENTE: Profesor: DR. JANSSEN CAMIEL HERMAN CORNELIS

SITIO DONDE SE DESARROLLÓ EL TEMA:

ASESOR DEL TEMA:



CELESTINO MONTIEL MALDONADO

SUSTENTANTE:



PABLO VARGAS FERNÁNDEZ DEL BUSTO

Contenido

1. Introducción	4
1.1 Planteamiento del problema.....	5
1.2 Objetivo general	6
1.3 Objetivos particulares.....	6
2. Petróleo	7
2.1 Fundamentos	7
2.2 Propiedades de los petróleos pesados y extrapesados	9
3. La Refinación del Petróleo	12
3.1. Proceso de refinación.....	12
3.2. Tipos de configuración	21
4. El Sector Energético Mexicano	24
4.1. Energía primaria.....	24
4.2. Demanda de productos petrolíferos	25
4.3. Producción de petróleo en México	28
4.4. Legislación del sector energético mexicano.....	31
4.5. Características del crudo mexicano	34
4.6. Sistema Nacional de Refinación	36
5. Combustóleo	43
5.1. Características	43
5.2. Producción de combustóleo	43
5.3. Generación de energía eléctrica	48
5.4. Transporte marino.....	50
5.5. El Acuerdo de París	52
5.6. El compromiso climático de México	53
6. Mejoramiento de crudos pesados	55
6.1. Necesidades tecnológicas.....	55
6.2. Relación hidrógeno/carbono de crudos pesados y ligeros	56
6.3. Tecnologías para el mejoramiento de crudos pesados	57
6.4. Comparación de tecnologías.....	78
7. Conclusión	83
8. Bibliografía	87

Índice de Gráficas

Gráfica 1. Grados API vs Gravedad Específica del Petróleo	11
Gráfica 2. Producción mundial de petróleo crudo, MMbd.....	26
Gráfica 3. Demanda por producto petrolífero, MMbd	27
Gráfica 4. Producción de petróleo y otros líquidos 2022, MMbd	28
Gráfica 5. Extracción de petróleo en Cantarell, Mbd	29
Gráfica 6. Inversión pública en exploración y producción, millones de pesos	30
Gráfica 7. Producción de petróleo crudo por tipo, MMbd	35
Gráfica 8. Capacidad instalada de refinación	39
Gráfica 9. Producción de combustibles líquidos 2022.....	41
Gráfica 10. Rendimiento de combustóleo por barril de crudo procesado, Mbd	44
Gráfica 11. Demanda de combustóleo en México, Mbd	46
Gráfica 12. Precios de combustóleo, USD/barril	47

Índice de Figuras

Figura 1. Clasificación del petróleo por su gravedad API y viscosidad	10
Figura 2. Esquema general de una refinería	12
Figura 3. Unidad de destilación atmosférica.....	17
Figura 4. Unidad de destilación de vacío	18
Figura 5. Craqueo Catalítico.....	19
Figura 6. Coquización Retardada.....	21
Figura 7. Relación H/C y Gravedad API.....	56
Figura 8. Proceso HCAT® con hidrotratamiento integrado	60
Figura 9. Reactor HCAT®	61
Figura 10. Diagrama general del proceso HTL.....	62
Figura 11. Proceso simplificado de la instalación de mejoramiento de crudo de GenOil GHU®.....	64
Figura 12. Esquema simplificado del proceso Viscositor de Ellycrack SA	66
Figura 13. Esquema simplificado del proceso IMP.....	68
Figura 14. Esquema del proceso HRH para el mejoramiento de crudo pesado....	70

Figura 15. Esquema simplificado del proceso EST	72
Figura 16. Esquema de flujo del proceso UOP Uniflex	74
Figura 17. Rendimiento de los procesos de coquización retardada y UOP Uniflex	75
Figura 18. Diagrama simplificado del proceso EADIEMAC	76
Figura 19. Esquema del proceso Chattanooga	77
Figura 20. Inversión y costos de operación de las tecnologías de mejoramiento de crudo	81

Índice de Tablas

Tabla 1. Composición elemental del petróleo.....	7
Tabla 2. Clasificación del petróleo con base en la gravedad API.....	8
Tabla 3. Fracciones de ebullición del petróleo	13
Tabla 4. Procesos principales de refinación	14
Tabla 5. Producción de energía primaria, PJ	25
Tabla 6. Tipos de Petróleo Crudo en México	34
Tabla 7. Fecha de inauguración y capacidad inicial de las refinerías en México ..	36
Tabla 8. Configuración de las refinerías del SNR.....	37
Tabla 9. Capacidad de proceso en refinerías.....	38
Tabla 10. Rendimiento de combustóleo en el SNR ₂₀₂₂	45
Tabla 11. Tecnologías para el mejoramiento de crudos pesados y residuos	58
Tabla 12. Propiedades de la materia prima y los productos del proceso HTL	63
Tabla 13. Propiedades de la materia prima y el producto del proceso GenOil.....	65
Tabla 14. Resultados de las pruebas con la tecnología Viscositor.....	66
Tabla 15. Resultados del mejoramiento de diferentes crudos con la tecnología IMP	68
Tabla 16. Propiedades del crudo mejorado por la tecnología HRH.....	70
Tabla 17. Rendimiento del proceso EST	72
Tabla 18. Nivel de prueba con base en el tipo de proceso de las tecnologías.	79
Tabla 19. Comparación de las características de las tecnologías para el mejoramiento de crudo.....	80

1. Introducción

El presente trabajo tiene como propósito principal ofrecer una visión integral sobre la producción de combustóleo en México, sus aplicaciones en la industria, así como brindar alternativas para el mejoramiento de crudos pesados y residuos a fin de disminuir la producción de este subproducto.

El sector energético en México ha jugado un papel muy importante en el desarrollo económico del país desde hace varios años, especialmente las actividades de refinación y la generación de electricidad representan un porcentaje importante del Producto Interno Bruto (PIB).

Durante los últimos años, el procesamiento de petróleo ha disminuido considerablemente en México, como resultado, se han obtenido menores rendimientos de productos de valor como las gasolinas, diésel y turbosina. Esta situación ha obligado al gobierno mexicano a realizar importaciones de estos productos para satisfacer la demanda nacional.

Según un artículo elaborado por la Secretaría de Energía (2018), el gobierno mexicano comenzó a enfocar sus esfuerzos en fortalecer al sector energético mediante proyectos de inversión en las seis refinerías de Petróleos Mexicanos (Pemex) y la construcción de una nueva refinería para abastecer al mercado nacional, hoy en día solamente tres de las seis refinerías han concluido de manera parcial dicho proceso, estas refinerías son: Madero, Cadereyta y Minatitlán.

Sigler (2020) en su artículo sobre Combustóleo, afirma que el objetivo de estas inversiones es llevar a cabo proyectos de reconfiguración en el Sistema Nacional de Refinación (SNR), es decir, agregar equipos y procesos nuevos para que se generen productos de mayor valor, disminuir la producción de combustóleo y llevar al SNR a su máxima capacidad.

En años recientes se han desarrollado tecnologías de mejoramiento de crudos pesados y residuos, las cuales tienen como objetivo incrementar los grados API del crudo para obtener una mayor cantidad de destilados de valor. Evaluar la

integración de este tipo de tecnologías en las refinerías de Pemex podría ser una alternativa viable para disminuir la producción de combustóleo.

Por otro lado, la crisis ocasionada por la pandemia de Covid-19 afectó fuertemente las ventas de combustibles líquidos – GLP, gasolinas, turbosina y diésel – de Pemex. En el mes de abril del 2020 el volumen de ventas de estos combustibles cayó a sus niveles más bajos de los últimos años, alcanzando volúmenes de 770 miles de barriles diarios (Secretaría de Energía, 2022), lo que representa una disminución del 39% con respecto al año anterior.

Las medidas tomadas ante la crisis sanitaria causaron una reducción en la demanda de los productos derivados del petróleo. Con respecto al 2019, el volumen de venta de diésel, gasolina y combustóleo disminuyeron 28%, 31% y 34%, respectivamente. (Secretaría de Energía, 2022). En este sentido se vuelve crítico desarrollar estrategias que sean económicamente rentables para optimizar la producción de combustibles de valor y disminuir la producción de subproductos.

A continuación, se describe el planteamiento del problema del presente trabajo:

1.1 Planteamiento del problema

Actualmente, las refinerías nacionales no cuentan con los procesos, ni la tecnología necesaria para transformar todo el petróleo que se produce en México en productos de valor. Uno de los productos principales del Sistema de Refinación Nacional es el combustóleo, un subproducto que representa la fracción más pesada del proceso de destilación.

Este hidrocarburo se utiliza como combustible en muchas industrias, pero su combustión genera gases contaminantes, además, requiere calentarse para su transporte, lo que dificulta su manejo y traslado.

Por otro lado, las nuevas normas establecidas en la industria marítima, uno de los mercados principales del combustóleo y la promulgación tratados internacionales

como el Acuerdo de París, que buscan reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, han provocado que el combustóleo pierda cada vez más mercado.

Tomar en cuenta estos factores se vuelve fundamental para definir hasta qué punto el consumo de este combustible es económicamente viable. En este sentido, explorar nuevos procesos y tecnologías emergentes para el mejoramiento de petróleo es una gran oportunidad para el mercado energético mexicano.

1.2 Objetivo general

- Describir la producción de combustóleo en el sector energético mexicano mediante el análisis de su impacto ambiental, social y económico, y así, ofrecer alternativas tecnológicas de mejoramiento de crudo pesado y residuos que puedan disminuir el rendimiento de combustóleo en las refinerías nacionales.

1.3 Objetivos particulares

- Presentar un contexto sobre las aplicaciones del combustóleo en la generación de electricidad y como combustible de embarcaciones.
- Describir la producción de combustibles en el SNR.
- Explicar los compromisos ambientales que tiene México.
- Describir tecnologías para el mejoramiento de petróleo pesado, extrapesado y residuos que permitan disminuir la cantidad de combustóleo producido.

2. Petróleo

2.1 Fundamentos

El petróleo es una mezcla de compuestos de hidrocarburos gaseosos, líquidos y sólidos que se encuentran en depósitos de roca sedimentaria, también contiene compuestos con nitrógeno, oxígeno y azufre, así como componentes metálicos, que pueden variar ampliamente en volatilidad, gravedad específica y viscosidad. (Bestougeff, 1967; Colombo, 1967; Thornton, 1977; Speight, 1990).

La proporción de los componentes elementales (carbono, hidrógeno, nitrógeno, oxígeno, azufre y metales) del petróleo varía como se señala en la **Tabla 1**.

Tabla 1. Composición elemental del petróleo

Elemento	% en peso
Carbono	83.0% - 87.0%
Hidrógeno	10.0% - 14.0%
Nitrógeno	0.1% - 2.0%
Oxígeno	0.05% - 1.5%
Azufre	0.05% - 6.0%
Metales (Vanadio y Níquel)	< 1000 ppm

Fuente: Speight J. G. (2014). Cap 8 *Chemical Composition. The Chemistry and Technology of Petroleum* (p. 188).

El petróleo, generalmente se clasifica en grados con base en su gravedad API, esta medida fue desarrollada por el Instituto Estadounidense de Petróleo e indica qué tan pesado o ligero es el crudo en comparación con el agua. El valor de la gravedad API está relacionada de manera inversa con la gravedad específica, es decir, un aumento en la gravedad API corresponde a una disminución en la gravedad específica y la fórmula que se emplea para este efecto es:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{Gravedad\ Específica\ (15.6^{\circ}C)} - 131.5$$

“A nivel mundial, la gravedad promedio del petróleo es de aproximadamente 31 API y varía desde un máximo de 45 API para los crudos ligeros, hasta un mínimo de 8 a 15 grados para los crudos pesados y extrapesados” (James H. Gary, Glenn E. Handwerk y Mark J. Kaiser, 2007, p. 19).

Tabla 2. Clasificación del petróleo con base en la gravedad API

Petróleo	Gravedad API
Ligero	> 31.1
Medio	22.3 – 31.1
Pesado	10 – 22.3
Extrapesado	< 10

Fuente: *American Petroleum Institute*.

El petróleo proviene de los restos de plantas y animales que murieron hace cientos de millones de años, los cuales se mezclaron con lodo y arena para formar depósitos que, a lo largo de milenios, se transformaron geológicamente en roca sedimentaria. La materia orgánica se descompuso de forma gradual para eventualmente formar el petróleo, que migró desde su lugar de origen hacia rocas más porosas y permeables, donde finalmente quedó atrapado. (Speight, 2014)

Las acumulaciones de petróleo son conocidas como reservorios y una serie de reservorios dentro de una estructura rocosa común o en estructuras separadas pero vecinas se conoce comúnmente como yacimiento. Al encontrarse bajo tierra, el petróleo es sometido a diferentes presiones lo que provoca que contenga cantidades importantes de gas natural disuelto. (Speight, 2014)

Los hidrocarburos más simples que forman parte del petróleo son las parafinas. Este grupo se extiende desde el metano, gas natural, pasando por líquidos que son refinados para la obtención de gasolinas, hasta ceras cristalinas. Por otro lado, los naftenos, hidrocarburos en forma de anillo, van desde líquidos volátiles como la nafta, hasta compuestos de alto peso molecular como la fracción de asfaltenos. (Speight, 2014)

Otro grupo de hidrocarburos son los aromáticos, el compuesto principal de este grupo es el benceno, una materia prima popular para la fabricación de productos petroquímicos. Los compuestos del petróleo que no son hidrocarburos incluyen derivados orgánicos de nitrógeno, oxígeno y azufre, así como níquel y vanadio. La mayoría de estos compuestos son considerados impurezas, por lo que se buscan eliminar durante los procesos de refinación. (Speight, 2014)

Conocer la composición del petróleo es relevante porque permite determinar su calidad, que influye directamente en el precio y el costo de refinación.

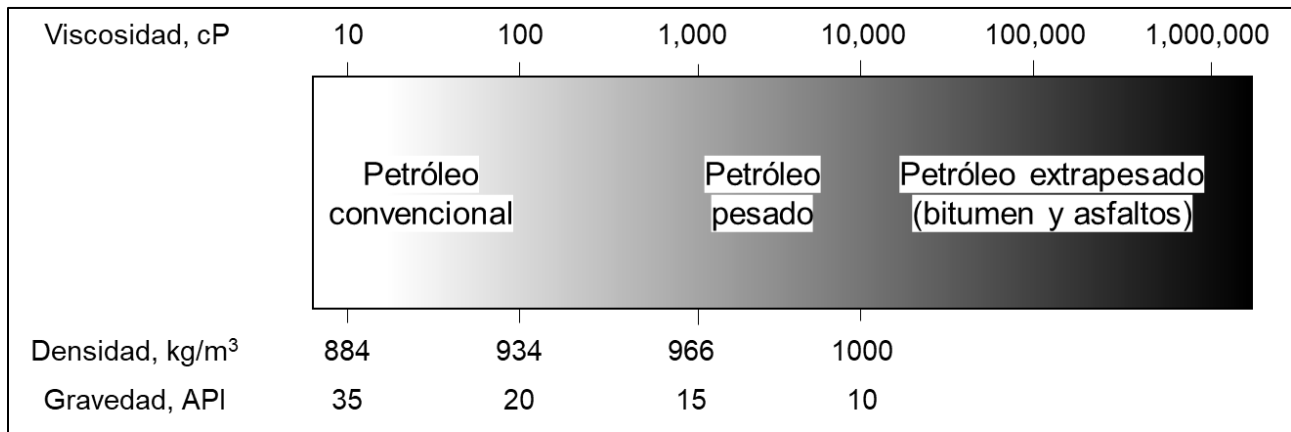
2.2 Propiedades de los petróleos pesados y extrapesados

El Instituto Estadounidense del Petróleo define a los crudos pesados como aquellos que poseen una gravedad API entre 10.0 – 23.3 API, si es menor a 10.0 API se consideran extrapesados. Este tipo de petróleo es diferente al convencional,¹ ya que es mucho más difícil extraerlo de los yacimientos subterráneos, generalmente se requiere estimulación térmica para su recuperación.

La **Figura 1** muestra una comparación entre la viscosidad y la gravedad API del petróleo convencional y no convencional, donde se observa que los crudos pesados tienen una viscosidad mucho más alta y una gravedad API más baja.

¹ Cuando el petróleo se encuentra en un yacimiento donde puede ser recuperado mediante operaciones de bombeo como un líquido que fluye libremente

Figura 1. Clasificación del petróleo por su gravedad API y viscosidad

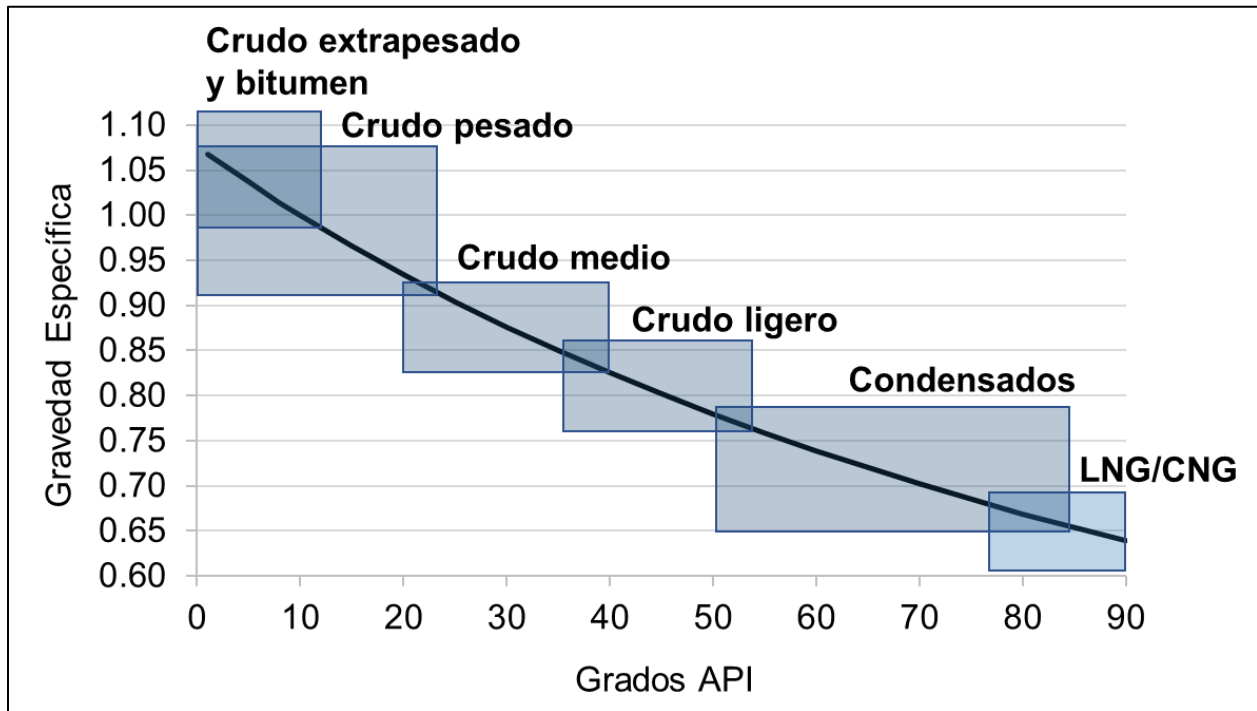


Fuente: Speight J. G. (2014). Cap 2 *Classification. The Chemistry and Technology of Petroleum* (pp.40). Florida, E.E.U.U.: CRC Press.

De forma genérica, el término petróleo pesado se aplica a aquellos que tienen una gravedad API inferior a 20 y, por lo general, pero no siempre, un contenido de azufre superior al 2% en peso. El petróleo con menos 0.5% de azufre en peso se le conoce como *dulce*, mientras que aquellos con mayores cantidades de azufre son conocidos como *amargos*. Además, a diferencia del petróleo convencional, los crudos pesados son de color más oscuro (Speight, 2014).

La clasificación del petróleo también se puede representar de manera indirecta por la densidad o la gravedad específica del petróleo. La **Gráfica 1** muestra los diferentes rangos que abarcan cada tipo de petróleo con base en su gravedad API y gravedad específica.

Gráfica 1. Grados API vs Gravedad Específica del Petróleo



Fuente: Elaboración propia con información de The Engineering ToolBox: API Gravity.

En resumen, los crudos no convencionales² se caracterizan por tener una alta gravedad específica, baja gravedad API, elevada viscosidad, baja relación H/C, así como altos contenidos de asfaltenos, resinas, metales pesados (níquel y vanadio), azufre y nitrógeno (Speight, 2014).

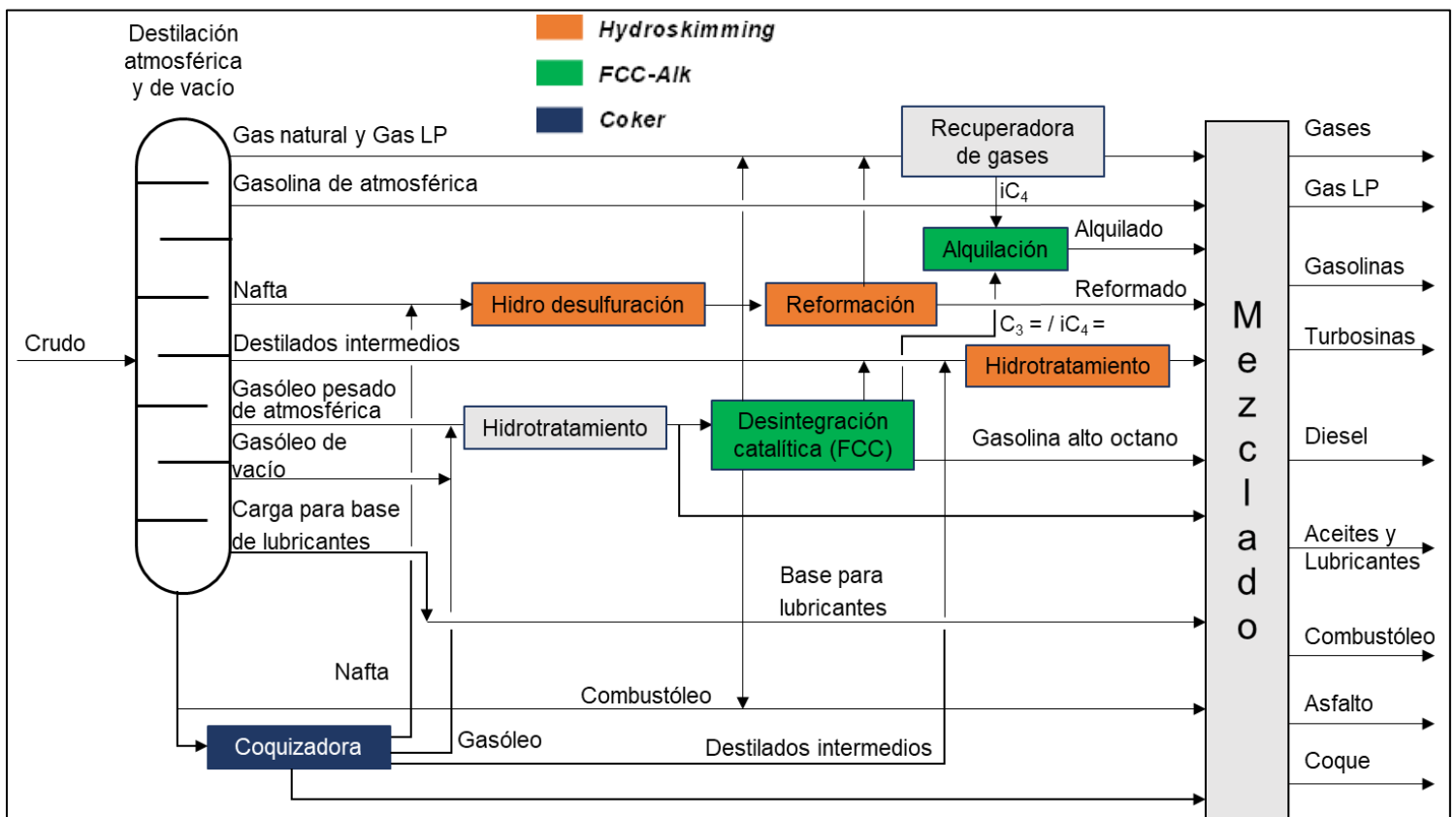
² Petróleo pesado, extrapesado, bitumen y arenas bituminosas

3. La Refinación del Petróleo

3.1. Proceso de refinación

Speight (2014), de manera resumida, define el proceso de refinación como “la separación del petróleo en fracciones y el tratamiento posterior de estas fracciones para la obtención de productos comerciales” (p. 391). Básicamente, las refinerías son un conjunto de plantas de manufactura que varían en número y en procesos con base en los productos que serán elaborados. Los procesos deben ser seleccionados cuidadosamente para que la producción sea acorde a la demanda del mercado.

Figura 2. Esquema general de una refinería



Fuente: Elaboración propia con información de Garat J. H. et al. (2007). Cap 1 Introduction. Petroleum Refining, Technology and Economics.

Generalmente, una vez que el petróleo es refinado y separado en fracciones o cortes, se obtienen tres agrupaciones básicas de productos (corte ligero, medio y pesado). En la siguiente tabla se puede observar la división de las fracciones con base en su punto de ebullición:

Tabla 3. Fracciones de ebullición del petróleo

Fracción	Temperatura de ebullición³, °C
Nafta ligera	-1 a 150
Gasolina	-1 a 180
Nafta pesada	150 – 205
Queroseno	205 – 206
Gasóleo ligero	260 – 315
Gasóleo pesado	315 – 425
Aceites lubricantes	>400
Gasóleo de vacío	425 – 600
Residuos	>510

Fuente: Speight J. G. (2014). Cap 15 *Introduction to Refining Processes. The Chemistry and Technology of Petroleum.*

Las fracciones de gas y gasolina son los productos destilados con menor punto de ebullición. La nafta, precursor de gasolina y algunos solventes, se puede extraer tanto del corte ligero como del corte medio. Los destilados de la fracción media incluyen queroseno, gasóleo ligero y pesado; las ceras de petróleo y los aceites lubricantes de bajo punto de ebullición a veces se incluyen en esta fracción.

La fracción más pesada incluye gasóleo de vacío, aceites lubricantes de mayor punto de ebullición y residuos, que también puede producir ceras y aceites lubricantes pesados comúnmente utilizados para la producción de asfalto.

Conforme el paso de los años, la necesidad de productos con bajo punto de ebullición como gasolina, diésel y turbosina ha aumentado. Sin embargo, el tipo de crudo que produce las cantidades deseadas de estos productos a nivel mundial ha

³ Por conveniencia, los rangos de ebullición se convierten al grado 5° más cercano

disminuido. Por esta razón, las refinerías han introducido procesos de conversión cada vez más complejos y costosos con el fin de obtener mayores rendimientos de productos ligeros a partir de las fracciones de crudo más pesadas.

El proceso de refinación inicia con la destilación, después, la mayor parte de estos productos son sometidos a diferentes procesos como el craqueo catalítico, coquización, reformación catalítica y desulfuración, entre otros, estos procesos cambian la estructura química del crudo y remueven los compuestos no deseados, lo que resulta en los productos finales. Según Speight (2014), los procesos de refinación generalmente se dividen en:

1. Procesos de separación. – Separación física de los hidrocarburos por sus diferentes puntos de ebullición mediante fraccionamiento en torres de destilación atmosférica y de vacío.
2. Procesos de transformación o conversión. – Procesos que modifican el tamaño y/o estructura de las moléculas de los hidrocarburos (p. ej. coquización y craqueo catalítico).
3. Procesos de acabado. – Mezclado y combinación de las fracciones de hidrocarburos, aditivos y otros componentes para la obtención de productos finales con propiedades específicas.

A continuación, se muestra una tabla con algunos procesos de los muchos que forman parte de los centros de refinación:

Tabla 4. Procesos principales de refinación

Proceso	Acción	Método	Propósito	Alimentación	Productos
Procesos de Fraccionamiento					
Destilación atmosférica	Separación	Térmico	Separación de fracciones	Crudo desalinizado	Gas, gasóleo, destilados y residuales
Destilación de vacío	Separación	Térmico	Separación de fracciones sin craqueo	Residuo de la torre atmosférica	Gasóleo, lubricantes y residuos

Tabla 4. Continuación

Procesos de Conversión – Descomposición					
Craqueo Catalítico	Alteración	Catalítico	Mejoramiento de gasolinas	Gasóleo y destilados de coquizador	Insumos petroquímicos y gasolinas
Coquización	Polimerización	Térmico	Conversión de residuos de vacío	Gasóleo y destilados de coquizador	Insumos petroquímicos y gasolinas
Procesos de Conversión – Unificación					
Alquilación	Combinación	Catalítico	Combinación de olefinas e isoparafinas	Isobutanos y olefinas craqueadas	Iso-octano (alquilado)
Polimerización	Polimerizar	Catalítico	Combinación de dos o más olefinas	Olefinas craqueadas	Nafta de alto octanaje e insumos petroquímicos
Procesos de Conversión – Alteración o Reacomodo					
Reformación catalítica	Alteración/deshidratación	Catalítico	Mejoramiento de nafta de bajo octanaje	Nafta de coquizadora/hidro craqueo	Reformados/aromáticos de alto octanaje
Isomerización	Reacomodo	Catalítico	Conversión de cadenas lineales en ramificadas	Butanos, pentanos y hexanos	Isobutano/pentano/hexano
Procesos de Tratamiento					
Hidro – Tratamiento	Hydrogenación	Catalítico	Remoción de impurezas	Residuales e hidrocarburos craqueados	Destilados, lubricantes e insumos de craqueo

Fuente: United States Department of Labor. *Section IV: Chapter 2 Occupational Safety and Health Administration (OSHA)*.

Para fines de este trabajo se describirán los procesos de destilación atmosférica y de vacío, craqueo catalítico (FCC) y coquización, ya que estos son los que

determinan la complejidad de las refinerías. El resto de los procesos también ayudan al procesamiento del crudo, sin embargo, se enfocan más en ajustar el producto final a las especificaciones requeridas. A continuación, se describen los procesos anteriormente mencionados (Speight, 2014).

Destilación atmosférica

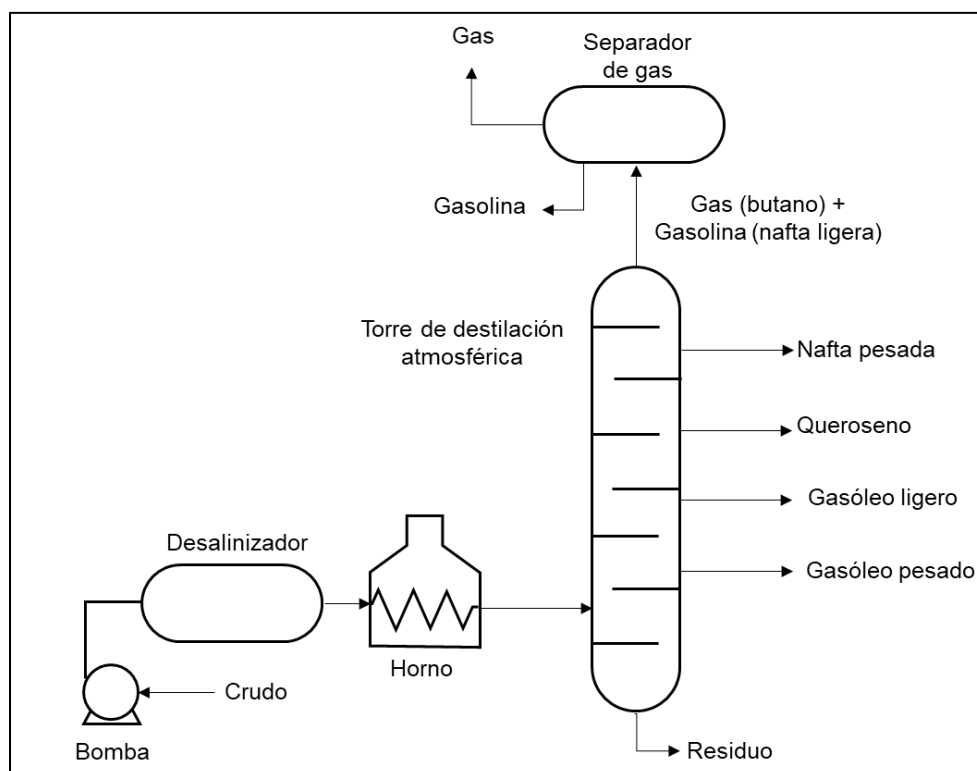
La destilación atmosférica es el proceso inicial de refinación, donde se separa el crudo en varias fracciones o cortes en torres atmosféricas y de vacío. Las principales fracciones poseen rangos de punto de ebullición específicos y se clasifican en orden decreciente de volatilidad (gases, destilados ligeros, destilados medios, gasóleos y residuos).

El petróleo crudo generalmente contiene contaminantes como sales inorgánicas, agua, sólidos en suspensión y metales. Para reducir la corrosión, el taponamiento de los equipos y evitar el envenenamiento de los catalizadores en las unidades de proceso, estos contaminantes son eliminados a través de desalinización (deshidratación).

Los métodos más típicos de desalinización son la separación química y la electrostática. La desalinización química consiste en agregar agua y un tensoactivo para que las sales y otras impurezas se disuelvan o se adhieran al agua. En la desalinización eléctrica se aplican cargas electrostáticas para concentrar glóbulos de agua en suspensión en el fondo del tanque de sedimentación.

Una vez realizado el proceso de desalinización, el petróleo fluye a un horno/calentador, donde es precalentado. Posteriormente, se carga a la torre de destilación a una presión ligeramente superior a la atmosférica y se calienta a temperaturas que van desde los 315°C hasta 370°C. Durante este proceso el petróleo es separado en butanos, naftas, querosenos, gas atmosférico y residuos de destilación primaria, los residuos son enviados a la torre de destilación al vacío.

Figura 3. Unidad de destilación atmosférica



Fuente: Speight J. G. (2014). Cap 15 *Introduction to Refining Processes* (p. 397). *The Chemistry and Technology of Petroleum*.

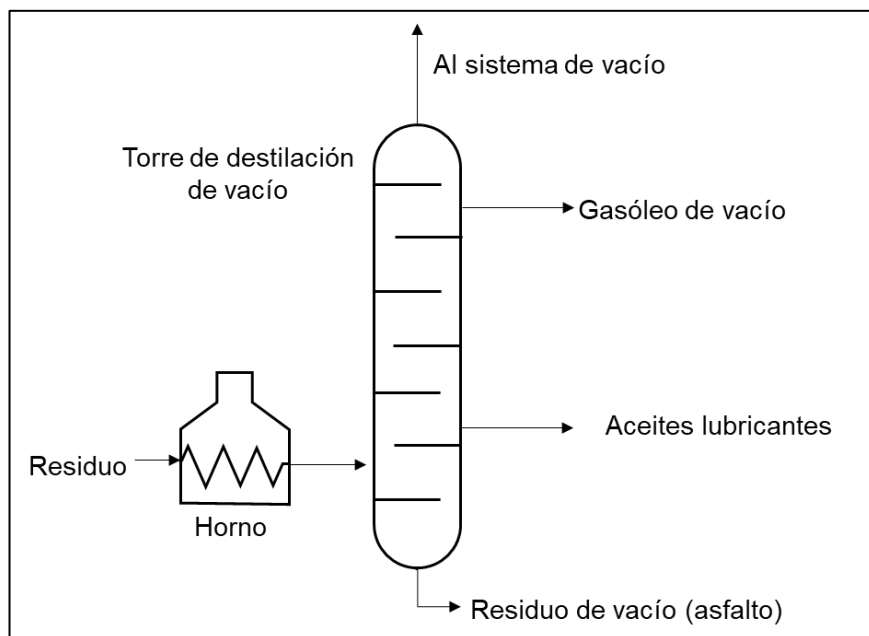
Destilación al vacío

El residuo de la torre atmosférica es enviado a la torre de vacío, la cual opera en condiciones termodinámicas adecuadas para destilar las fracciones pesadas del crudo. Durante este proceso la presión se reduce hasta alcanzar valores de 50 a 100 mmHg, el vacío se consigue a través de la inyección de vapor, de esta manera se evita la pérdida de productos y la descomposición térmica de los equipos.

Para minimizar fluctuaciones de presión, la torre de vacío es necesariamente de mayor diámetro que la atmosférica. La temperatura varía a lo largo de toda la columna dependiendo la zona en la que se encuentre, las temperaturas de alimentación y residuos se mantienen por debajo de los 350°C, la temperatura de cabeza alcanza temperaturas de 150°C y la temperatura del corte medio varía de 250°C a 350°C.

Generalmente se obtienen tres fracciones diferentes como productos de la destilación al vacío; el producto de cabeza (corte superior) es gasóleo que se utiliza como materia prima para el proceso de craqueo; del corte intermedio se obtienen aceites lubricantes (ligero, intermedio y pesado); por último, el residuo es principalmente asfalto y puede usarse directamente como asfalto o puede mezclarse con gasóleos para producir combustóleo.

Figura 4. Unidad de destilación de vacío



Fuente: Speight J. G. (2014). Cap 15 *Introduction to Refining Processes* (p. 399). *The Chemistry and Technology of Petroleum*.

Craqueo catalítico (FCC, por sus siglas en inglés)

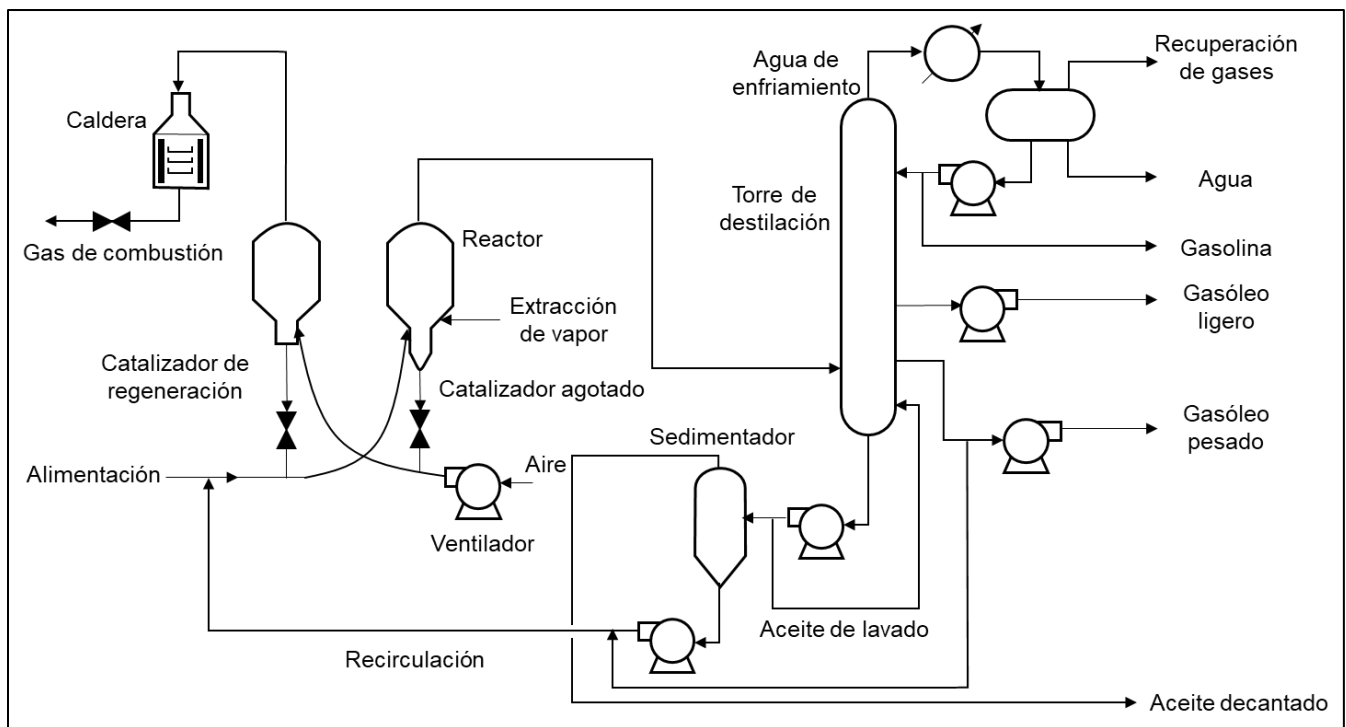
Durante el craqueo catalítico las moléculas de hidrocarburos más pesadas se descomponen en moléculas más simples por la acción de calor y con la presencia de un catalizador, pero sin la adición de hidrógeno. Este proceso está integrado por una sección de catalizador y otra de fraccionamiento.

La sección de catalizador está constituida principalmente por un reactor y un regenerador de catalizador. El catalizador circula de manera continua entre el reactor y el regenerador utilizando aire, vapores de aceite y vapor como medio de transporte. La corriente de alimentación al sistema de craqueo catalítico entra en contacto con una corriente de recirculación del catalizador caliente, haciendo que el

flujo de entrada se vaporice y alcance temperaturas de 482 – 537 °C dentro del reactor.

El craqueo continúa dentro del reactor hasta que los vapores de aceite se separan del catalizador. La corriente de salida del reactor (producto craqueado) se carga a una columna de destilación donde se separa en fracciones, los aceites pesados se convierten en productos más livianos, como gasolina, gasóleo ligero y pesado, así como componentes de destilados medios, parte del petróleo pesado se recircula de nuevo al reactor.

Figura 5. Craqueo Catalítico



Fuente: Speight J. G. (2014). Cap 15 *Introduction to Refining Processes* (p.408). *The Chemistry and Technology of Petroleum*.

Coquización y procesos térmicos

En el proceso de coquización los residuos de la torre de vacío y/o del craqueo catalítico son sometidos a altas presiones y temperaturas para ser descompuestos y reorganizados en fracciones más ligeras (craqueo térmico). Los productos de este proceso son coque sólido (residuo) e hidrocarburos más ligeros, que pueden

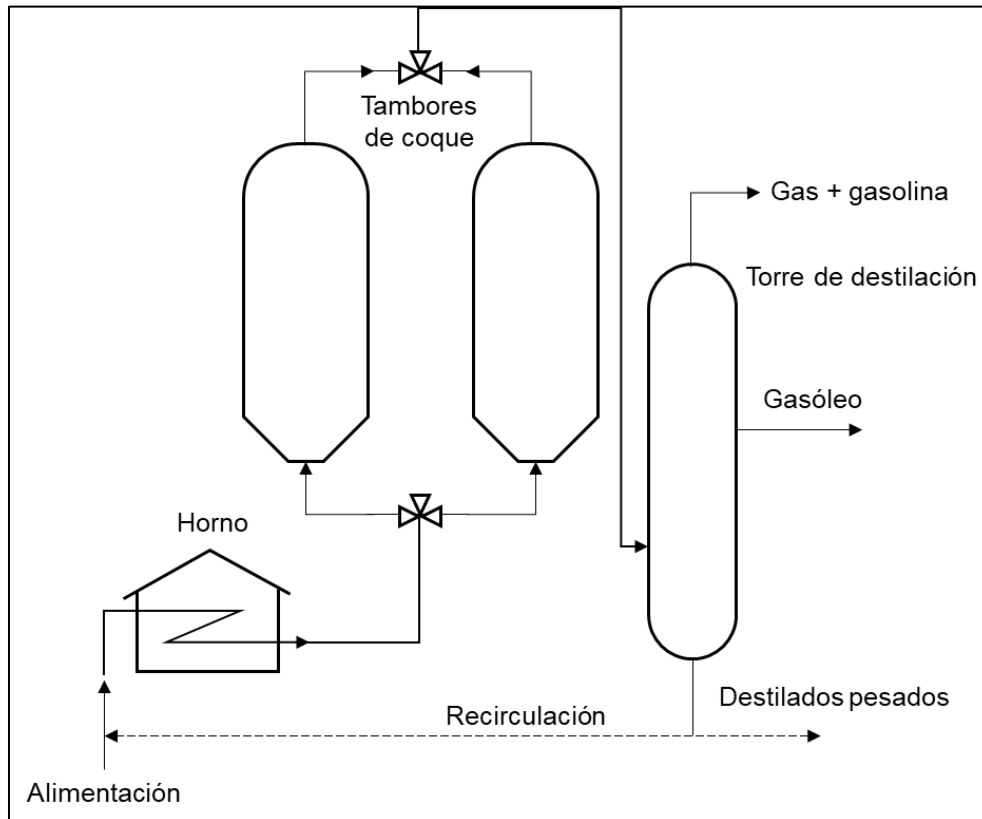
emplearse como materia prima en otras unidades de refinación para la obtención de productos de mayor valor. Sin una planta de coquización, el residuo pesado de la torre de vacío y de craqueo catalítico se vendería como combustóleo o asfalto.

Los procesos más comunes son la coquización retardada y la continua. En la coquización retardada, la corriente de alimentación se calienta en un horno a temperaturas que van desde los 480°C hasta 515°C y a bajas presiones (25-30 psi). Posteriormente la mezcla se transfiere a tambores de coquización donde se mantiene caliente (514°C-450°C) durante aproximadamente 24 horas, a presiones entre 25 y 75 psi, hasta que las reacciones de craqueo se completen y la mezcla se rompa en hidrocarburos más livianos.

Una vez que el coque alcanza un nivel determinado en el primer tambor, el flujo se desvía al segundo para proporcionar un funcionamiento continuo. El coque del tambor lleno se remueve mediante inyección de agua y se descarboniza por métodos mecánicos o hidráulicos. Por último, los vapores de los tambores se van a un fraccionador donde se separa el gas, la nafta y los gasóleos, los hidrocarburos más pesados se recirculan al horno.

En la coquización continua se utiliza un lecho móvil que opera a temperaturas más altas que la coquización retardada. El craqueo térmico se produce mediante la transferencia de calor de las partículas de coque a la materia prima dentro del reactor, que opera a 50 psi. El proceso es automático porque hay un flujo continuo de coque y materia prima. Las condiciones de este proceso dan como resultado menores rendimientos de coque y mayores volúmenes de productos de valor.

Figura 6. Coquización Retardada



Fuente: Speight J. G. (2014). Cap 15 *Introduction to Refining Processes. The Chemistry and Technology of Petroleum.*

3.2. Tipos de configuración

Los procesos definirán el tipo de configuración de cada refinería, ya que su operación no solo depende de las características naturales de la materia prima, sino también del número y tipo de procesos que posean. Por lo tanto, las refinerías deben adaptarse y actualizarse constantemente para ser rentables y receptivas a los cambios en el suministro de petróleo y demanda del mercado.

Speight (2014) señala que existen tres tipos de configuración, *topping*, *hydroskimming* y de conversión profunda. Las diferentes configuraciones abarcan desde los procesos más sencillos, destilación atmosférica y de vacío, hasta los más complejos, que incluyen procesos de conversión, fraccionamiento, tratamiento, etc.

La configuración *topping* es la más simple de todas, consta de una unidad de destilación atmosférica, equipos para la recuperación de hidrocarburos livianos y gases, además de los servicios necesarios para su operación (plantas de tratamiento de agua, vapor y energía). Este tipo de refinerías dependen en gran medida de los mercados locales.

La adición de unidades de reformado y de hidrotreatmento a la configuración *topping* da como resultado una refinería de configuración *hydroskimming* más flexible, que produce combustibles desulfurados y gasolina de alto octanaje. Sin embargo, hasta la mitad de la producción de estas refinerías puede llegar a ser combustóleo (residuo) y desde hace algunos años, este producto, se ha enfrentado a una creciente pérdida de mercado debido al aumento por la demanda de combustibles con bajo contenido de azufre.

Las refinerías *hydroskimming* se utilizan principalmente para procesar crudos ligeros con bajos contenidos de azufre. Su costo de operación es bajo, ya que no cuentan con procesos complejos como los de otras refinerías. Por lo tanto, se obtienen rendimientos pequeños de productos de valor. Es decir, la rentabilidad de los productos obtenidos está limitada por los grados API, entre mayor grados API tenga el crudo procesado, mayor será el valor de los productos.

También existe la configuración de Craqueo Catalítico (*Fluid Catalytic Cracking*, FCC por sus siglas en inglés), además de los procesos de la configuración *hydroskimming*, también se incluyen las unidades de craqueo catalítico, alquilación, tratamiento de gases y destilación al vacío que producen gasóleo y residuos de vacío.

Estos nuevos equipos aumentan el margen de conversión de crudo pesado en productos ligeros, además, habilitan la posibilidad de que las refinerías se adapten a nuevas y más estrictas restricciones ambientales. La configuración FCC tiene la capacidad de modificar la composición de los crudos pesados, reduciendo el porcentaje del residuo que se produce. En México, tres de las seis refinerías poseen este tipo de configuración.

Por último, la configuración más versátil en la actualidad se conoce como conversión profunda (*Deep or Full Conversion*), este tipo de refinería incorpora todos los procesos de la configuración FCC y se agregan las unidades de coquización (coker) para reducir las cantidades de combustibles residuales.

En estas nuevas unidades los residuos son desintegrados térmicamente y convertidos en combustibles ligeros. Existen varias tecnologías que permiten que las refinerías transformen prácticamente el 100% de sus residuos en productos de valor, pero requieren un alto costo de capital.

En estado crudo, el petróleo tiene muy poco valor comercial, pero cuando es refinado se obtienen combustibles líquidos, solventes, lubricantes y muchos otros productos, los cuales contribuyen aproximadamente a la mitad del suministro total de energía mundial. El petróleo ligero es más caro y tiene mayores rendimientos de productos de mayor valor, como nafta, gasolina, combustible de aviación, queroseno y diésel, por su parte, el petróleo pesado es generalmente menos costoso y produce mayores cantidades de productos residuales como el combustóleo.

En resumen, los rendimientos y la calidad de los productos elaborados por cualquier refinería dependen de la mezcla de petróleo crudo utilizada como materia prima y de la configuración de las instalaciones de refinación.

4. El Sector Energético Mexicano

4.1. Energía primaria

La emergencia sanitaria, que comenzó a finales del 2019 en China se extendió rápidamente por todo el mundo, impactando de manera importante a los objetivos energéticos y económicos de todos los países. Los gobiernos hicieron un llamado al confinamiento con el objetivo de mitigar los contagios, trayendo consigo un incremento en el consumo energético del sector residencial, mientras que en los sectores de la industria y transporte sucedió un efecto contrario.

Históricamente, México ha sido un país productor neto de energía gracias al aprovechamiento de sus recursos energéticos primarios. Particularmente, los combustibles fósiles juegan un papel fundamental en la matriz energética del país. En 2022, los hidrocarburos⁴ representaron el 80.71% de toda la producción energética nacional, por lo que cualquier cambio en la producción de estos recursos tiene una repercusión importante en la matriz energética.

De 2012 a 2022, la producción de energía a través de hidrocarburos disminuyó 24.97%, pasando de 8,035.66 PJ a 6,028.50 PJ; afectando drásticamente la disponibilidad energética a la que nuestro país tiene acceso y, como consecuencia, generó un crecimiento en las importaciones, elevando los niveles de dependencia energética del país.

Según el Balance Nacional de Energía 2022, la producción de petróleo crudo representó el 50.98% de toda la energía primaria de México. El gas natural y los condensados figuraron con el 29.74% de la producción. El carbón mineral cerró su producción en 137.59 PJ. Mientras tanto, la producción de energía nuclear aumentó 22.33% respecto al año anterior.

La producción de hidroenergía aumentó 11.73%, representando el 4.22% del total de la producción energética nacional. La geoenergía aumentó 6.46% respecto a 2021 y la producción de energía eólica registró un crecimiento anual de 8.73% con

⁴ Incluye petróleo crudo, condensados y gas natural

un consumo energético de 180.54 PJ. El gran potencial que tiene México para el desarrollo de centrales eléctricas fotovoltaicas permitió que la producción de energía a través de este recurso aumentara 30.91% respecto al 2021.

Con respecto a los bioenergéticos, la producción de biogás mostró un decremento de 13.67%; mientras que la biomasa, que se integra por el bagazo de caña y leña, pasó de 349.55 PJ a 357.08 PJ en 2022.

Tabla 5. Producción de energía primaria, PJ

	2021	2022	Variación porcentual (%)
Total	7,081.42	7,468.99	5.47%
Carbón	137.56	137.59	0.02%
Hidrocarburos	5,775.91	6,028.50	4.37%
Petróleo crudo	3,905.63	3,807.56	-2.51%
Condensados	293.79	563	91.63%
Gas natural	1,576.50	1,657.94	5.17%
Energía Nuclear	124.99	152.77	22.23%
Renovables	1,042.97	1,150.13	10.27%
Hidroenergía	282.18	315.29	11.73%
Geoenergía	92.2	98.16	6.46%
Solar	150.22	196.66	30.91%
Energía eólica	166.05	180.54	8.73%
Biogás	2.78	2.4	-13.67%
Biomasa	349.55	357.08	2.15%
Bagazo de caña	103.95	112.61	8.33%
Leña	245.59	244.47	-0.46%

Fuente: SENER (2022). Balance Nacional de Energía 2022 (pp. 39).

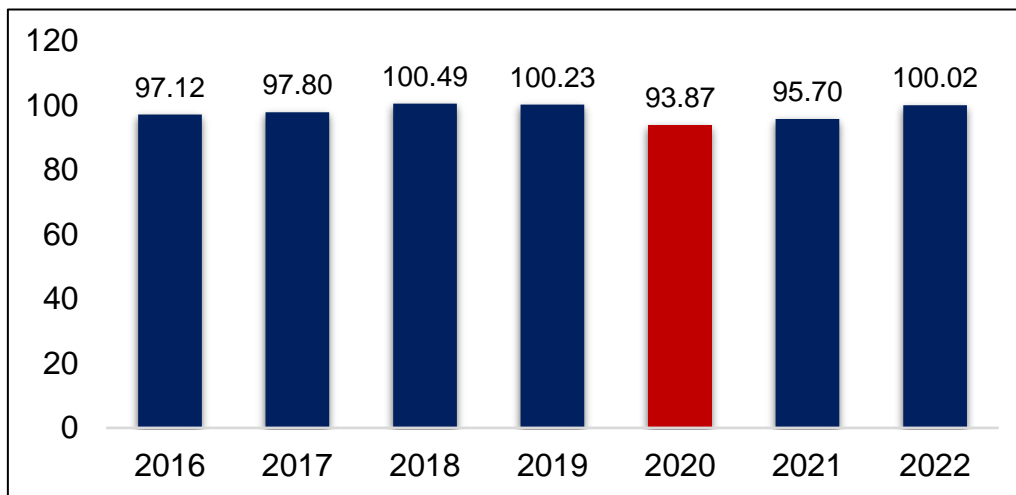
4.2. Demanda de productos petrolíferos

Históricamente, el petróleo ha sido la fuente de energía primaria más importante para el desarrollo económico global y se espera que su preponderancia continúe en los próximos años a pesar de la transición energética hacia energías más limpias,

el petróleo y sus derivados son, y seguirán siendo, fundamentales para los mercados energéticos. (International Energy Agency, 2020)

En el 2020 hubo una reducción del 6.6% en la producción de petróleo a nivel mundial, derivado principalmente de las medidas impuestas para controlar la propagación del coronavirus. Como resultado, la demanda de los productos petrolíferos también se vio afectada.

Gráfica 2. Producción mundial de petróleo crudo, MMbd



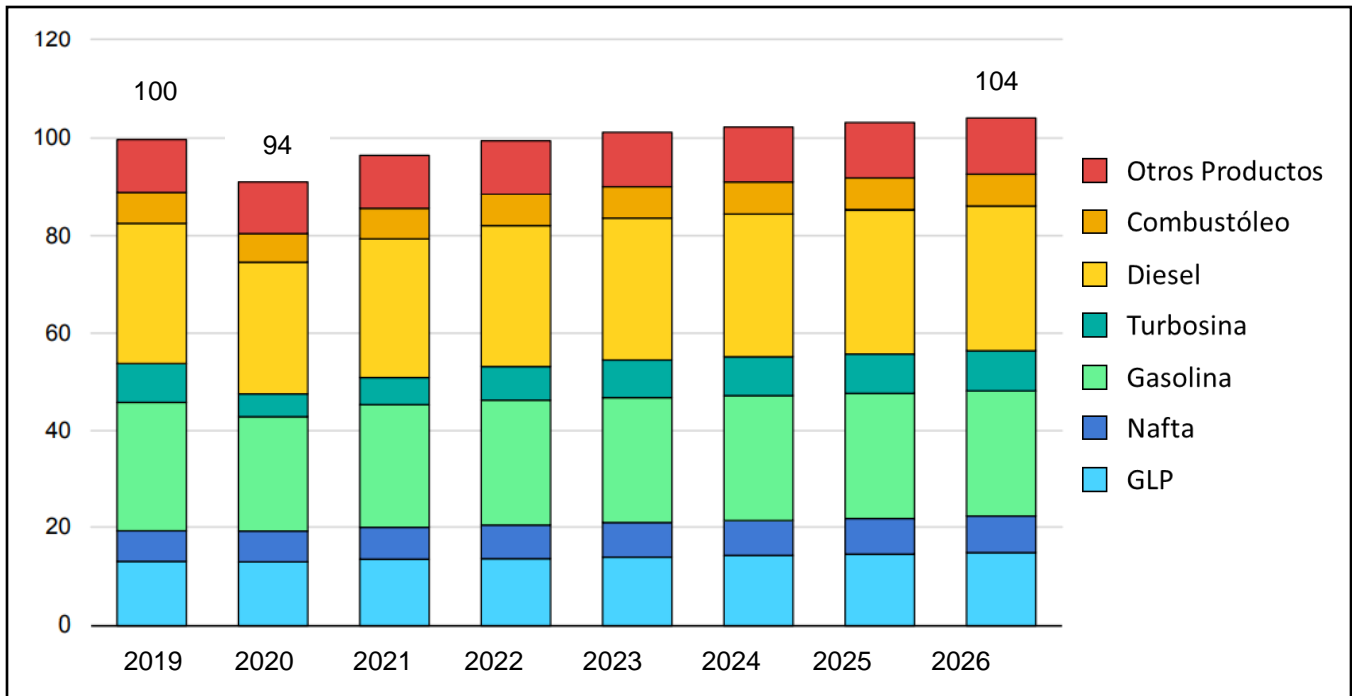
Fuente: Energy Information Administration (2022). *Total petroleum and other liquids production.*

La industria del transporte – terrestre, aéreo y marítimo –, absorbe aproximadamente el 60% de la demanda mundial de petróleo; el transporte aéreo tuvo una reducción de 66% de pasajeros con respecto al 2019, ocasionando una caída en la demanda de turbosina y queroseno de 41%. Asimismo, el consumo de gasolina para vehículos terrestres bajó 12% y la demanda de combustóleo se redujo 8% a causa de la caída del comercio internacional (International Energy Agency, 2021).

Con respecto a la demanda de gas LP, etano y nafta, se mantuvo sin cambios debido a su importancia en la industria petroquímica y en la elaboración de

embalaje, equipo médico e higiene; productos que aumentaron su demanda a raíz de la pandemia.

Gráfica 3. Demanda por producto petrolífero, MMbd



Fuente: Energy Information Administration (2021). *Market Report: Oil 2021, Analysis and forecast to 2026*.

Durante la primera mitad del 2021, las restricciones a la movilidad relacionadas con la pandemia sanitaria continuaron reprimiendo la demanda de crudo para el transporte. Sin embargo, la demanda de productos petrolíferos aumentó progresivamente durante el segundo semestre.

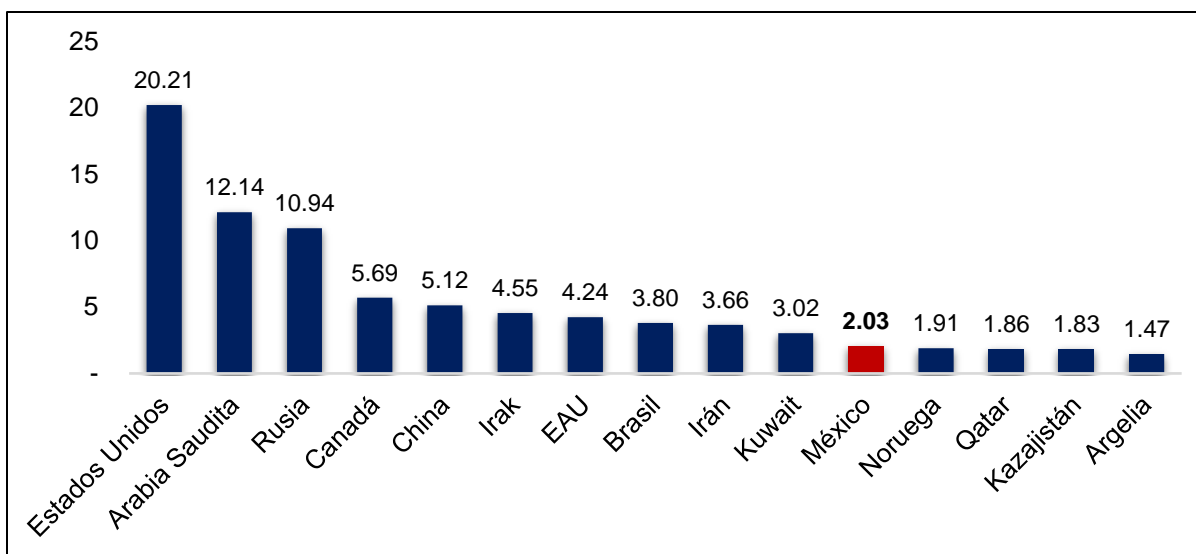
Un estudio elaborado por la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA, por sus siglas en inglés) afirma que las campañas de vacunación a nivel mundial jugaron un papel determinante para la recuperación de la demanda de los productos petrolíferos.

En 2022, la producción de crudo a nivel mundial alcanzó un volumen de 100.02 millones de barriles diarios, es decir, prácticamente regresó a los mismos niveles que existían antes del confinamiento por la pandemia del Covid-19.

4.3. Producción de petróleo en México

México, al igual que muchos otros países con abundantes recursos naturales, sustenta en gran medida su desarrollo económico y social en su riqueza energética. Durante el 2022, México se posicionó en el lugar número 11 en la lista de países con mayor producción de petróleo y otros líquidos ⁵.

Gráfica 4. Producción de petróleo y otros líquidos 2022, MMbd



Fuente: *Energy Information Administration (2022). Petroleum and other liquids production: Mexico*

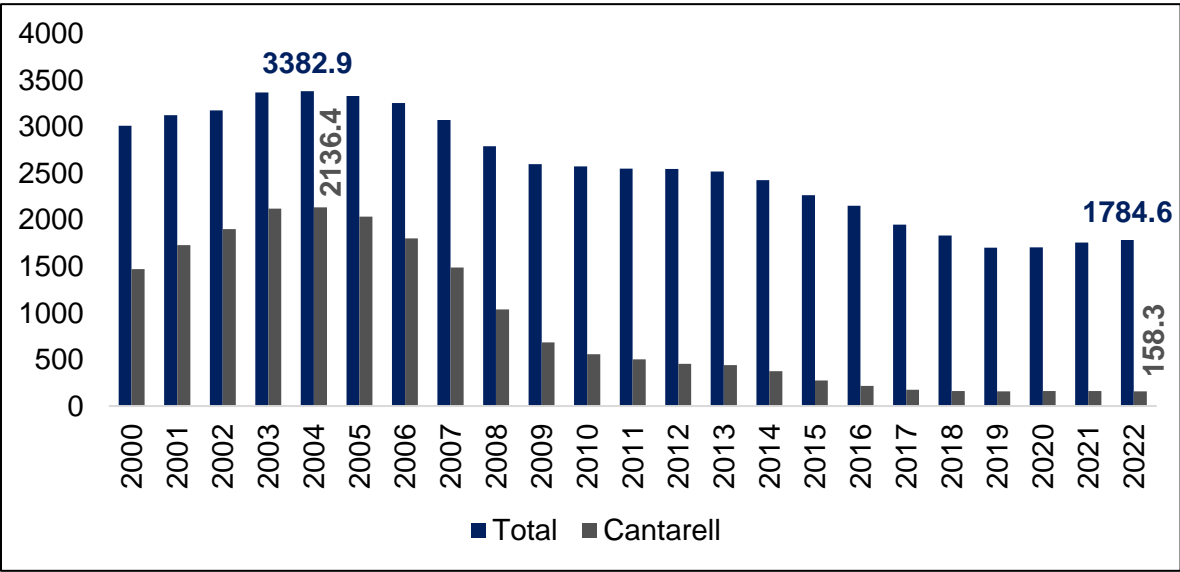
Durante este año, la producción de petróleo y otros líquidos en México tuvo un valor promedio de 2.03 millones de barriles por día, alcanzando el cuarto lugar en América, solamente por debajo de Estados Unidos, Canadá y Brasil. El crudo y los condensados representaron el 90.39% de la producción nacional, el gas natural y otros líquidos, el resto. (U.S. Energy Information Administration, 2021)

Sin embargo, a pesar de ser uno de los productores de petróleo más importantes a nivel mundial, el sector petrolero mexicano enfrenta retos importantes que hay que atender de forma urgente, entre los que destaca la caída de la producción y la necesidad de incrementar la inversión dentro del sector. (Secretaría de Energía, 2015)

⁵ Petróleo crudo, condensado y productos de plantas de gas natural

Uno de los acontecimientos más importantes que afectó la producción de crudo fue la declinación del Yacimiento Cantarell, considerado uno de los más grande a nivel mundial, alcanzó su pico de producción en 2004 y desde entonces la producción de crudo en el país ha disminuido paulatinamente. La producción que se alcanzó en 2022 implica una reducción de casi 50% con respecto al 2004. Cantarell llegó a representar dos terceras partes de la producción total, hoy representa menos del 10%.

Gráfica 5. Extracción de petróleo en Cantarell, Mbd



Fuente: SENER (2021). Sistema de Información Energética (SIE) con información de Petróleos Mexicanos: Producción de crudo por activo.

El gobierno federal busca revertir la caída en la producción de petróleo a fin de lograr la independencia energética del país, una tarea que no será sencilla, ya que para conseguirlo es fundamental que se genere un ambiente propicio para la colaboración entre el sector público y privado con el objetivo de detonar inversión en toda la cadena de valor del petróleo y así, fomentar el desarrollo de la industria.

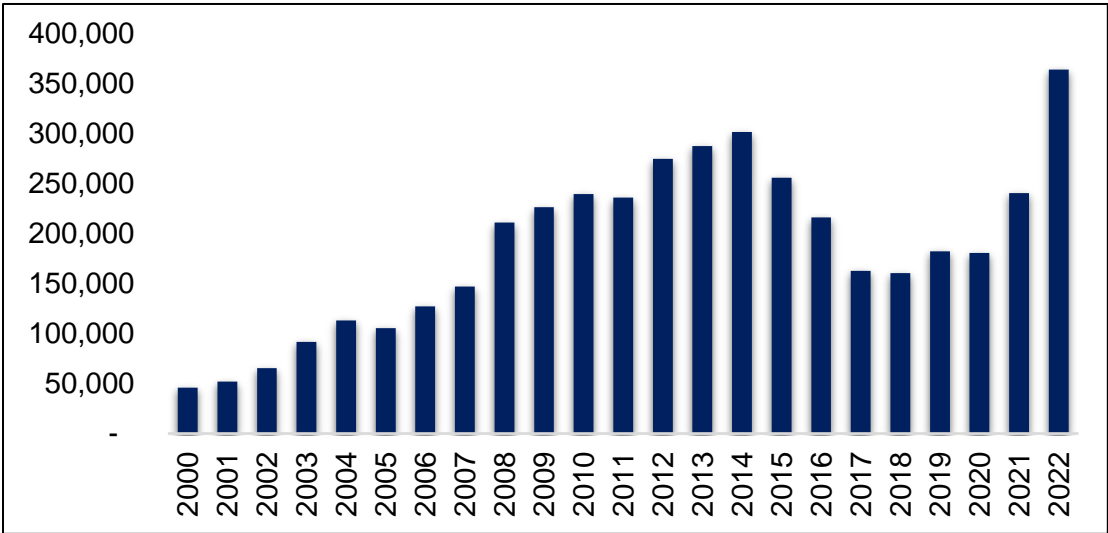
Actualmente, hay pruebas de la existencia de yacimientos de crudo en aguas profundas (125 - 1,500 metros de profundidad) en el Golfo de México, lo que representa un potencial importante para la extracción de estos recursos. Sin

embargo, el país no cuenta con la capacidad técnica ni financiera para extraer estos hidrocarburos (García Rivera, 2015).

Por otro lado, también es importante evaluar y atender la infraestructura actual del Sistema Nacional de Refinación (SNR), ya que el petróleo que se produce en México no es el mejor para ser procesado en las refinerías nacionales. Se requiere inversión no solo para actualizar los equipos de proceso y mantenimiento preventivo, sino también para proyectos de exploración y producción, así como de infraestructura para el transporte de crudo.

Según estimaciones de Pemex, para lograr el desarrollo de la industria de exploración y extracción se requerirían aproximadamente 60 mil millones de dólares anuales. En 2022 el presupuesto de Pemex fue de 364,000 millones de pesos, poco más de 18 mil millones de dólares, lo que vuelve una tarea difícil lograr los objetivos establecidos. (Petróleos Mexicanos, 2013)

Gráfica 6. Inversión pública en exploración y producción, millones de pesos



Fuente: Elaboración propia con información de SENER (2019). Sistema de Información Energético: Inversión pública en exploración y producción.

Además, la empresa productiva del Estado está viviendo una situación económica muy complicada. El reporte de resultados al cuarto trimestre del 2022, Pemex registró una deuda financiera de 107.7 millones de dólares. La deuda financiera total disminuyó en 7.0% comparada con el cierre de 2021, debido principalmente al

objetivo de mantener un endeudamiento neto cercano a cero y a los apoyos del Gobierno Federal.

La falta de inversión en años recientes es otro factor que ha causado que la producción de petróleo disminuya significativamente, consecuentemente la elaboración de combustibles líquidos⁶ también se ha visto afectada. Como resultado, México comenzó a importar una mayor cantidad de estos productos.

El gobierno actual ha enfocado gran parte del presupuesto y de las inversiones al sector energético, particularmente hacia el petróleo, con el objetivo de lograr la autosuficiencia energética, también se han retomado los proyectos de rehabilitación y reconfiguración en las refinerías nacionales.

Desde hace varios años se habían realizado esfuerzos para revertir la caída en la producción de petróleo y diversificar las actividades de la industria. Sin embargo, dichos esfuerzos no habían trascendido debido al marco constitucional de aquel entonces. La necesidad de cambiar la legislación en el sector era cada vez más crítica, el primer intento para reformarlo se hizo en el 2008 durante el gobierno de Felipe Calderón, pero sus propuestas no fueron aprobadas. Fue hasta 2014, cuando México promulgó importantes reformas energéticas, con el objetivo de facilitar la integración de la industria petrolera, atraer mayor inversión y capacidad operativa.

4.4. Legislación del sector energético mexicano

Como se mencionó anteriormente, la producción de petróleo en México alcanzó sus niveles máximos en 2004. El gobierno en turno fomentó proyectos para el desarrollo y aprovechamiento de tecnologías a fin de explotar los recursos naturales del país. Sin embargo, las inversiones privadas y extranjeras necesarias para realizar dichos proyectos no fueron posibles debido a la situación jurídica del sector energético de aquél entonces.

⁶ Incluye gasolina regular, diésel y turbosina

En el sexenio del 2012 a 2018 se consolidaron importantes reformas para México. Durante diciembre del 2013, el Congreso de la Unión aprobó la Reforma Energética (Gobierno de la República, 2015), que buscaba generar esquemas de colaboración entre los diferentes participantes del sector energético y promover la inversión. Asimismo, Petróleos Mexicanos (Pemex) y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) serían dotados de mayor autonomía y de un nuevo carácter como empresas productivas del Estado.

Con su promulgación, se modificaron 12 leyes y se aprobaron ocho nuevas. Los cambios más destacados son los siguientes: reestructuración de las ahora empresas productivas del Estado (Pemex y CFE); el permiso para el ingreso de las empresas privadas a las cadenas productivas de hidrocarburos y electricidad; y la creación de organismos que actúen como reguladores del sector energético.

Hasta antes de la Reforma Energética, el principal obstáculo para aprovechar el potencial de México en los yacimientos de petróleo era el marco constitucional, ya que éste obligaba a Pemex a realizar todas las actividades de la industria, sin tomar en cuenta sus limitaciones financieras, operativas o tecnológicas.

La Reforma Energética planteó un nuevo modelo energético nacional que impulsó la transformación de todas las actividades estratégicas del sector, con el propósito de dirigir a la industria de los hidrocarburos hacia un rumbo competitivo y confiable para llevar a cabo las actividades de exploración extracción, refinación, transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y expendio al público de manera más eficiente, y así, garantizar un abasto confiable y seguro de hidrocarburos en todo el territorio nacional.

Este nuevo modelo industrial abrió paso a la posibilidad de inversión. Pemex podría asociarse con terceros para obtener recursos y modernizar la infraestructura nacional con el propósito de aumentar la producción de combustibles; las empresas particulares podrían participar en las actividades de almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos (gasolinas y diésel), así como al expendio al público.

También se podrían realizar inversiones de reconfiguración en las refinerías de Salamanca, Salina Cruz y Tula, donde se agregarían nuevos procesos, como plantas de coquización, permitiendo obtener productos de mayor valor y disminuir la dependencia de las importaciones de estos productos provenientes principalmente desde Estados Unidos; como resultado, México tendría mayor seguridad en el abasto de productos energéticos.

Sin embargo, con la llegada del nuevo gobierno en 2018, la legislación del sector ha tenido cambios importantes dirigidos a dar prioridad a las empresas productivas del Estado. En 2021 se realizaron modificaciones a la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y la Ley de Hidrocarburos donde destacan las siguientes:

- Ley de la Industria Eléctrica: Modificación del criterio de despacho económico de las centrales eléctricas, dando prioridad a las centrales de la CFE; ampliación del otorgamiento de certificados de energías limpias (CEL) a centrales eléctricas que iniciaron operaciones con anterioridad a la reforma energética; elimina la obligación de CFE de comprar energía mediante subastas realizadas por el CENACE, a fin de abrir la oportunidad de celebrar contratos con las centrales eléctricas de CFE fuera de subasta; y faculta a la CRE para revocar los permisos de autoabastecimiento (Secretaría de Gobernación, 2021).
- Ley de Hidrocarburos: Se deja sin efectos la facultad otorgada a la Comisión Reguladora de Energía para sujetar a principios de regulación asimétrica las ventas de primera mano de Hidrocarburos, Petrolíferos o Petroquímicos, así como la comercialización que realicen personas controladas por Petróleos Mexicanos o sus organismos subsidiarios (Secretaría de Gobernación, 2021).

Estos cambios incentivan el uso de combustibles fósiles por encima de las energías renovables y dotan de mayor poder a las empresas productivas del Estado, lo que ha generado un ambiente de riesgo e incertidumbre en el sector, como consecuencia algunas empresas extranjeras y fondos de inversión han puesto en

pausa sus planes en México, hasta no tener más claridad sobre la situación del sector.

4.5. Características del crudo mexicano

En México hay tres tipos de crudos que dependiendo de su gravedad o grados API se dividen en Olmeca, Istmo y Maya. Este último, constituye más de la mitad del total de la producción en México y el Puerto de Dos Bocas en Paraíso, Tabasco, es el mayor comercializador de este crudo.

Tabla 6. Tipos de Petróleo Crudo en México

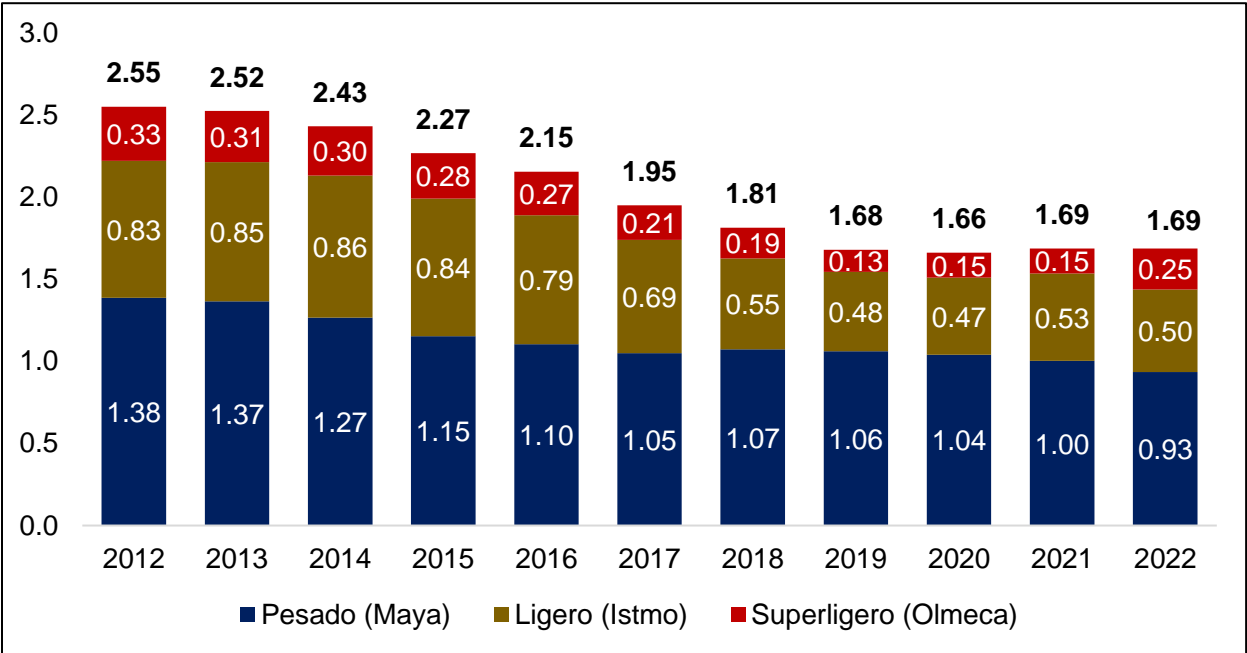
Tipo de crudo	Grados API	Descripción
Pesado (Maya)	22	Su densidad va de 0.92 a 1.00 g/cm ³ y su contenido de azufre es aproximadamente de 3.3% en peso. Este tipo de crudo es el más pesado y el que más se produce en México.
Ligero (Istmo)	32	Es conocido como crudo “ligero” y tiene un valor de 32 grados API, su densidad es de 0.83 a 0.87 g/cm ³ y su contenido de azufre es de 1.3% en peso. Su rendimiento para la elaboración de gasolinas y destilados intermedios es mayor a la del crudo MAYA debido a sus características.
Extra Ligero (Olmeca)	39	Este crudo es considerado como “extra ligero”, sus características lo hacen un buen productor de lubricantes y petroquímicos, su densidad es de 0.83 g/cm ³ , tiene un valor de 39 grados API y su contenido de azufre es de 0.8% en peso.

Fuente: Secretaría de comunicaciones y transporte (2021). Tipos de petróleo en México.

Las mezclas de crudo con componentes más ligeros y menor cantidad de contaminantes son mezclas más valiosas para la producción de combustibles, mientras que aquellas con un mayor número de moléculas de carbono y una mayor cantidad de contaminantes, como metales y azufre, tendrán aplicaciones más restringidas.

Según información del SIE, en el 2022 la producción de crudo en México alcanzó un volumen de 1.68 millones de barriles diarios (MMbd), el crudo pesado representó el 55.4%, el ligero 29.8% y el extra o super ligero el 14.8%. La **Gráfica 7** muestra la distribución de los tipos de crudo que se extraen del subsuelo mexicano, se puede observar que históricamente el crudo tipo Maya es el que más se produce en el territorio nacional.

Gráfica 7. Producción de petróleo crudo por tipo, MMbd



Fuente: Elaboración propia con información de SENER (2020). Sistema de Información Energético (SIE).

4.6. Sistema Nacional de Refinación

En México, Pemex Transformación Industrial (TRI) es el organismo que se encarga de las actividades de procesamiento de hidrocarburos y producción de petrolíferos a través del Sistema Nacional de Refinación (SNR). Actualmente, el SNR está integrado por seis refinerías: Minatitlán (Veracruz), Tula (Hidalgo), Cadereyta (Nuevo León), Madero (Tamaulipas), Salamanca (Guanajuato) y Salina Cruz (Oaxaca). (Solís, Portada: Economía y Finanzas, 2018)

El SNR fue concebido para satisfacer condiciones de mercado menos exigentes que las actuales. El diseño y la construcción de las plantas de refinación estaban orientados para procesar crudos relativamente ligeros; la distribución de productos destilados se definió con base en un mercado para gasolina, diésel y combustóleo, así como para cumplir especificaciones técnicas de los mismos, sin que existieran restricciones ambientales.

Tabla 7. Fecha de inauguración y capacidad inicial de las refinerías en México

Refinería	Año de inauguración	Capacidad inicial (barriles diarios)
Madero	1946	50,000
Salamanca	1950	30,000
Minatitlán	1956	50,000
Tula	1976	150,000
Cadereyta	1979	100,000
Salina Cruz	1979	165,000

Fuente: SENER (2015). Conoce sobre el proceso de Refinación del Petróleo.

Para aumentar la capacidad de procesamiento de crudos pesados – tipo de crudo que se produce en México –, y obtener mejores rendimientos de productos de valor, Petróleos Mexicanos emprendió en 1997 los programas de reconfiguración – adición de nuevos equipos y procesos de refinación más complejos – del SNR (Secretaría de Energía, 2015).

En particular, lo que se busca en un proyecto de reconfiguración es agregar equipos de coquización que permiten operar mayores cantidades de crudo pesado, en este proceso la estructura molecular de las cadenas largas de hidrocarburos se rompe para transformarlos en compuestos más simples y obtener mayores porcentajes de gasolina, turbosina y diésel, en lugar de destinarlo a la producción de combustóleo.

Las unidades de coquización reciben el residuo que se produce en las torres de destilación atmosférica y de vacío, el producto se calienta en hornos por arriba de los 480°C y posteriormente es enviado a tambores de coque en los que, bajo condiciones apropiadas de presión y temperatura, se craquea térmicamente. (Instituto Mexicano del Petróleo, 2019)

Solamente tres refinerías (Minatitlán, Cadereyta, Madero) han agregado procesos de conversión profunda para producir gasolina con bajo contenido de azufre a partir de petróleo pesado.

Tabla 8. Configuración de las refinerías del SNR

Refinería	Configuración	Año de reconfiguración
Cadereyta	Coquización	2003
Madero	Coquización	2003
Minatitlán	Coquización	2011
Salamanca	FCC	En ejecución
Salina Cruz	FCC	En proceso de planeación
Tula	FCC	En ejecución

Fuente: SENER (2015), Diagnóstico de la Industria de Petrolíferos en México (p. 19).

La Secretaría de Energía (2015) menciona en La Prospectiva del Sector Energético 2015 – 2029 que uno de los principales retos en la industria de la refinación es continuar con planes de mejora, eficiencia y desempeño operativo en las refinerías del SNR que permitan aumentar la disponibilidad y utilización de las plantas, fortalecer las prácticas operativas y reducir la intensidad energética que, en

consecuencia, garanticen la rentabilidad de las inversiones e incrementen el margen de operaciones de las instalaciones actuales.

Si bien, se han llevado a cabo trabajos para incrementar la eficiencia operativa de las refinerías, la modernización de infraestructura y la adición de nueva capacidad de proceso del SNR, estos no han ido a la par de los cambios en las características del crudo disponible. (Secretaría de Energía, 2015)

En la **Tabla 9** se puede observar la evolución de la capacidad de proceso del SNR del 2011 al 2021, último año del que se tiene información actualizada.

Tabla 9. Capacidad de proceso en refinerías

Proceso	2011	2021
Destilación atmosférica	1,690	1,640
Destilación de vacío	832	772
Desintegración	423	423
Reducción de viscosidad	91	91
Reformación de naftas	279	279
Hidro desulfuración	1,067	1,230
Alquilación e isomerización	142	154
Coquización	156	156

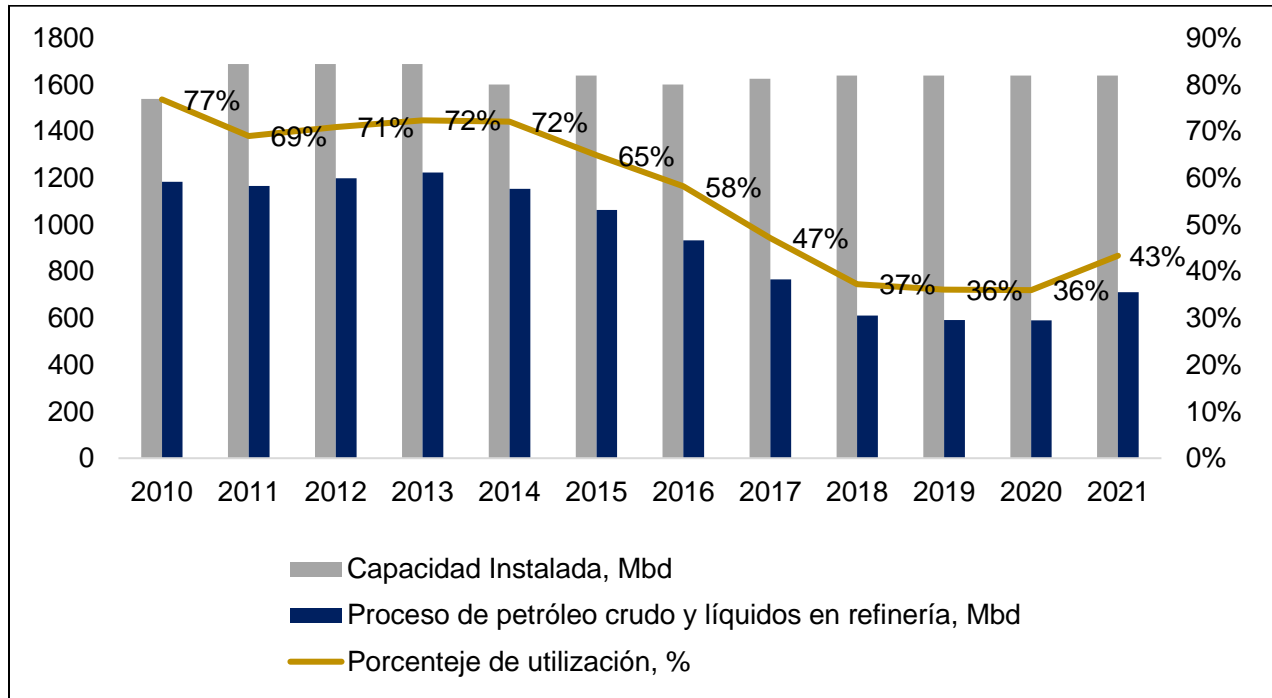
Fuente: Elaboración propia con información de Pemex (2021), Anuario Estadístico 2021 (p. 46).

Esta situación, donde las refinerías no poseen la capacidad necesaria para el procesamiento adecuado de crudos pesados resulta en la producción de petrolíferos de poco valor, reducciones en el nivel de utilización de las refinerías, elevados índices de intensidad energética y rendimientos limitados de productos de alto valor de mercado en relación con los valores de referencia para la industria. (Secretaría de Energía, 2015)

En el 2021 la capacidad de utilización de las refinerías fue solamente del 43%. En este sentido se vuelve fundamental la modernización de las plantas y equipos existentes del SNR, ya que se busca hacer más eficiente a la industria considerando

el nuevo entorno institucional y las diferencias con respecto a las condiciones de competencias prevaecientes en los mercados de referencia (Secretaría de Energía, 2015).

Gráfica 8. Capacidad instalada de refinación



Fuente: Elaboración propia con información de SENER (2021), Sistema de Información Energética, Red de ductos y capacidad instalada de la industria petrolera.

La escasez de inversión en nueva capacidad, así como la falta de actualización tecnológica de los equipos y procesos, hacen que la infraestructura de refinación nacional no sea capaz de obtener productos ligeros a partir del petróleo que se produce en el país. Lo anterior, aunado a una menor extracción, se refleja en una caída continua en la producción de refinados de valor.

Esta situación ha generado un ambiente de incertidumbre respecto a la disponibilidad de crudos ligeros y al incremento crudos cada vez más pesados que requerirán de procesos más complejos para la obtención de productos petrolíferos que requiere el país. (Secretaría de Energía, 2015)

En 2018 se elaboró un programa de rehabilitación de las refinerías de Petróleos Mexicanos, donde se planteó iniciar con actividades de mantenimiento y reparaciones menores en las seis refinerías. Simultáneamente, en tres de ellas también comenzaron con reparaciones de equipos críticos y reparaciones mayores (Presidencia de la República, 2020).

El programa de rehabilitaciones del SNR considera atender los riesgos críticos de las instalaciones (integridad mecánica y seguridad), mejorar la eficiencia y estabilizar el proceso de crudo. El objetivo es alcanzar en el mediano plazo la autosuficiencia energética en materia de combustibles.

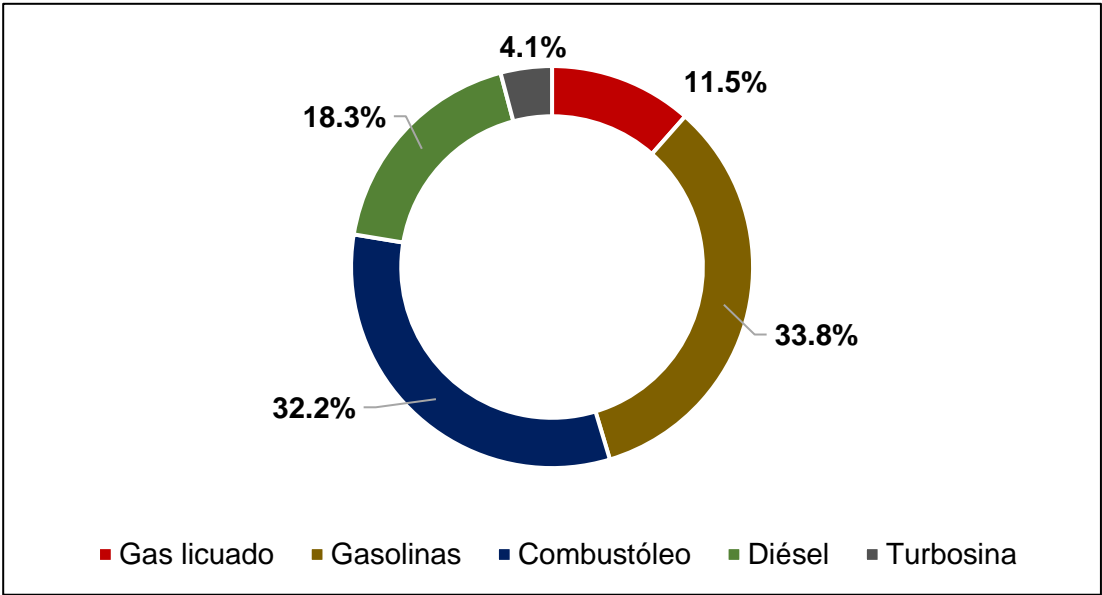
En agosto del 2019 iniciaron los trabajos de construcción de una nueva refinería en Dos Bocas, ubicado en el municipio de Paraíso, Tabasco. Se espera que esta nueva refinería tenga una capacidad de procesamiento de 340 Mbd y cuente con la tecnología necesaria para procesar crudo tipo Maya, maximizando la producción de refinados de alto valor económico por cada barril de crudo procesado. (Secretaría de Energía, 2020)

Para que México logre la seguridad energética, deberá aumentar la producción nacional de gasolina, diésel y turbosina; al mismo tiempo, tendrá que buscar disminuir las importaciones de dichos productos, ya que en 2022 aproximadamente el 60% de la oferta de Pemex de gasolina, diésel y turbosina provino de importaciones. Asimismo, se vuelve crucial disminuir el rendimiento de otros productos como el combustóleo, ya que es un subproducto de poco valor y con un mercado cada vez más limitado.

La producción de combustibles líquidos del SNR durante el 2022 fue de 801.0 Mbd; la gasolina regresó a ser el producto principal de las refinerías de Pemex con una producción de 271.0 Mbd, después de que, en 2021, el combustóleo fuera el combustible más producido en México; el combustóleo ocupó el segundo lugar con un volumen de 258.3 Mbd; la producción de diésel, gas licuado y turbosina fue de 146.4, 92.2 y 33.1 Mbd, respectivamente. (Secretaría de Energía, 2022)

En la **Gráfica 9** se puede observar la distribución de los combustibles que se produjeron en México durante el 2022. Donde destaca el combustóleo como el segundo hidrocarburo de mayor producción en el SNR. Se trata del combustible más contaminante de la matriz energética nacional.

Gráfica 9. Producción de combustibles líquidos 2022



Fuente: Elaboración propia con información de la SENER (2020). Sistema de Información Energético. Elaboración de productos petrolíferos.

A pesar de la implementación del programa de rehabilitación del SNR, cuyo objetivo fue la obtención de un mayor volumen de combustibles más rentables, Pemex no ha logrado disminuir la producción de combustóleo y su venta tiene cada vez más restricciones; durante los últimos años se han impulsado acciones a nivel internacional para reducir el consumo de combustibles con altos contenidos de azufre ya que su combustión genera gases de efecto invernadero muy contaminantes para el medio ambiente.

Con el fin de maximizar la obtención de productos petrolíferos de valor y reducir la producción de subproductos, se vuelve fundamental que se detone inversión en el sector, tanto pública como privada, enfocada a la integración de equipos y tecnologías que permitan incrementar los rendimientos de productos ligeros y, por

lo tanto, disminuir la producción de residuos, lo que traerá beneficios ambientales y económicos para el país.

Gracias a los recursos geológicos y condiciones ambientales que posee el país, México llegó a ocupar el lugar número 25 de las economías más atractivas para invertir en 2019, según Índice de Confianza de Inversión Extranjera Directa elaborado por A.T. Kearney. (A.T. Kearney, 2019)

El ranking tomó en cuenta 19 factores, donde destacan los siguientes: tasas de impuestos y facilidad de pago, capacidades tecnológicas e innovación, seguridad en general, transparencia regulatoria y nivel de corrupción, así como fortaleza de los inversores y derechos de propiedad.

Desde el 2020 México ha quedado fuera de este ranking debido a la incertidumbre del sector petrolero nacional y a la volatilidad del mercado actual. México no puede permitirse ignorar el potencial que representan las inversiones nacionales y extranjeras en el sector energético.

5. Combustóleo

5.1. Características

El combustóleo es un subproducto derivado de la destilación atmosférica y de la destilación al vacío del petróleo crudo, en Estados Unidos se le conoce como Fuel Oil #6 (FO6), es una mezcla de hidrocarburos pesados con más de 20 átomos de carbono, además, contiene otras sustancias contaminantes como azufre y metales que vienen de forma natural en el crudo. (Petróleos Mexicanos, 2020)

Es una sustancia de color negro, viscosa, con olor a petróleo e insoluble en agua y, debido a sus propiedades físicas, requiere de calentamiento para su almacenamiento, transporte y manejo.

En México, prácticamente dos tercios del crudo que se produce es de tipo Maya (contenido de azufre de 3.3%), también conocido como crudo amargo – crudo con contenido de azufre superior a 0.5% –, como resultado, el combustóleo que se produce a partir de este crudo tiene porcentajes de azufre superiores a 3.0%.

Al hacer combustión, el combustóleo genera gases contaminantes como óxidos de azufre y óxidos de nitrógeno, gases nocivos para el medio ambiente y la salud humana. Su producción no puede reducirse en el corto plazo sin afectar la elaboración de gasolinas y otros combustibles de valor. Para disminuir su producción es necesario realizar proyectos de reconfiguración, así como actualización y mantenimiento de los equipos en las refinerías de Pemex.

5.2. Producción de combustóleo

En México se producen primordialmente crudos pesados y como se mencionó en el **Capítulo 4. El Sector Energético Mexicano**, su procesamiento para la obtención de productos livianos es complejo. Durante los últimos años Pemex ha enfrentado diversos problemas en la operación de sus refinerías, como los paros no programados, falta de actualización y escaso mantenimiento de los equipos y

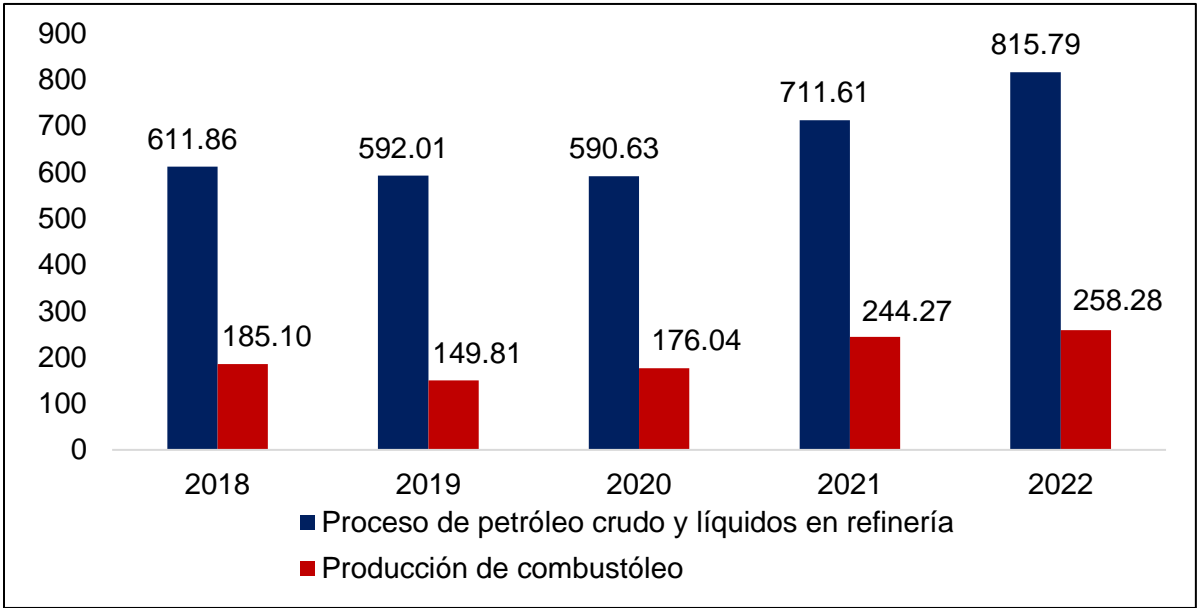
plantas de refinación, entre otros; resultando en la producción de volúmenes importantes de subproductos no deseados y limitando la producción de petrolíferos de valor.

Una de las estrategias de Pemex para incrementar la producción de gasolinas es aumentar el procesamiento de crudo en sus refinerías, sin embargo, no ha resultado como la empresa estatal lo había planeado. Durante el 2022, el 31.66% de cada barril de crudo procesado por Pemex terminó como combustóleo; en comparación con las refinerías de Texas en Estados Unidos, ese porcentaje va de 1 a 2%. (Barrero, 2020)

Pemex debería de tener un rendimiento de combustóleo menor a 20%; sin embargo, hace varios años, la baja confiabilidad en las refinerías y los paros no programados han provocado que los rendimientos de combustóleo sean elevados en todo el Sistema Nacional de Refinación (SNR).

En la **Gráfica 10** se observa que en el periodo de 2018 a 2022, la producción de combustóleo aumentó prácticamente 40%, por otro lado, el rendimiento por barril de crudo procesado fue prácticamente el mismo.

Gráfica 10. Rendimiento de combustóleo por barril de crudo procesado, Mbd



Fuente: Elaboración propia con información de SENER (2022). Sistema de Información Energética.

Con respecto a la producción de combustóleo por refinería, el rendimiento promedio de en aquellas que cuentan con configuración de conversión profunda (Cadereyta, Madero y Minatitlán) fue de 22.78%. Las refinerías de Tula, Salamanca y Salina Cruz, que tienen configuración de craqueo catalítico (FCC), tuvieron un rendimiento promedio de 37.44%.

Se espera que el porcentaje de combustóleo producido disminuya una vez concluidos los programas de mantenimiento y los proyectos de reconfiguración, así como la puesta en marcha de la refinería de Dos Bocas.

Tabla 10. Rendimiento de combustóleo en el SNR₂₀₂₂

Refinería	Proceso de crudo (Mbd)	Producción de combustóleo (Mbd)	Rendimiento (%)
Cadereyta	118.76	19.58	16.48%
Madero	97.98	30.92	31.56%
Minatitlán	111.83	22.69	20.29%
Salamanca	129.61	41.36	31.91%
Salina Cruz	177.87	77.74	43.71%
Tula	179.73	65.99	36.71%
Total	815.79	258.28	31.66%

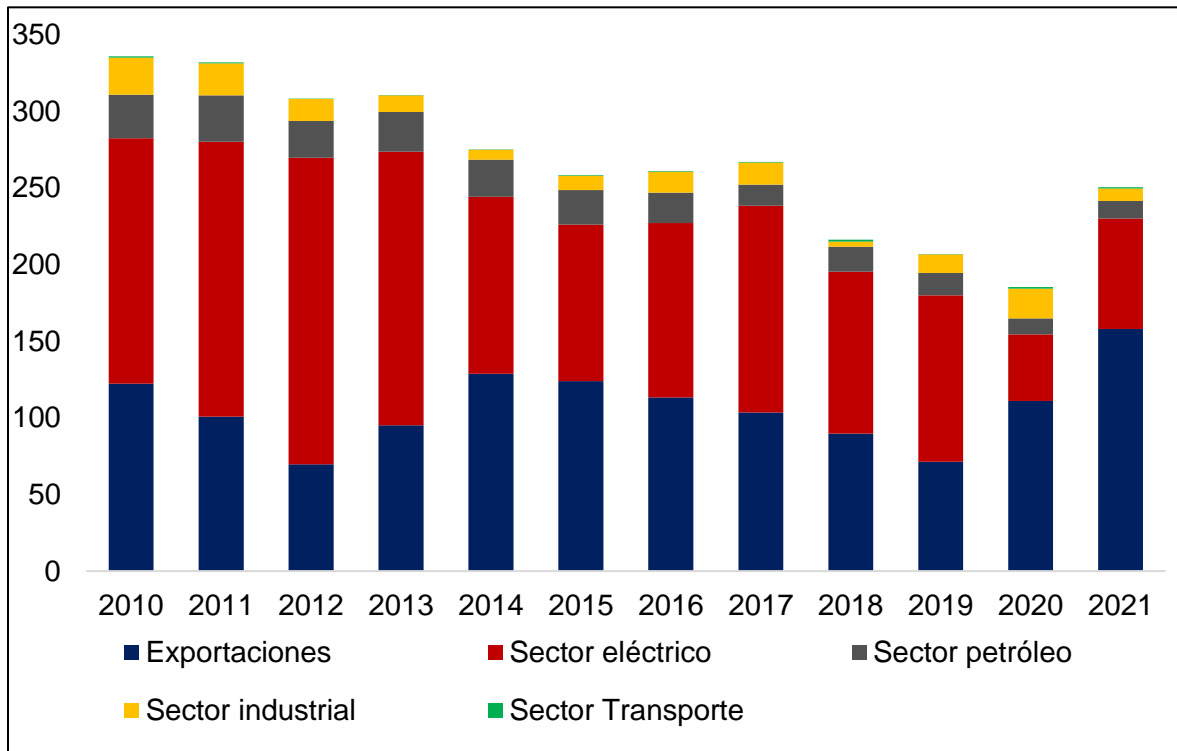
Fuente: Elaboración propia con información de SENER (2022). Sistema de Información Energética. Proceso de petróleo crudo y líquidos en refinería

Según datos del Sistema de Información Energética (SENER) durante 2021, último año con información actualizada, la demanda de combustóleo en México fue de 250.49 miles de barriles diarios (Mbd), de los cuales el 63.06% correspondieron a exportaciones, 28.73% se usó en el sector eléctrico, el 4.61% fue para autoconsumo de Pemex, la industria consumió 3.22% y el resto fue destinado al transporte marítimo.

En la **Gráfica 11** se puede observar cómo ha evolucionado la distribución de la demanda de combustóleo en el país. Donde destaca el incremento de las exportaciones de combustóleo de alto contenido de azufre (>3.5%), principalmente hacia Estados Unidos, donde el combustóleo es mezclado con crudo ligero (Istmo)

para ser usado como carga en las refinerías que cuentan con equipos de conversión profunda (coquización).

Gráfica 11. Demanda de combustóleo en México, Mbd



Fuente: Elaboración propia con información de SENER (2021). Sistema de Información Energética. Balance Nacional de Combustóleo.

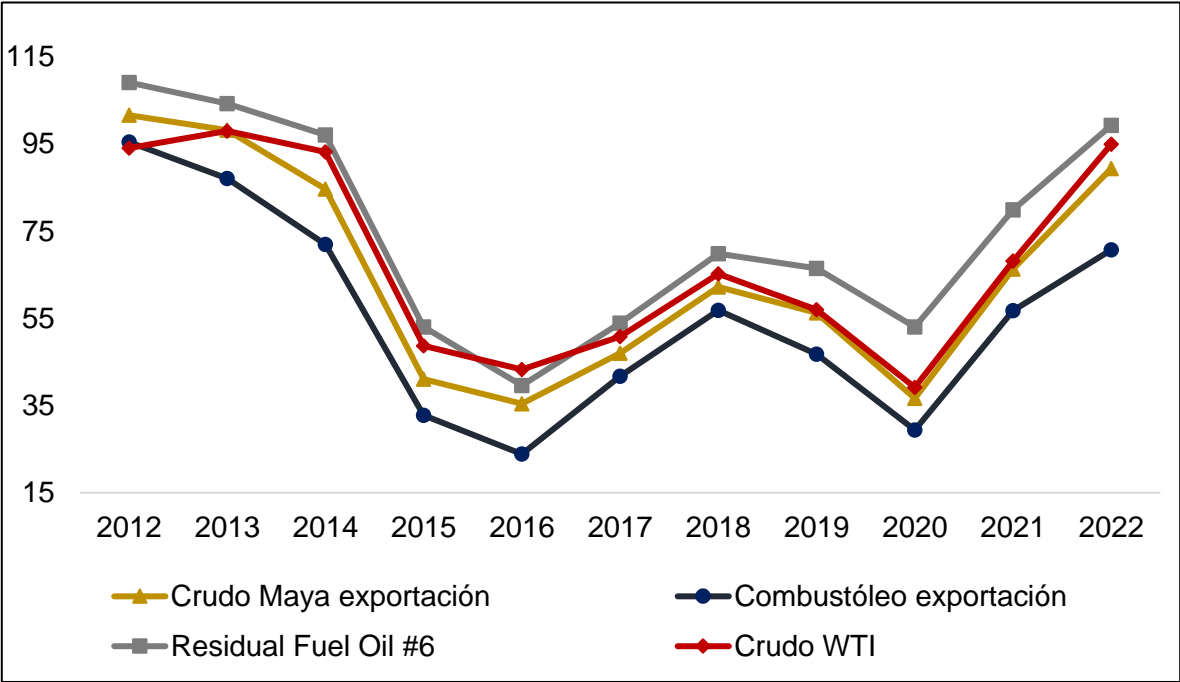
Con las normas implementadas por la Organización Marítima Internacional (OMI), que prohíben usar combustibles con altos contenidos de azufre (>0.5%) en las embarcaciones marinas a partir del primero de enero del 2020, se esperaba que el combustóleo producido por Pemex perdiera mercado ya que no cumple con la nueva regulación. Sin embargo, durante ese mismo año hubo un incremento de 55.56% en las exportaciones de combustóleo.

El aumento de las exportaciones de combustóleo mexicano se debe principalmente a que encontró mercado en Estados Unidos, donde prácticamente todas las refinerías cuentan con la configuración adecuada para procesar combustóleo y obtener refinados de mayor valor, en México solo tres refinerías cuentan con equipos de conversión profunda.

Otro factor que influyó en el aumento de exportaciones de combustóleo fue la reactivación de las operaciones en las refinerías de Estados Unidos, toda vez que la demanda de petrolíferos se recuperaba después de la pandemia por Covid-19.

La compra de combustóleo con alto contenido de azufre (>3.5%) resulta conveniente para las refinerías estadounidenses, ya que su precio es incluso menor que el del crudo Maya (materia prima). El precio del Fuel Oil No. 6 (FO6) es el precio de referencia internacional para el combustóleo, el cual se relaciona con el precio del crudo. (Gráfica 12)

Gráfica 12. Precios de combustóleo, USD/barril



Fuente: Elaboración propia con información de EIA y del SIE, SENER (2021)

Esta tendencia de consumo por parte de Estados Unidos es una buena noticia para Pemex, que en su estrategia por incrementar la producción de gasolinas también ha aumentado la de combustóleo. Otra fuente para darle salida ha sido a través de las centrales eléctricas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

A pesar de que Pemex está logrando colocar el combustóleo y que su precio está subiendo, producirlo no resulta rentable para México, ya que se vende más barato

que el mismo crudo (materia prima). Además, el mercado de combustóleo es variable y cada vez más limitado, como resultado, se ha convertido en el producto no deseado en los centros de refinación.

Esta situación refleja el reto que tiene Pemex a futuro, invertir en equipos de coquización será clave para disminuir la producción de combustóleo, para ello es importante que se genere un ambiente propicio para la colaboración entre la iniciativa pública y privada con la finalidad de detonar inversión en el sector.

5.3. Generación de energía eléctrica

La década de los sesenta fue un periodo abundante y barato de petróleo en el mundo, los hidrocarburos tomaron relevancia como energéticos para la generación de energía eléctrica. México no fue la excepción, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) dio prioridad a las plantas termoeléctricas, especialmente las que usaban combustóleo o gas natural como combustible (Ramos-Gutiérrez & Montenegro-Fragoso, 2012). Desde entonces, la colaboración entre las actuales empresas productivas del Estado, Pemex y CFE, se hicieron evidentes.

Se presentó un crecimiento importante de las centrales termoeléctricas del país, para finales del siglo XX la generación de electricidad se basaba principalmente en energías térmicas convencionales (combustibles fósiles), este tipo de energías causan emisiones contaminantes a la atmósfera, por lo que el Gobierno Federal evaluó distintas posibilidades para contar con una capacidad de generación eléctrica más limpia y al mismo tiempo, mejorar el rendimiento térmico de los combustibles.

En México se determinó que la mejor opción era utilizar ciclos combinados, ya que es una tecnología con el doble de rendimiento térmico, utiliza un combustible más barato por unidad térmica y reduce las emisiones de óxidos de azufre y partículas de otros contaminantes. La combinación de estos elementos permite tener un costo de generación menor y plantea un compromiso con el medio ambiente. (Murrieta, 2021)

Esta decisión iba de la mano de una política energética nacional, donde se reconfigurarían las refinerías restantes de Pemex (Salamanca, Salina Cruz y Tula) con el objetivo de disminuir la producción de combustóleo y, por lo tanto, disminuir su uso para la generación de electricidad. A la fecha todavía no se han implementado proyectos de reconfiguración en estas tres refinerías.

La capacidad efectiva de la CFE y de los productores independientes de energía (PIE) es de 52,902 MW. La empresa productiva del Estado opera 20 plantas que incluyen centrales termoeléctricas, ciclos combinados, combustión interna y turbinas de gas; su capacidad conjunta es de 14,577 MW, representando el 27.6% del total, las cuales operan con combustóleo o de manera dual con gas natural o diésel (Secretaría de Energía, 2019). Dichas plantas darán salida a parte del combustóleo que se produzca en el SNR.

La producción de electricidad a base de combustóleo es costosa, generar un mega watt – hora (MWh) con combustóleo tiene un costo aproximado de 138 dólares, mientras que el mismo MWh generado a partir de energía solar cuesta 67 dólares y 66 dólares con energía eólica, tomando en cuenta los rangos más altos de precios, según datos de la Secretaría de Energía. (Soto, 2020)

En 2016, la demanda interna (excluyendo exportaciones) de combustóleo en México fue de 147.6 Mbd; 113.7 Mbd fueron utilizados en el sector eléctrico, lo que representó el 77.1% de la demanda interna total. En el primer semestre de ese mismo año, la CFE se comprometió a reducir en un 90% el uso de combustóleo destinado a la generación de electricidad para finales del 2018. (Muciño, 2016)

Durante 2019, se destinaron 108.5 Mbd de combustóleo al sector eléctrico, lo que se tradujo en una reducción del 5% con respecto a 2016, este resultado quedó muy lejos de lo prometido por CFE y expone de manera importante las brechas que la empresa productiva del Estado tiene hacia futuro en el uso de energías más limpias y menos contaminantes.

A nivel mundial, la preferencia para nueva capacidad de generación eléctrica está orientada al uso de energías renovables o ciclos combinados con gas natural, este

último se perfila como una buena alternativa ya que cuenta con una mayor disponibilidad a menores costos que los combustibles convencionales, además, en años recientes se ha incrementado la infraestructura para su transporte y distribución.

Sin embargo, en México, las políticas del gobierno sobre regresar a la autosuficiencia energética han incentivado de nuevo el uso de combustóleo para el funcionamiento de las plantas de CFE, favoreciendo el despacho de estas centrales antes que los productores privados de energías renovables o de ciclo combinado. (Castañeda J. A., 2021)

Uno de los argumentos por parte de las autoridades en la utilización de combustóleo para la generación eléctrica, es la necesidad de disminuir la dependencia de combustibles importados y aprovechar aquellos que se producen en el país. De esta manera, lo que se busca es fortalecer a la CFE y a Pemex, con el objetivo de que se conviertan en una palanca de desarrollo económico para México, pero sin tomar en cuenta las implicaciones ambientales y económicas que esto conlleva.

5.4. Transporte marino

El combustóleo es el combustible principal utilizado en los buques y, como se mencionó anteriormente, esta sustancia contiene azufre, el cual, tras su combustión en el motor es liberado a la atmósfera en forma de óxidos de azufre (SO_x) junto con otras sustancias contaminantes como óxidos de nitrógeno (NO_x).

Los SO_x pueden causar síntomas respiratorios y problemas en los pulmones para los humanos, en la atmósfera pueden llegar a producir lluvia ácida, provocando daños a cultivos, bosques y especies acuáticas, además contribuye a la acidificación de los océanos, lo que produce cambios en la composición química del agua, afectando al crecimiento, reproducción y otros procesos fisiológicos de los organismos marinos. (Organización Marítima Internacional, 2020)

Por estas razones se vuelve crítico limitar las emisiones de óxidos de azufre de los buques con la finalidad de mejorar la calidad del aire y proteger al medio ambiente.

Para reducir la contaminación originada por los buques, la OMI, organismo especializado de las Naciones Unidas, desarrolló “El Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación por los Buques” (Convenio MARPOL). El Anexo VI de este convenio contiene las reglas para prevenir la contaminación atmosférica ocasionada por los buques y controlar las emisiones ocasionadas por los SO_x.

Hasta el 31 de diciembre del 2019 el límite de contenido de azufre en combustóleo para buques era de 3.50% en masa, a partir del 1 de enero del 2020 el límite pasó a ser de 0.50%. La implementación de este nuevo límite busca reducir la cantidad de SO_x procedentes de buques, lo que supondrá importantes beneficios sanitarios y ambientales para el mundo, particularmente para las poblaciones cercanas a puertos y costas. (Organización Marítima Internacional, 2020)

La apuesta de México es elevar la producción de combustibles líquidos, lo que causará que también aumente la producción de combustóleo, las nuevas reglas implementadas por la OMI disminuirán de forma significativa el valor de este combustible, lo que provocará pérdidas a Pemex. Las refinerías que no cuenten con una configuración de conversión profunda (coquización) se verán afectadas, ya que incumplirán por mucho los estándares de la OMI.

Esta nueva regla es la primera de una serie de medidas para utilizar combustibles con bajo contenido de azufre y disminuir el uso de combustibles con alto contenido de azufre, esta estrategia será la solución más viable para que la industria alcance sus metas de reducir la contaminación marítima en el mediano plazo. (Organización Marítima Internacional, 2020)

Pemex busca rescatar el Sistema Nacional de Refinación y para lograrlo su plan es aumentar el uso de su capacidad en los próximos años. Sin embargo, si no se actualizan los equipos y no se implementan proyectos de reconfiguración, aumentar la capacidad de uso de las refinerías implicaría un aumento en la producción de combustóleo por cada barril de crudo procesado y debido a la falta de mercado para

este producto, se prevé que una de sus principales salidas sea a través de la quema en las termoeléctricas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

5.5. El Acuerdo de París

A finales de 2016, se aprobó el Acuerdo de París dentro de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP21). Este Acuerdo tiene como objetivo enfrentar el cambio climático, haciendo que por lo menos 195 países reorienten su desarrollo hacia un mundo más sostenible y con menores emisiones. (United Nations Climate Change, 2018)

El objetivo central del Acuerdo de París es reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático manteniendo el incremento de la temperatura global por debajo de los 2 grados centígrados para finales de siglo. El Acuerdo también busca aumentar la capacidad de los países para hacer frente a los efectos del cambio climático y lograr que las corrientes de financiación sean coherentes con un nivel bajo de emisiones de gases de efecto invernadero y una trayectoria resistente al clima. (United Nations Climate Change, 2018)

Para alcanzar estos ambiciosos objetivos, es necesario establecer un marco tecnológico nuevo y apoyar las medidas que adopten los países en desarrollo y los más vulnerables, de la mano con sus propios objetivos nacionales, además de movilizar y proporcionar los recursos financieros necesarios para dichas medidas. (United Nations Climate Change, 2018)

Cada nación que suscribió este Acuerdo se comprometió a crear un documento llamado “Contribuciones Intencionadas Determinadas a Nivel Nacional”⁷ (INDC, por sus siglas en inglés). Su propósito es representar los esfuerzos de cada país para reducir sus emisiones nacionales y adaptarse a los efectos del Cambio Climático.

⁷ Planes de acción climática presentados por cada país que describen la cantidad de emisiones que reducirán y sus acciones a realizar

A partir del 2020, cada cinco años los países revisan y fortalecen sus INDC's. El acuerdo entró en vigor el 4 de noviembre del 2016, una vez que fue ratificado por 55 países que representaban el 55% de las emisiones mundiales.

5.6. El compromiso climático de México

De acuerdo con el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (GEI), emitido por el INECC (2015) con datos del 2013, México emite 665,304.92 Gg de CO₂e, lo que representa el 1.4% de las emisiones globales de GEI, 12° emisor a nivel global. (SEMARNAT, INECC, 2018)

En su INDC, México se comprometió a una reducción no condicionada (se implementan recursos propios del país) del 25% de sus emisiones y de contaminantes climáticos de vida corta (CCVC), es decir, 22% de GEI y 51% de carbono negro; y a reducir las emisiones del sector industrial, generando el 35% de energías limpia en el 2024 y el 43% al 2030. (IMCO, 2016)

Asimismo, México se compromete a adaptar al sector social ante el cambio climático, para garantizar la seguridad alimentaria y el acceso al agua, reducir 50% el número de municipios vulnerables y la participación de la sociedad en la preparación de políticas públicas, entre otras; también se compromete a reforestar cuencas altas, medias y bajas, conservar y restaurar ecosistemas, por mencionar algunos; asimismo, buscará adaptar la infraestructura estratégica para garantizar y monitorear el tratamiento de aguas residuales urbanas e industriales en asentamientos humanos mayores a 500,000 habitantes, entre otras. (IMCO, 2016)

Con respecto a la reducción de emisiones condicionada (requieren del apoyo de instrumentos financieros, técnicos, tecnológicos y de fortalecimiento de capacidades que el mundo pueda proporcionar), el compromiso de reducción del 25% de GEI y CCVC establecido en la reducción no condicionada, podría incrementarse hasta 40%, es decir, un incremento del 15% que está sujeto a un acuerdo global que aborde temas importantes e incluyan el precio internacional y

los ajustes fronterizos del carbono, el acceso a recursos financieros de bajo costo y la transferencia de tecnología.

Las reducciones de GEI podrían aumentar hasta 36% y las reducciones de carbono negro hasta un 70% en 2030. Para lograrlo será necesario el desarrollo y la adopción de nuevas tecnologías y financiamiento para llevar a cabo la adaptación exitosa de estos planes. (SEMARNAT, 2022)

El escenario tendencial proyectado al 2030, sin intervención de política de mitigación, se cuantificó en 991 MtCO_{2e} como punto de referencia para 2030. La reducción de emisiones de 35% al 2030 implica 347 MtCO_{2e} reducidas en dicho año, mientras que el cumplimiento de los compromisos condicionados asciende a 397 MtCO_{2e}. El periodo de implementación de la NDC es de 2020 a 2030 y se consideran las políticas implementadas a partir del año 2013, tras la publicación de la Ley General de Cambio Climático de México. (SEMARNAT, 2022)

6. Mejoramiento de crudos pesados

6.1. Necesidades tecnológicas

Los combustibles fósiles son y seguirán siendo por un tiempo la fuente principal de energía, por lo que se requiere aprovechar al máximo estos recursos optimizando su explotación y promoviendo un desarrollo sustentable para el cuidado del medio ambiente. En los próximos años existirá una demanda creciente de fuentes energéticas que sean confiables, accesibles y amigables con el medio ambiente, en este sentido se vuelve fundamental el desarrollo de procesos y tecnologías que ayuden a cumplir con este propósito.

Los crudos pesados se caracterizan por tener altos contenidos de azufre y metales, una refinación compleja y costosa, así como precios de venta bajos. Este tipo de crudos son los predominantes en México, aunado a esto, los procesos de las refinerías de Pemex no cuentan con la capacidad necesaria para obtener rendimientos altos de productos de valor a partir de este tipo de crudos, lo que ha afectado el desarrollo energético y económico del país.

Para darle la vuelta a esta situación es necesario optimizar los procesos de refinación con el objetivo de incrementar la elaboración de productos petrolíferos de valor a partir de crudos pesados con altos contenidos de azufre, fomentar la eficiencia de generación y el uso de energía.

Es indispensable que el Gobierno Federal, apoyado de la iniciativa privada, dirija sus recursos y esfuerzos hacia oportunidades estratégicas de mayor valor para garantizar los objetivos alineados a las necesidades tecnológicas actuales que demanda la industria y la sociedad.

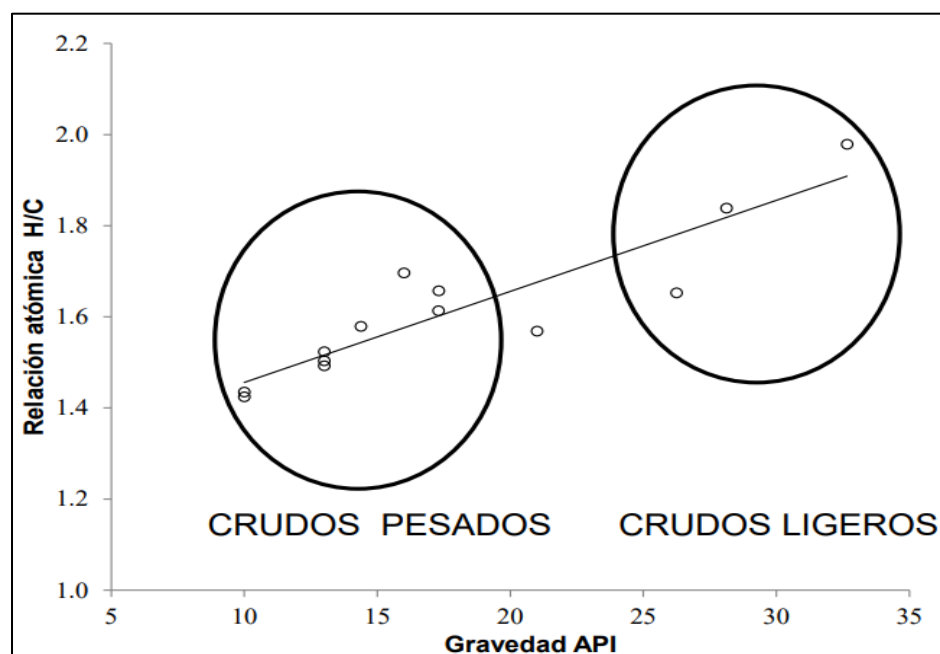
En el documento, “Necesidades tecnológicas del sector hidrocarburos” (Secretaría de Energía, 2020), la SENER enlista una serie de necesidades en la actividad de refinación, donde destaca la de disminuir la oferta de combustóleo. Para lograrlo, una de las alternativas consiste en implementar algún tipo de tecnología antes o durante el proceso de refinación a fin de llevar a cabo el mejoramiento del crudo pesado.

Las tecnologías de mejoramiento de crudo están compuestas por equipos específicos y procesos existentes dentro de los centros refinación, pero que, al carecer de otros, producen un crudo mejorado o sintético en lugar de petrolíferos terminados como gasolinas, turbosina y diésel, entre otros.

6.2. Relación hidrógeno/carbono de crudos pesados y ligeros

Los crudos pesados poseen una gravedad API y relación de hidrógenos/carbonos (H/C) bajas, es decir, son deficientes en átomos de hidrógeno. Por otro lado, los crudos ligeros poseen gravedad API y relación H/C altas.

Figura 7. Relación H/C y Gravedad API



Fuente: Instituto Mexicano del Petróleo. Tecnología de mejoramiento de crudos pesados y residuos HIDRO-IMP®.

El mejoramiento de crudo y/o residuos se refiere a aquellos procesos que tienen como objetivo aumentar los grados API del crudo para convertirlo en un crudo sintético de mayor calidad y así poder obtener productos de mayor valor económico, sin dejar de ser rentables y favorables para el medio ambiente.

Entonces, para mejorar los crudos pesados se requiere incrementar la relación H/C, los mecanismos más comunes para este fin son a través de la adición de hidrógeno (hidrotratamiento) o mediante procesos de remoción de carbón como la coquización.

- Adición de Hidrógeno: Este proceso consiste en el incremento de la proporción de hidrógeno con respecto al carbono presente en la mezcla de hidrocarburos. Las tecnologías y procesos de adición de hidrógeno se clasifican según el tipo de reactor utilizado. Por ejemplo, procesos de lecho fijo o de lecho móvil.
- Remoción de carbón: Consiste en la producción de carbono elemental a partir del petróleo crudo, mediante ciertos procesos químicos como la visco-reducción, el craqueo catalítico o la coquización y, por lo tanto, se da una reducción del contenido de carbono en los hidrocarburos involucrados.

Adicionalmente, existen otras tecnologías que consisten en la aplicación de ultrasonido y extracción por solventes, las cuales emplean ondas ultrasónicas para reducir la viscosidad del crudo y en la adición de solventes a fin de separar los componentes no deseados (p. ej. carbón sólido) del petróleo, respectivamente. Sin embargo, este tipo de tecnologías todavía se encuentran en etapas tempranas de desarrollo, por lo que para fines de este trabajo solamente se describirán tecnologías de mejoramiento a base de adición de hidrógeno y remoción de carbono.

6.3. Tecnologías para el mejoramiento de crudos pesados

La escasez de yacimientos de crudo ligero y el incremento en la producción de crudos pesados y extrapesados ha generado la necesidad de desarrollar nuevas tecnologías que mejoren las propiedades de estos crudos a fin de aumentar el rendimiento de productos de mayor valor. Lo que se busca con estas tecnologías es que aumenten los grados API del crudo, reducir la viscosidad y eliminar las impurezas como los compuestos de azufre, nitrógeno y metales.

Los procesos tradicionales, basados en remoción de carbono y adición de hidrógeno, disponibles en el mercado siguen siendo efectivos para el mejoramiento de crudos pesados, no obstante, han mostrado algunas limitaciones al procesar petróleos extrapesados. Recientemente varias tecnologías emergentes han sido desarrolladas y probadas a diferente escala y con una amplia variedad de crudos.

En este capítulo se describen y comparan 10 tecnologías de mejoramiento de crudos pesados y/o residuos con potencial para ser aplicados en el Sistema de Refinación Nacional; para la elección de tecnologías se toma como referencia el artículo *Current situation of emerging technologies for upgrading of heavy oils*, elaborado por Luis C. Castañeda; se presenta una breve descripción de cada proceso y los resultados registrados en la literatura. La **Tabla 11** describe de manera resumida cada una de las tecnologías.

Tabla 11. Tecnologías para el mejoramiento de crudos pesados y residuos

No.	Tecnología	Descripción
1	HCAT® de Hydrocarbon Research Inc.	Esta tecnología emplea un catalizador de hidrocrqueo, con el objetivo de promover y facilitar la transferencia de hidrógeno a las moléculas más pesadas del crudo (asfaltenos).
2	<i>Heavy-to-Light</i> (HTL) de Ivanhoe Energy	El proceso <i>Heavy-to-Light</i> (HTL) se basa en el craqueo térmico a fin de reducir la viscosidad de los crudos pesados y produce un crudo sintético de alta calidad.
3	<i>Genoil Hydroconversion Upgrader</i> (GHU®) de Genoil Inc.	Esta tecnología utiliza un reactor de cama fija para el mejoramiento y desulfuración de crudo y petróleo residual mediante la implementación de hidrógeno.
4	Viscositor de Ellycrack AS	La tecnología <i>in situ</i> de Ellycrack se basa en un proceso de craqueo térmico que ocurre a baja temperatura y presión, sin la necesidad de un catalizador.
5	HIDRO – IMP® del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)	La tecnología del IMP implementa reactores en serie con catalizadores selectivos para llevar a cabo los procesos de hidrodismetalización, hidrodessulfuración e hidrodessintegración con el objetivo de producir crudos ligeros a partir de crudos pesados.

Tabla 11. Continuación

No.	Tecnología	Descripción
6	<i>Heavy Residue Hydroconversion</i> (HRH) del Instituto de Investigación de la Industria del Petróleo (RIPI)	La tecnología HRH utiliza catalizadores de escala nanométrica con el objetivo de que las moléculas de crudo pesado se rompan, resultando en hidrocarburos más simples y, por lo tanto, de mayor valor.
7	EST (<i>Eni Slurry Technology</i>) de Eni	El proceso EST tiene la capacidad de obtener hidrocarburos de alta calidad a partir de diferentes tipos de materias primas pesadas, como combustóleo, crudos pesados y extrapesados, entre otros.
8	UOP <i>Uniflex</i> del Centro Canadiense de Minerales y Tecnología Energética (CANMET)	<i>UOP Uniflex</i> emplea procesos de hidrocraqueo con la capacidad de procesar residuos de baja calidad, como residuos de vacío, para obtener destilados de alta calidad.
9	EADIEMAC de Eadie Oil Inc.	Este proceso se basa en la aplicación de un diluyente al crudo (pesado) para cambiar térmicamente su viscosidad y obtener un crudo de mayor valor.
10	Chattanooga de Chattanooga Corp.	La tecnología Chattanooga produce crudo sintético a partir de arenas y esquisto bituminoso. El proceso emplea un reactor de lecho fluidizado en presencia de hidrógeno para obtener productos de mayor valor.

Fuente: Elaboración propia con información de *Catalysis Today* (2014). *Current situation of emerging technologies for upgrading of heavy oils.*

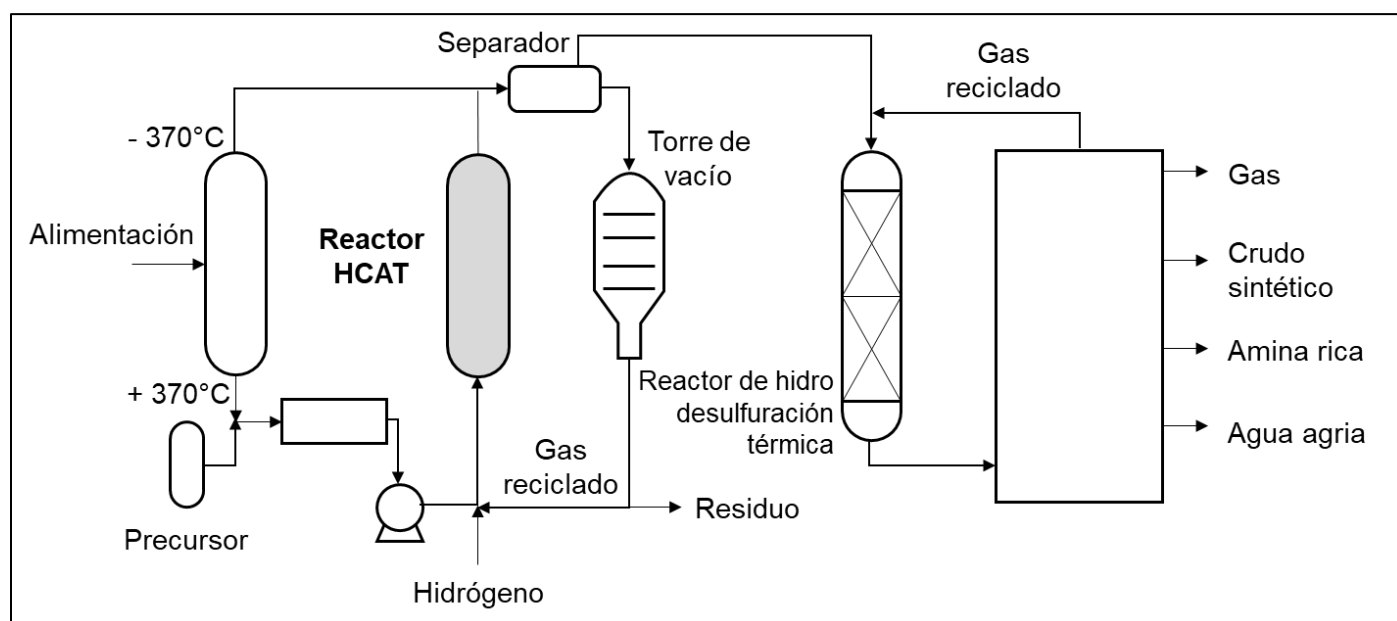
1. HCAT® de Hydrocarbon Research Inc ®

La tecnología HCAT® fue desarrollado por la empresa Hydrocarbon Research Inc. (HTI) que se dedica al desarrollo de tecnologías de conversión de petróleo pesado mediante procesos de adición de hidrógeno. El proceso HCAT® se basa en procesos de hidro-craqueo, habilitando la posibilidad de procesar residuos de destilación atmosférica y de vacío con contenidos altos de azufre, nitrógeno y asfaltenos.

1.1. Proceso

HCAT® es el primer proceso en emplear un reactor de hidro-craqueo con un sistema de dos fases (líquido y gas). Utiliza un catalizador de tamaño molecular, el cual se genera dentro del reactor a partir de un precursor químico. El sistema de reacción se puede optimizar para adecuarlo a la reacción deseada, por lo que permite promover el fraccionamiento de moléculas grandes en otras más simples, evitando reacciones secundarias y la formación de subproducto (Hydrocarbon Research Inc. (HTI), s.f.).

Figura 8. Proceso HCAT® con hidrotratamiento integrado

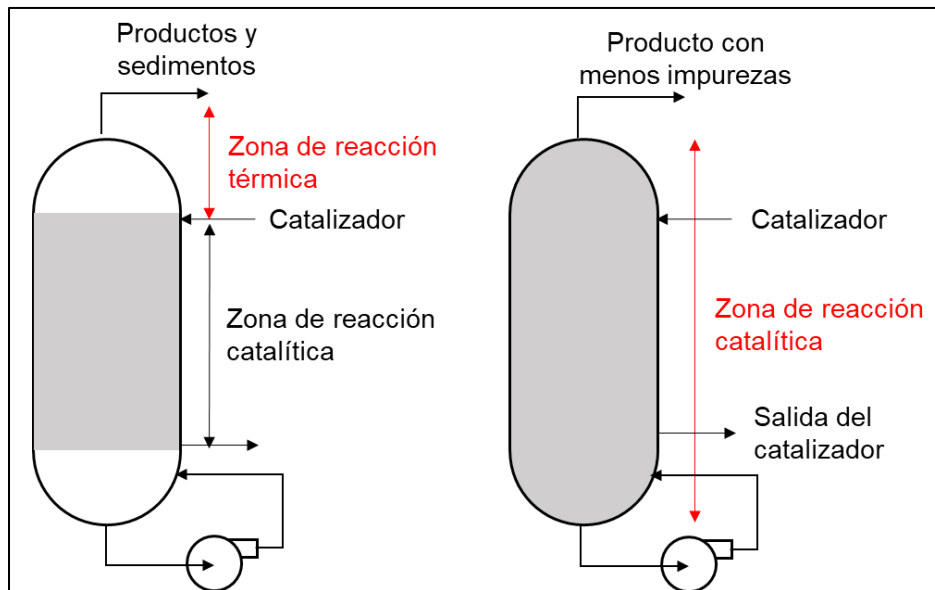


Fuente: Elaboración propia con información de Hydrocarbon Research Inc. (HTI).
What is HCAT® Technology.

El proceso puede manejar una amplia gama de materias primas con diferentes propiedades, maximizando los rendimientos de crudo sintético y minimizando la formación de coque y subproductos asfálticos. HCAT® es ideal para proyectos de mejora que utilizan materias primas más pesadas y menos costosas, como las que se encuentran en Rusia, México y Canadá.

Cuando se añade el proceso HCAT®, se utiliza todo el volumen del reactor para la reacción de conversión. El catalizador sólido se puede implementar para optimizar procesos como la desulfuración y la eliminación de metales.

Figura 9. Reactor HCAT®



Fuente: Headwaters Technology Innovation. *The world leader in unique catalysts and technologies that provide energy products from low-value feedstocks.*

1.2. Resultados

La tecnología HCAT® se ha implementado de manera exitosa en varias refinerías. Por ejemplo, se agregó un catalizador HCAT® al proceso de hidrocrqueo de residuos en una refinería en Europa, los resultados mostraron un incremento de la conversión de residuos en un 10%, mejor calidad del combustóleo obtenido y aumento en los rendimientos de los destilados de valor.

Desde 2010, esta refinería ha utilizado con éxito y de manera continua la tecnología, controlando la formación de sedimentos y operando con altas tasas de conversión y rendimientos.

2. *Heavy-to-light* (HTL) de Ivanhoe Energy

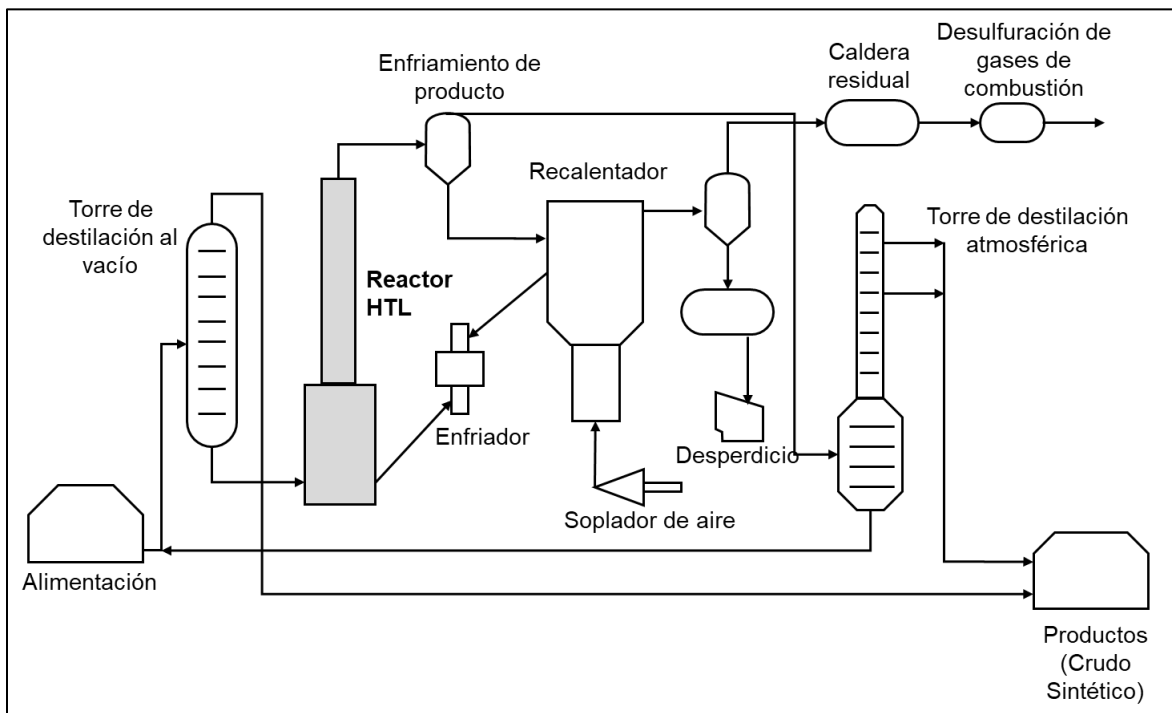
Ivanhoe Energy ha desarrollado y patentado la tecnología conocida como *heavy-to-light* (HTL), que permite reducir la viscosidad del crudo pesado mediante procesos de craqueo térmico, generando un crudo sintético más ligero, fácil de transportar y, por lo tanto, más valioso.

2.1. Proceso

La planta de procesamiento de HTL se integra de manera total con las operaciones en campo y puede ser instalada en la boca del pozo o cerca de este (*upstream*). De manera alternativa, el proceso puede ser integrado en la etapa de transporte y almacenamiento (*midstream*), mejorando el crudo pesado en tierra y en alta mar; el producto obtenido también puede ser exportado a refinerías con capacidades limitadas de coquización.

La tecnología HTL emplea un reactor de conversión térmica, donde se utiliza arena caliente para incrementar la temperatura de la materia prima (p. ej. fondos de la torre de vacío) y convertirla en productos más ligeros. Posteriormente, la mezcla es enviada a la unidad de destilación atmosférica. Por último, los destilados y los compuestos ligeros son enviados al tanque de producto y mezclados con gasóleo para producir el crudo sintético.

Figura 10. Diagrama general del proceso HTL



Fuente: Ivanhoe Energy Inc. (2009). *Maximizing Heavy Oil Value While Minimizing Environmental Impact with HTL Upgrading of Heavy to Light Oil.*

2.2. Resultados

Ivanhoe Energy ha completado las operaciones de desarrollo y las pruebas de la tecnología HTL, los resultados obtenidos se muestran en la **Tabla 12**:

Tabla 12. Propiedades de la materia prima y los productos del proceso HTL

Propiedades	Arenas de alquitrán de Athabasca	Crudo mejorado
Grados API	8.5	18.8
Viscosidad a 40 °C, cSt	> 23,000	23
Viscosidad a 100 °C, cSt	161	11
Azufre, % peso	5.02	2.91
Nitrógeno, % peso	0.66	0.4
Níquel, ppm	79	15
Vanadio, ppm	209	27
Residuo, + 538 °C, % peso	52	6

Fuente: *Catalysis Today* (2014). *Current situation of emerging technologies for upgrading of heavy oils.*

3. Genoil Hydroconversion Upgrader (GHU®)

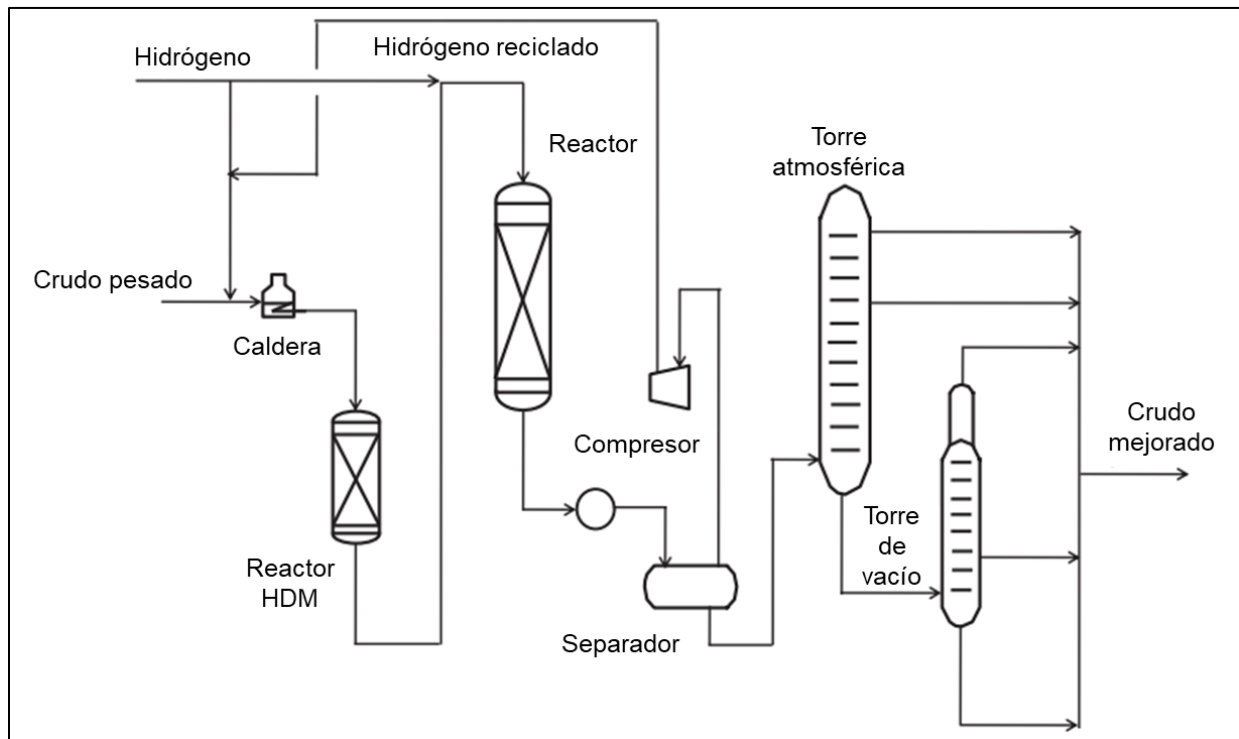
La tecnología de mejoramiento crudos pesados y extrapesados mediante hidro-conversión de GenOil (GHU®) (GenOil Inc., 2006), es una tecnología que se basa en el proceso de hidro-conversión catalítica en un reactor de cama fija que mejora los rendimientos de crudo pesado y de los residuos.

3.1. Proceso

El proceso GHU® tiene tasas de conversión entre 70 – 90% en función de la mezcla de crudo (crudo pesado, residuos de destilación atmosférica y de vacío) que se alimenta a la planta. El residuo no convertido es controlado por variaciones en la temperatura y presión.

Mediante la integración de una unidad de destilación después de implementar la tecnología GHU®, el proceso es capaz de aumentar los grados API de 24 a 34. El esquema de procesamiento se basa en un sistema de reactor de cama o lecho fijo con una secuencia de reactores adicionales.

Figura 11. Proceso simplificado de la instalación de mejoramiento de crudo de GenOil GHU®



Fuente: GenOil Inc. *The GenOil hydroconversion upgrading system (GHU®) for heavy and extra heavy crude.*

3.2. Resultados

El proceso de mejoramiento es aplicable a diferentes dietas de crudo. En la **Tabla 13** se muestran los resultados de una prueba con bitumen canadiense pesado (8.5 API) y muy amargo (5.14% de azufre en peso).

Tabla 13. Propiedades de la materia prima y el producto del proceso GenOil

Propiedades	Bitumen Canadiense	Crudo sintético
Grados API	8.50	24.80
Azufre, %peso	5.14	0.24
Nitrógeno, %peso	0.27	0.14
C5 Asfaltenos, %peso	17.30	1.60
C7 Asfaltenos, %peso	12.60	1.20
Carbon Conradson, %peso	12.75	2.59
Residuo (524 + °C), %peso	55.8	11.68

Fuente: GenOil Inc. *The GenOil hydroconversion upgrading system (GHU®) for heavy and extra heavy crude.*

4. Viscositor

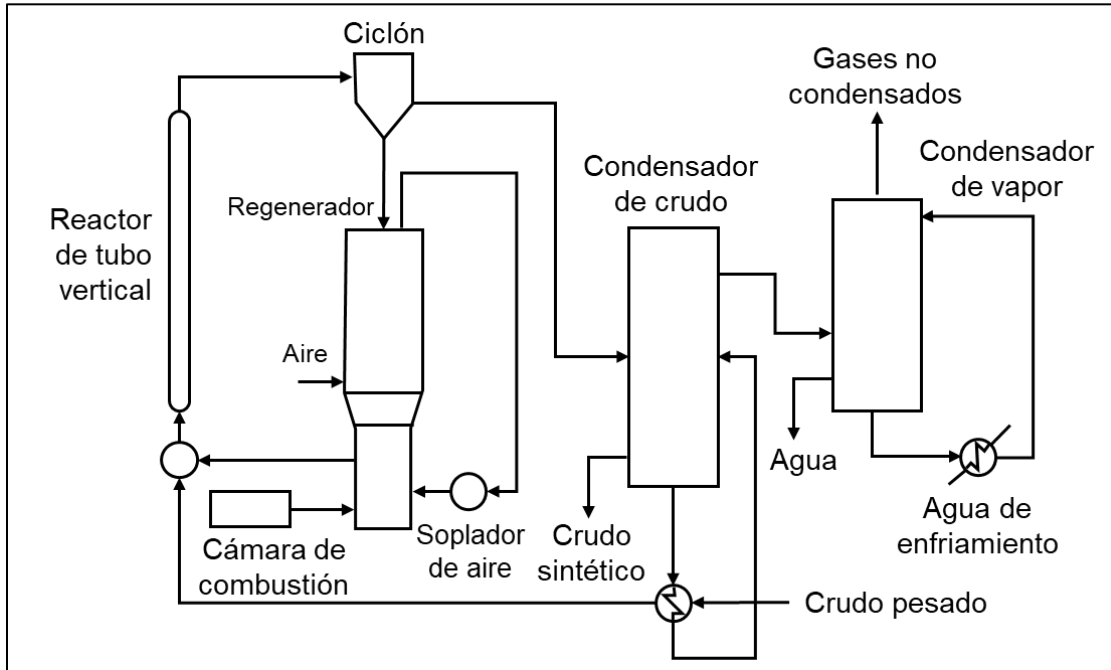
Ellycrack AS es una empresa noruega que desarrolló y patentó la tecnología Viscositor, proceso enfocado en el mejoramiento de crudos pesados, que se basa en la dispersión de vapor de agua en el crudo y su posterior “craqueo” al entrar en contacto con partículas sólidas (arena). La tecnología emplea baja presión y temperatura; además, no requiere catalizador para su operación.

4.1. Proceso

El proceso inicia con el calentamiento de partículas sólidas (arena) mediante la combustión de coque, posteriormente estas partículas son transportadas por gases de combustión caliente a un reactor de tubo vertical, donde el crudo pesado, colisiona con la arena, ocasionando el craqueo y la evaporación de las moléculas pesadas.

Después, los sólidos y el coque generado son separados en un ciclón y enviados a un regenerador; posteriormente, los gases se envían a un sistema de condensación. Por último, el coque es empleado para alimentar el proceso donde los sólidos regenerados se utilizan como portadores de calor y son enviados de nuevo al reactor de tubo vertical. Como resultado se obtiene un crudo sintético con menor viscosidad y con mayor grados API.

Figura 12. Esquema simplificado del proceso Viscositor de Ellycrack SA



Fuente: Ellycrack Technology (2011). *Ellycrack On-site heavy oil upgrading technology* (pp. 12).

4.2. Resultados

En la **Tabla 14** se muestran los resultados de diferentes crudos pesados tratados con el proceso Viscositor.

Tabla 14. Resultados de las pruebas con la tecnología Viscositor

Alimentación	API inicial	API mejorado
Pozo, PDVSA ⁸	6.2	22.5
Crudo, PSVSA	9.3	20
Mezcla de crudo, PSVSA	14.9	21.5
Mezcla de crudo diluido, PSVSA	14.9	29.3
Crudo de NORSK HYDRO	18	29.5
Crudo canadiense SUNCOR	13.18	25.2

Fuente: Ellycrack Technology (2011). *Ellycrack On-site heavy oil upgrading technology* (pp. 16).

⁸ Petróleos de Venezuela, S.A.

5. HIDRO – IMP®

La tecnología del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) consiste en la adición de hidrógenos mediante hidrocraqueo catalítico del petróleo bajo condiciones de operación moderadas. La tecnología logra una alta conversión de crudo pesado en destilados más valiosos. Además, remueve impurezas como metales, azufre y asfaltenos.

5.1. Proceso

La tecnología HIDRO – IMP® emplea un proceso de hidro-tratamiento catalítico a condiciones de reacción moderadas. El proceso utiliza reactores en serie con catalizadores selectivos para los procesos de hidrodeshmetalización⁹ (HDM), hidrodeshsulfuración¹⁰ (HDS) e hidrodeshintegración¹¹.

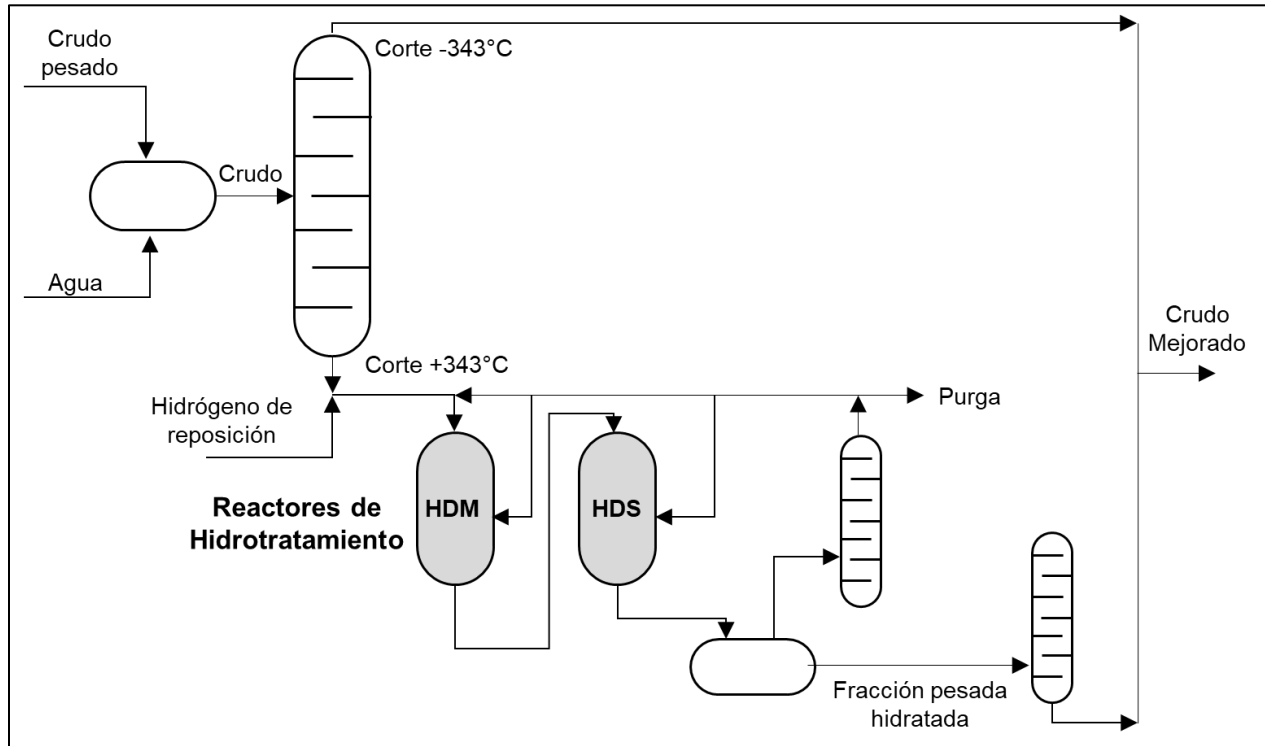
Las diferentes formulaciones de los catalizadores permiten una mayor eficiencia, dando como resultado un producto con menores contenidos de azufre y metales. Además, el proceso consume menos cantidades de catalizador comparado con los procesos convencionales de hidrotreatmento catalítico.

⁹ Generación de depósitos metálicos en el catalizador y rompimiento de moléculas complejas

¹⁰ Eliminación de azufre

¹¹ Producción de fracciones ligeras de petróleo

Figura 13. Esquema simplificado del proceso IMP



Fuente: Instituto Mexicano del Petróleo (2013). Tecnología de mejoramiento de crudos pesados y residuos.

5.2. Resultados

Hoy en día ya se han realizado pruebas de este proceso tanto a escala piloto como a nivel industrial. En la **Tabla 15** se muestran los resultados del proceso IMP bajo condiciones de operación moderadas.

Tabla 15. Resultados del mejoramiento de diferentes crudos con la tecnología IMP

Propiedades	Crudo	Crudo mejorado	Crudo	Crudo mejorado	Crudo	Crudo mejorado
Grados API	15.93	25.1	13.14	23.38	9.89	22.6
CCR, % en peso	15.87	7.1	16.78	8.1	20.42	8.3
Azufre total, % en peso	4.602	1.102	5.1	1.15	5.723	1.145
Nitrógeno total, ppm	3570	2291	4771	2925	5650	2971
C ₇ , % en peso	15.66	4.7	16.95	5.33	25.06	5.3

Tabla 15. Continuación

Metales, ppm

Níquel	69.2	26	91.2	22	94.2	28
Vanadio	361	71	452.7	76	494	71
Ni + V	430.2	97	543.9	98	588.2	99

Fuente: Catalysis Today (2014). *Current situation of emerging technologies for upgrading of heavy oils.*

6. Heavy Residue Hydroconversion (HRH)

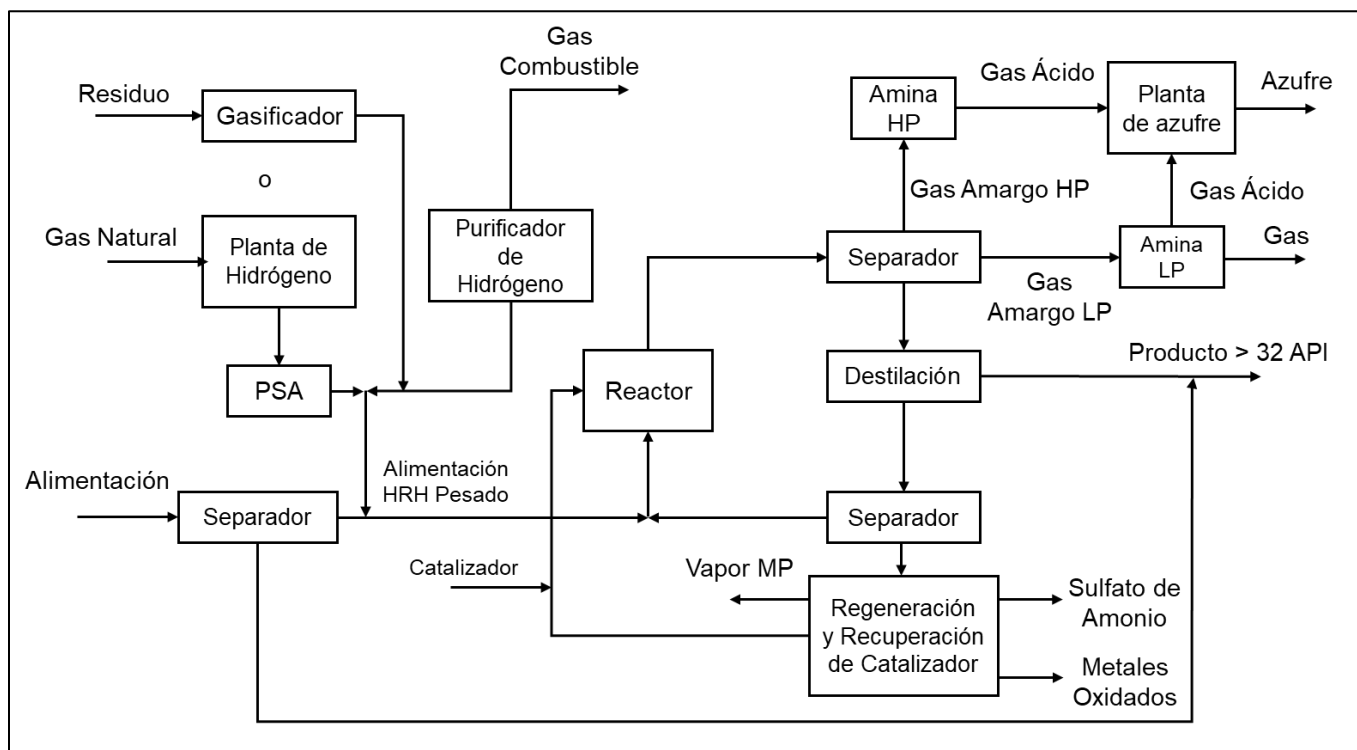
La tecnología HRH fue desarrollada por el Instituto de Investigación de la Industria del Petróleo (RIPI) de Irán; implementa proceso de hidroconversión y mediante el uso de catalizadores nanométricos, los enlaces del petróleo pesado se rompen. La naturaleza de este proceso lo convierte en una alternativa única para convertir residuos con altos porcentajes de azufre, asfaltenos y metales pesados, en productos más livianos.

6.1. Proceso

El proceso inicia cuando el crudo pesado se introduce en un separador para dividir las partes ligeras del resto del crudo; Posteriormente, la corriente con la fracción más pesada es enviada a un reactor, donde se mezcla con hidrógeno y con precursores del catalizador, los cuales reaccionan con H₂S en el reactor para generar un nano catalizador.

Después, la mezcla que ha reaccionado es enviada a la unidad de destilación y la fracción (residuo) que no lo ha hecho, se recircula al reactor; adicionalmente, una porción de este residuo va a la unidad de regeneración del catalizador, el producto resultante es un crudo sintético con gravedad API mayor a 32.

Figura 14. Esquema del proceso HRH para el mejoramiento de crudo pesado



Fuente: Research Institute of Petroleum Industry (2011). *Heavy Refinery Schemes based on New Nano Catalytic HRH Technology.*

6.2. Resultados

En la **Tabla 16** se muestran los datos experimentales de la hidroconversión de residuos de vacío en la refinería de Bandar-Abbas, OIEC Group en Irán.

Tabla 16. Propiedades del crudo mejorado por la tecnología HRH

Propiedades	Crudo	Producto mejorado
Grados API	4.56	32
Azufre total, % en peso	4.74	2
Nitrógeno total, % en peso	0.73	0.35
Vanadio, ppm	323	Nulo
Níquel, ppm	73	Nulo

Fuente: Research Institute of Petroleum Industry (2011). *Heavy Refinery Schemes based on New Nano Catalytic HRH Technology.*

7. EST (*Eni Slurry Technology*)

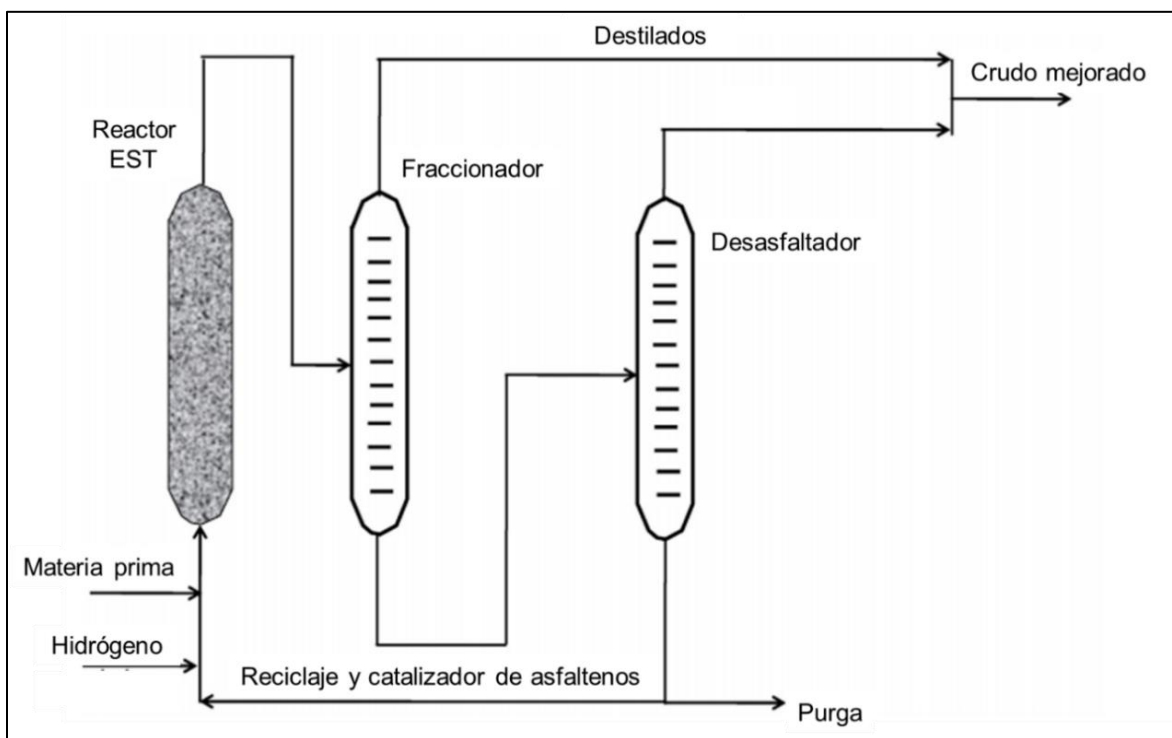
La tecnología EST fue desarrollado por Snamprogetti y Eni Technology, ambas empresas del Grupo Eni, este proceso es capaz de obtener combustibles de alta calidad a partir de residuos de petróleo y crudos pesados. Además, permite una conversión casi completa de la materia prima (> 95%) y garantiza un excelente nivel de mejora de los productos.

7.1. Proceso

EST es una tecnología de hidro craqueo que utiliza un catalizador de suspensión muy activo y disperso, previniendo la formación de coque y promoviendo la eliminación de azufre, nitrógeno, metales y reducción de Residuos de Carbon Conradson (CCR). El núcleo de la tecnología está en el proceso de hidroconversión de la materia prima, que combina un catalizador especial a base de molibdeno y una corriente de hidrógeno puro, derivado del metano. Aquí es donde las largas cadenas de hidrocarburos se rompen en moléculas más cortas para hacer productos más livianos.

El reactor EST favorece el control óptimo de las reacciones exotérmicas de hidro craqueo, aumentando al mismo tiempo la eficiencia energética. Además, emplea una sección de fraccionamiento para la recuperación de los destilados ligeros, medios y pesados.

Figura 15. Esquema simplificado del proceso EST



Fuente: EST (2014). eni Slurry Technology.

7.2. Resultados

Durante el periodo de pruebas el proceso demostró ser extremadamente flexible en el tratamiento de diferentes tipos de dietas de crudo, la **Tabla 17** muestra los resultados del proceso EST para diferentes crudos.

Tabla 17. Rendimiento del proceso EST

Alimentación	Crudo de Zuata	Crudo Maya	Arenas de alquitrán de Athabasca
Temperatura de corte	530 °C+	500 °C+	300 °C+
Grados API	2.5	1.5	7.8
Azufre total, % en peso	4.2	5.2	4.6
CCR, % en peso	22.1	29.3	13.6
Níquel, ppm	154	132	70
Vanadio, ppm	697	866	186
Nitrógeno total, % en peso	0.97	0.81	0.48
C ₇ , % en peso	19.7	30.3	12.4

Tabla 17. Continuación

Rendimiento de los productos, % en peso			
C ₁ - C ₄	15.1	9.9	12.9
Nafta	14	3.9	4.1
Gasóleo atmosférico	39.1	26.9	39.1
Gasóleo de vacío	23.3	34.9	32.1

Fuente: Catalysis Today (2014). *Current situation of emerging technologies for upgrading of heavy oils.*

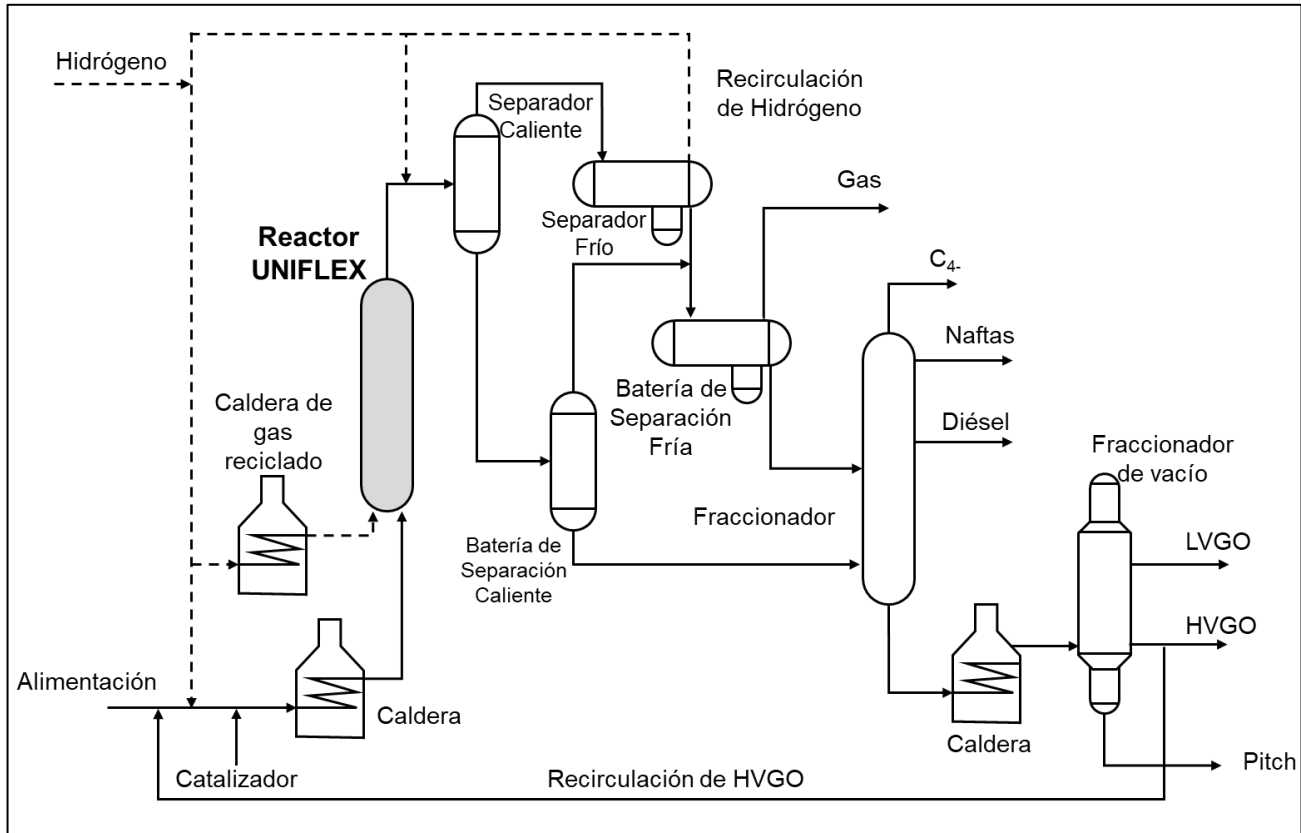
8. UOP Uniflex

La tecnología UOP Uniflex fue desarrollada por el Centro Canadiense de Minerales y Tecnología Energética (CANMET, por sus siglas en inglés); esta tecnología emplea craqueo térmico en presencia de hidrógeno y un catalizador de tamaño nanométrico para reducir el peso molecular de los residuos, estabilizar los productos obtenidos e inhibir la formación de precursores de coque.

8.1. Proceso

El proceso inicia con el precalentamiento de la corriente de alimentación y el gas reciclado en calderas, posteriormente las corrientes de salida son alimentadas al fondo del reactor Uniflex; la corriente de salida fluye hacia una serie de separadores, donde el gas obtenido es recirculado al reactor. Por último, los líquidos pasan a través de una sección de fraccionamiento, resultando en la recuperación de las fracciones ligeras (C₄-), nafta, diésel, gasóleo ligero de vacío, etc. El gasóleo pesado de vacío se recircula parcialmente al reactor para su posterior conversión.

Figura 16. Esquema de flujo del proceso UOP Uniflex



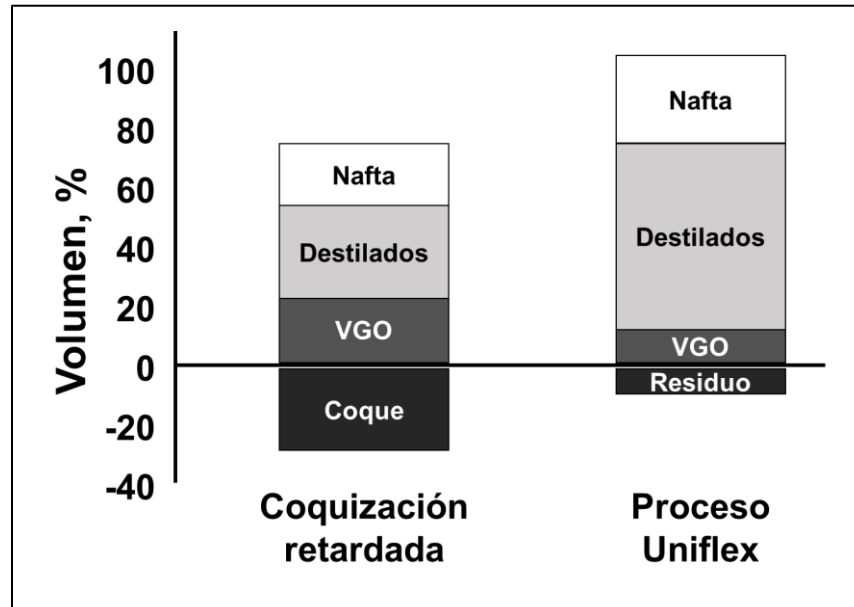
Fuente: Gillis Daniel et al. (2009). *Upgrading Residues to Maximize Distillate Yields with UOP UNIFLEX™ Process.*

8.2. Resultados

El proceso Uniflex utiliza un catalizador sólido de tamaño nanométrico que tiene una función dual, al mezclarse con la corriente de entrada busca maximizar la conversión de componentes pesados y, al mismo tiempo, inhibir la formación de coque.

En la **Figura 17** se observa la capacidad del proceso Uniflex para incrementar la conversión de residuos con relación a otras tecnologías convencionales, como el proceso de coquización retardada. El proceso Uniflex demuestra que tiene la capacidad de disminuir el rendimiento de residuos, aumentar más de 25% la conversión de toda la mezcla e incrementar en 50%, aproximadamente, el rendimiento de destilados de valor.

Figura 17. Rendimiento de los procesos de coquización retardada y UOP Uniflex



Fuente: Gillis Daniel et al. (2009). *Upgrading Residues to Maximize Distillate Yields with UOP UNIFLEX™ Process.*

9. EADIEMAC

Eadie Oil Inc., empresa privada de energía con sede en Alberta (Canadá), desarrolló la tecnología EADIEMAC que tiene como objetivo el mejoramiento parcial de petróleo pesado y arenas bituminosas en campo, tierra o alta mar. Esta tecnología está diseñada para cambiar térmicamente las propiedades del crudo a través del proceso de viscorreducción (visbreaking) para obtener un crudo con menor viscosidad y por lo tanto de mayor valor.

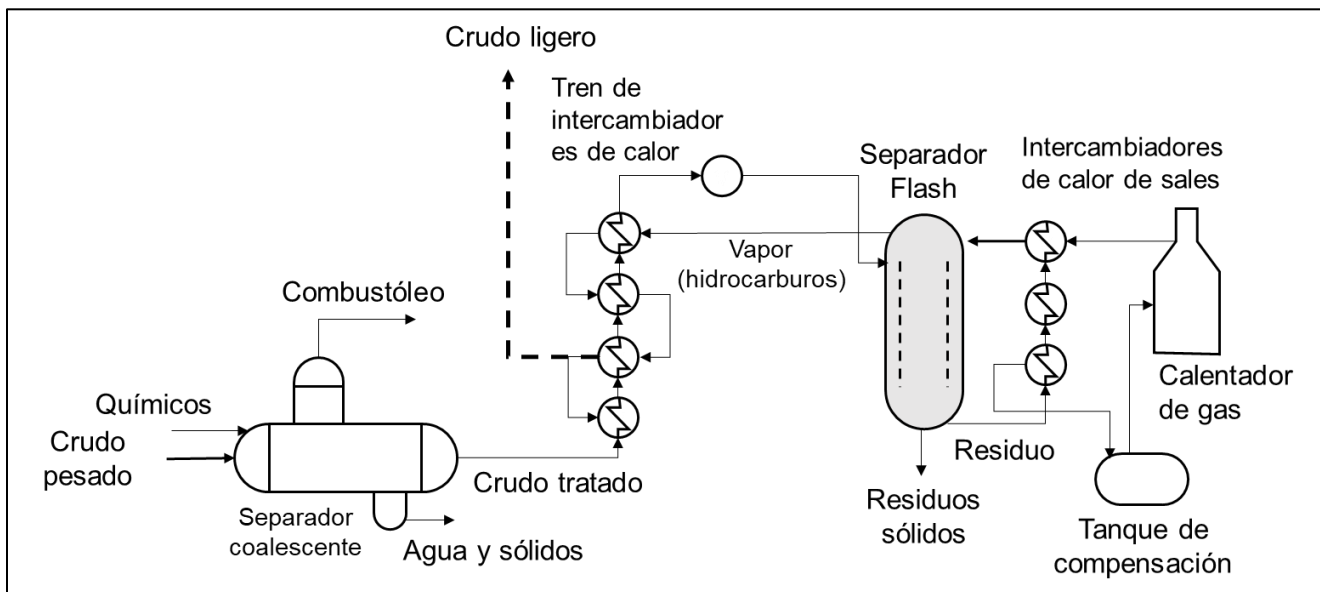
9.1. Proceso

El proceso empieza con la introducción del crudo pesado a un separador coalescente (separador de líquidos), donde se mezcla con otra corriente de hidrocarburos condensados, la cual funciona como diluyente para la separación de fases de los componentes del crudo. Después, la mezcla pasa a un tren de intercambiadores de calor, donde alcanza temperaturas de 315 °C.

Posteriormente, la corriente entra a la cámara anular del separador flash, mientras que otra corriente de residuos y crudo pesado (398 – 426 °C) se recircula al flash, donde se da una transferencia de calor.

Por último, la mezcla pasa por un tren de intercambiadoras de calor de sales, se calienta a 400 – 425 °C y se recircula a la cámara de reacción del separador flash, donde inicia el proceso de viscorreducción, disminuyendo la viscosidad para transformar los componentes pesados en compuestos más simples, resultando en un crudo sintético más ligero.

Figura 18. Diagrama simplificado del proceso EADIEMAC



Fuente: William A. MacWilliams; William Eadie. United States Patent (1988).
Process and apparatus for partial upgrading of heavy oil feedstock.

9.2. Resultados

El proceso EADIEMAC fue probado en una planta piloto, donde se empleó crudo “Fort Kent” como materia prima, los resultados obtenidos reportan un incremento en los grados API de 13.6 a 17.0 y una reducción de la viscosidad de 14,500 a 133 cps.

10. Chattanooga

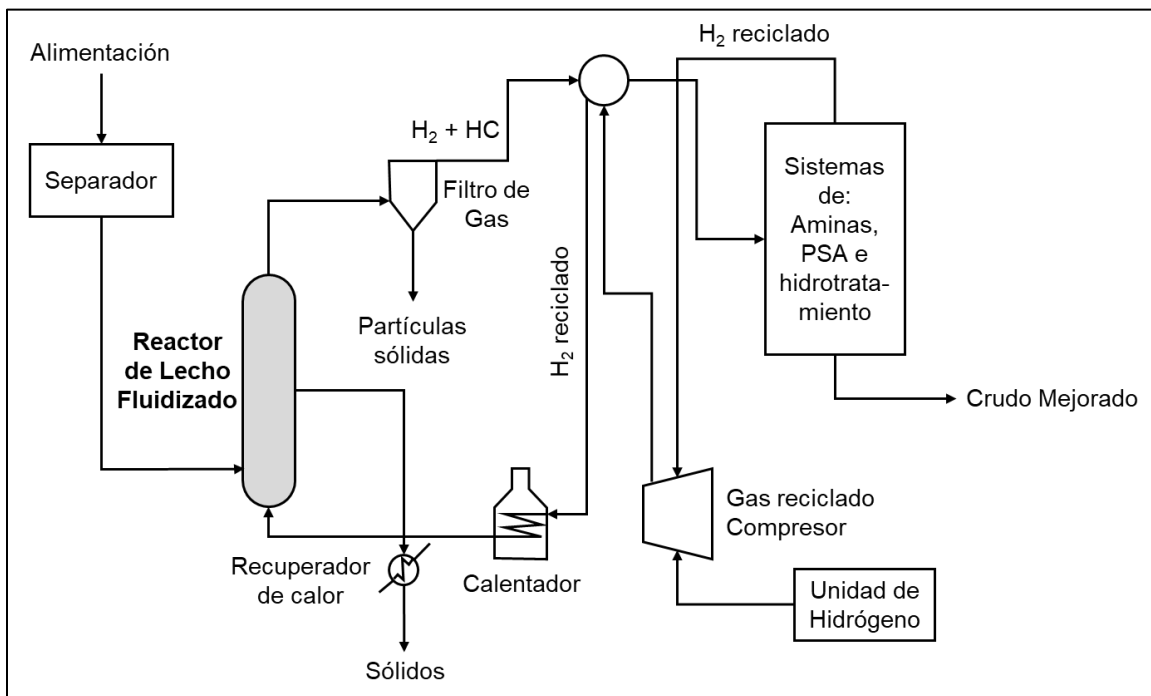
Chattanooga Corp. se dedica al desarrollo de tecnología enfocada a producir crudo sintético a partir de recursos no convencionales como arenas bituminosas, asfalto y crudo pesado. La empresa ha desarrollado, patentado y probado un nuevo proceso para convertir estos recursos no convencionales en crudo ligero de alta calidad.

10.1. Proceso

Los principales equipos del proceso Chattanooga son un reactor de lecho fluidizado y un calentador de hidrógeno. El reactor tiene la capacidad de convertir la corriente de alimentación (arena bituminosa, esquistos bituminosos y asfalto) en vapores de hidrocarburos a través de craqueo catalítico e hidrogenación.

Después, la corriente de salida del reactor pasa por un filtro de gas caliente donde se eliminan las partículas sólidas. Posteriormente, el hidrógeno presente en la corriente se separa y recircula de nuevo al reactor. Por último, el producto líquido es sometido a un proceso de hidrotratamiento ligero para obtener crudo sintético de alta calidad y bajo contenido de azufre.

Figura 19. Esquema del proceso Chattanooga



Fuente: INTEK, Inc. (2011). *Secure Fuels from Domestic Resources. Fifth Edition.*

10.2. Resultados

El proceso Chattanooga fue probado en una planta piloto en el Centro Nacional para la Mejora de la Tecnología (NCUT, por sus siglas en inglés) en Alberta, Canadá. Durante la prueba se utilizó esquisto bituminoso, los resultados demostraron rendimientos de 51 galones de crudo sintético por tonelada de esquisto bituminoso, el pronóstico esperado era un rendimiento de 28.4 gal/ton, los grados API del producto obtenido tuvieron valores entre 32 y 36.

6.4. Comparación de tecnologías

El aumento en el interés por el mejoramiento de crudos pesados se debe principalmente a la disminución de crudos ligeros en los países productores de petróleo, esta situación ha puesto en marcha a investigadores y empresas petroleras para desarrollar nuevas tecnologías que incrementen la conversión de crudos pesados en productos ligeros.

Actualmente, existen varias tecnologías en desarrollo, algunas pueden ser buenas para una determinada dieta de crudo, aunque no para otras, debido a las diferentes propiedades de los crudos que se producen alrededor del mundo. En este sentido, la selección exitosa de una tecnología debe considerar los siguientes elementos: nivel de desarrollo del proceso, tipo y propiedades del crudo a procesar, calidad del crudo mejorado, complejidad y flexibilidad del proceso, condiciones de operación del sistema de reacción, rendimiento de subproductos y rentabilidad.

Además, entran en juego otros factores, como los precios del petróleo y productos, las tendencias del mercado, las necesidades de la región, la configuración de la refinería, las propiedades físicas y químicas de los crudos pesados y los residuos disponibles, entre otros. Cada uno de estos factores debe de ser considerado al momento de definir un esquema mejoramiento específico.

Realizar una comparación cuantitativa es difícil porque los resultados de cada tecnología dependen del tipo de crudo y el nivel de prueba del proceso. Por ello se

toma como referencia la comparación elaborada por Luis C. Castañeda, et al. en el artículo *Current situation of emerging technologies for upgrading of heavy oils*, donde se propone una comparación cualitativa que incluye el nivel de prueba por tipo de proceso y las propiedades más importantes (nivel de desarrollo, complejidad de operación, calidad y rendimiento del crudo mejorado, entre otros) de cada tecnología.

Tabla 18. Nivel de prueba con base en el tipo de proceso de las tecnologías.

Tipo de proceso	Laboratorio	Planta piloto	Planta de demostración
Remoción de carbono	-	EADIEMAC	HTL Viscositor
Adición de hidrógeno	-	GenOil Chattanooga	HCAT HRH IMP ENI UOP Uniflex

Fuente: Elaboración propia con información de Catalysis Today (2014). *Current situation of emerging technologies for upgrading of heavy oils*.

En la **Tabla 18** se observa que las tecnologías han obtenido resultados experimentales exitosos a escala de planta piloto y que las tecnologías con procesos de adición de hidrógeno han realizado niveles de prueba más avanzados que los procesos de remoción de carbono.

Además del nivel de proceso, también es muy importante comparar algunas características relevantes entre el proceso de adición de hidrógeno y remoción de carbono, tales como: calidad y rendimiento del crudo mejorado, complejidad y flexibilidad del proceso, nivel de desarrollo de la tecnología, así como los costos de inversión y operación.

Tabla 19. Comparación de las características de las tecnologías para el mejoramiento de crudo

	Adición de Hidrógeno	Remoción de carbono
Calidad del crudo mejorado	Alto	Bajo
Rendimiento de crudo mejorado	Alto	Medio
Complejidad¹²	Alto	Medio
Flexibilidad	Alto	Medio
Nivel de desarrollo	Medio	Medio
Costo de inversión	Alto	Medio
Costo de operación	Alto	Bajo

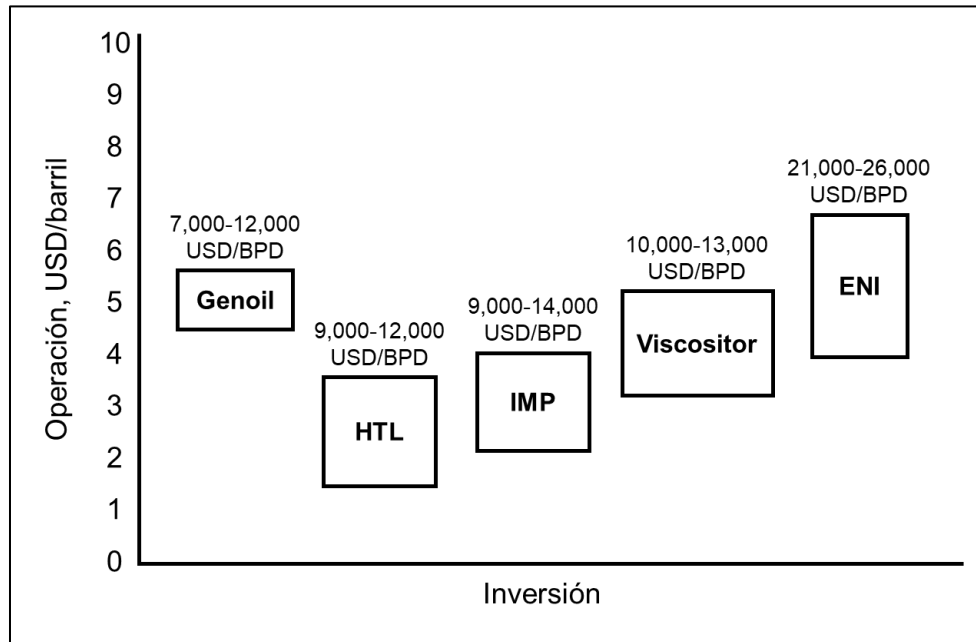
Fuente: Catalysis Today (2014). *Current situation of emerging technologies for upgrading of heavy oils.*

La **Tabla 19** muestra que los procesos de adición de hidrógeno generan un crudo mejorado o sintético de más calidad y mayor rendimiento, sin embargo, implica altos costos de inversión y operación; los procesos de remoción de carbón tienen costos de inversión y operación más atractivos, aunque menor calidad y rendimiento del crudo mejorado.

Por otro lado, el factor económico también es un elemento clave para elegir una tecnología en particular. La **Figura 20** muestra los costos de inversión y operación asociados a algunas tecnologías de mejoramiento de crudo expuestos en este trabajo.

¹² Depende de las condiciones de operación

Figura 20. Inversión y costos de operación de las tecnologías de mejoramiento de crudo



Fuente: Elaboración propia con información de Catalysis Today (2014).
Current situation of emerging technologies for upgrading of heavy oils.

Los procesos de remoción de carbono (Viscositor y HTL) presentan costos de inversión similares pero diferentes costos de operación, debido a las características de cada proceso. La tecnología de ENI, que se basa en la adición de hidrógeno exhibe mayores costos de inversión y operación. Sin embargo, la tecnología del IMP (adición de hidrógeno) ofrece costos de inversión y operación similares a los de la tecnología de remoción de carbono, debido a que opera a condiciones de reacción moderadas.

La información presentada en este capítulo demuestra que las tecnologías de adición de hidrógeno muestran un mayor desarrollo y potencial para su instalación en plantas industriales. Asimismo, sus costos de inversión y operación, en general, son más altos que los de remoción de carbono debido a la complejidad del proceso, ya que estos dependen del tipo de rector, flexibilidad y condiciones de operación (presión y temperatura).

Sin embargo, las tecnologías Genoil Hydroconversion Upgrader e HIDRO – IMP® tienen alta conversión de las fracciones pesadas de crudo en condiciones de operación moderadas, porcentajes altos de remoción de impurezas presentes en la carga (azufre, metales y asfaltenos), así como reducción de viscosidad, corrosividad y tendencia a la formación de coque, y costos operativos bajos con respecto a los procesos existentes de adición de hidrógeno.

Por otro lado, los procesos de remoción de carbono producen algunos subproductos no deseados como fracciones volátiles y coque de petróleo, esta situación hace que exista una necesidad de plantas y equipos adicionales para su manejo y disposición dentro de los centros de refinación. La tecnología HTL requiere de equipos de gran tamaño, tiene rendimiento bajo del crudo mejorado, baja reducción de azufre, alta formación de olefinas susceptibles a la polimerización y alta producción de arenas ricas en metales pesados.

El desarrollo de tecnologías de mejoramiento puede ser una alternativa de muchas refinerías para eficientar su operación, obtener productos de mayor valor e incrementar su rentabilidad. Las empresas que quieran implementar alguna de estas tecnologías deberán realizar análisis y estudios de factibilidad para tomar la mejor decisión sobre cuál escoger, ya que existen una gran variedad de tecnologías y crudos con propiedades diferentes, en este sentido, una tecnología puede ser buena para cierta materia prima, pero para otras no es la opción.

Desafortunadamente no existe una regla general que pueda dar solución a todas las refinerías. Será fundamental que las compañías evalúen de forma integral cada uno de los elementos mencionados en este capítulo con el objetivo de escoger la tecnología que mejor se adapte a sus condiciones de operación y a su entorno de mercado.

7. Conclusión

La información presentada en este trabajo busca describir de manera general la situación del sector energético en México, así como diez alternativas tecnológicas de mejoramiento de crudo con el objetivo de reducir la producción de combustóleo; igualmente, se señalan los efectos ambientales y económicos que implica la producción de este subproducto para México.

Hoy en día existen diversas tecnologías en el mercado, cada una de ellas presenta resultados distintos, ya que su eficiencia depende en gran medida de la mezcla de hidrocarburos y el nivel de prueba al que se han sometido. En este sentido, encontrar o desarrollar una tecnología funcional para disminuir la producción de combustóleo, representará un desafío importante, pero también una gran oportunidad para México. El Sistema Nacional de Refinación debe de adaptar sus procesos considerando que cada vez es menor la producción de crudo ligero y que la mayor parte del crudo que se produce es pesado.

Para lograr incrementar la producción de productos de valor, será fundamental promover la colaboración entre los actores críticos del sector a fin de realizar inversiones y proyectos, no solamente en tecnologías de mejoramiento de crudo, sino también en infraestructura, logística de transporte y distribución de petrolíferos, así como actualización y mantenimiento de los equipos de refinación.

Elaborar e implementar una estrategia integral ayudará a disminuir costos, habilitar eficiencias operativas, promover el desarrollo del sector, aumentar la competitividad del mercado y, por lo tanto, disminuir la producción de combustóleo. Es fundamental que el gobierno desarrolle alianzas con la iniciativa privada para compartir riesgo y aumentar la productividad del sector.

Sin embargo, las propuestas del gobierno para cambiar la legislación energética han generado un ambiente de incertidumbre para las empresas que buscaban invertir en el país. No se puede ignorar que somos la décimo quinta economía más grande del mundo (Fondo Monetario Internacional, 2022), también somos parte del

G20¹³ y tenemos un lugar en el Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas. Esto nos obliga a continuar privilegiando un ambiente de certidumbre para todos aquellos que quieran impulsar el desarrollo económico de México. (Hernández, 2021)

Encontrar oportunidades de desarrollo en el sector ayudará al crecimiento económico y social del país, esta industria cuenta con un gran potencial para ofrecer empleos, por lo que se vuelve crítico que México ofrezca las garantías necesarias a los inversionistas. En este sentido, analizar la posibilidad de invertir en tecnologías de mejoramiento de crudos pesados, puede ser el primer paso para llegar a la autosuficiencia energética que busca el gobierno y, por lo tanto, transformar el sector energético en una palanca económica de crecimiento.

Las tecnologías de mejoramiento presentadas en este trabajo demuestran un gran potencial de ser aplicadas de manera comercial, su aprovechamiento dependerá del apoyo que reciban por parte de las empresas petroleras y como se mencionó en el capítulo anterior, las tecnologías que presentan un mayor desarrollo y potencial son las de adición de hidrógeno: HCAT®, UOP Uniflex, HRH, IMP y ENI. Instalar una tecnología de este tipo en el Sistema Nacional de Refinación (SNR), ayudaría a disminuir la cantidad de combustóleo que se produce en México.

En conclusión, las tecnologías de mejoramiento de crudo y residuos que podría adecuarse de manera exitosa al SNR serían la Tecnología HCAT® y la HIDRO – IMP®, a continuación, se presenta las características y los beneficios que poseen estas tecnologías sobre las demás:

Tecnología HCAT® (Hydrocarbon Research Inc. (HTI), s.f.):

- Aumento de 10% en la conversión de residuos a destilados de mayor valor.
- El catalizador HCAT® convierte todo el volumen del reactor en un sistema de reacción más eficiente.
- Reducción y control de sedimentos y ensuciamiento del intercambiador de calor.

¹³ El Grupo de los Veinte es el principal foro de coordinación de políticas macroeconómicas entre las veinte economías más importantes del mundo.

- Aumento en la calidad del combustóleo y el rendimiento de los destilados obtenidos.
- La incorporación del catalizador HCAT no afecta la operación del reactor.

La tecnología HCAT® representa un gran avance en el mejoramiento de crudos pesados. Esta tecnología puede adaptarse a las operaciones de los equipos existentes en una refinería, ofreciendo las siguientes ventajas sobre las tecnologías de mejoramiento convencionales:

- Requiere una pequeña inversión de capital.
- Se puede optimizar el catalizador para procesos de mejoramiento como desulfuración y eliminación de metales.
- Capacidad para soportar diferentes materias primas, maximizando los rendimientos de crudo sintético, minimizando la producción de coque y formación de subproductos asfálticos.
- La tecnología HCAT® cuenta con el potencial de reducir costos de mantenimiento, gracias a sus condiciones de operación moderadas.

Tecnología HIDRO – IMP® (Ancheyta):

- Conversión alta de residuos a destilados e incremento del rendimiento de productos (104 a 105 % volumen).
- Remoción alta de impurezas presentes en el crudo (azufre, asfaltenos, nitrógeno, metales).
- Producción de crudo mejorado con baja acidez, corrosividad, viscosidad y tendencia a la formación de coque.
- Condiciones de operación moderadas, lo que disminuye significativamente los costos de inversión y operación en comparación con otras tecnologías de adición de hidrógeno.
- Formación mínima de sedimentos.

Esta tecnología puede ser aplicada en la etapa de *upstream*, para el transporte de crudo a través de tuberías; también puede aplicarse en la etapa de *downstream*, donde la tecnología es integrada a una refinería, combinándola con otros procesos

para la conversión total de crudos pesados o residuos en crudos mejorados con propiedades similares a los crudos ligeros.

Por estas razones, las tecnologías HCAT® y la HIDRO – IMP® representan una opción viable para su instalación y puesta en marcha en las refinerías nacionales. La implementación de estas tecnologías tiene el potencial de convertirse en un activo industrial importante para optimizar el procesamiento de crudo en la industria del petróleo. Resultando en los siguientes beneficios para la industria nacional e internacional: (Instituto Mexicano del Petróleo, 2022):

- Transporte de crudo desde los activos de producción a los centros de refinación.
- Reducción de azufre y otras impurezas en la producción de destilados.
- Producción de dietas de crudo más fáciles de convertir durante la etapa *downstream*.
- Incremento de la producción de destilados de valor como gasolinas y diésel.
- Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.
- Aumento de la vida útil de los catalizadores y reducción del consumo de servicios en los procesos de refinación, entre otros.

La disponibilidad de crudos ligeros cada vez es menor, tanto en México como a nivel mundial. La transformación de crudos pesados y residuos en productos de valor requerirán de tecnologías capaces de procesar estos tipos de materia prima. Por lo tanto, la integración de procesos de adición de hidrógeno deberá ser esencial en los centros de refinación existentes o en el diseño de nuevas refinerías con el objetivo disminuir la producción de combustóleo y aumentar los rendimientos de destilados ligeros.

8. Bibliografía

- A.T. Kearney. (2019). *The 2019 A.t. Kearney Foreign Direct Investment Confidence Index: Facing a Growing Paradox*. Obtenido de https://cn.ambafrance.org/IMG/pdf/facing_a_growing_paradox_-_survey_at_kearney.pdf
- Ancheyta, J. (s.f.). *Instituto Mexicano del Petróleo*. Obtenido de Tecnología de mejoramiento de crudos pesados y residuos HIDRO-IMP: <https://docplayer.es/64566049-Tecnologia-de-mejoramiento-de-crudos-pesados-y-residuos-hidro-imp-jorge-ancheyta-instituto-mexicano-del-petroleo.html>
- Barrero, A. (9 de Enero de 2020). *El combustible que emplean los barcos podrá contener 500 veces más azufre que el de los camiones*. Obtenido de Energías renovables, el periodismo de las energías limpias: [https://www.energias-renovables.com/movilidad/el-combustible-que-emplean-los-barcos-podra-20200109#:~:text=Los%20buques%20utilizan%20tradicionalmente%20fuel%C3%B3leos,\)%20pero%20tambi%C3%A9n%20gases%20contaminantes](https://www.energias-renovables.com/movilidad/el-combustible-que-emplean-los-barcos-podra-20200109#:~:text=Los%20buques%20utilizan%20tradicionalmente%20fuel%C3%B3leos,)%20pero%20tambi%C3%A9n%20gases%20contaminantes)
- Barrios, R. (2020). El uso del combustóleo en la generación eléctrica: una estrategia con grandes limitaciones. *Energía Hoy*.
- Beck, E. W.-H.-K. (25 de Junio de 2020). *El sector energético en México, una lucha entre el pasado y el futuro*. Obtenido de Diálogo Político: <https://dialogopolitico.org/actualidad/el-sector-energetico-en-mexico-una-lucha-entre-el-pasado-y-el-futuro/>
- Castañeda, J. A. (25 de Febrero de 2021). Es el combustóleo. *El Heraldó México*.
- Castañeda, L. C., Muñoz, J. A., & Ancheyta, J. (2013). Current situation of emerging technologies for upgrading of heavy oils. *Catalyst today*.
- Centro Nacional de Control de Gas Natural. (22 de noviembre de 2016). *CENAGAS y SISTRANGAS*. Obtenido de Preguntas frecuentes

relacionadas con el CENAGAS y el SISTRANGAS:

<https://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/cenagas-y-sistrangas-83500#:~:text=El%20SISTRANGAS%20se%20compone%20por,perif%C3%A9ricos%2C%20lo%20que%20otorga%20diversos>

Dammer, A. R., Killen, J. C., Biglarbigi, K., Crawford, P. M., & Johnson, H. (Junio de 2007). *J. Willard Marriott Digital Library*. Obtenido de Secure fuels from domestic resources: The continuing evolution of America's oil shale and tar sands industries: <https://collections.lib.utah.edu/details?id=212797>

E., M. R. (2000). *Petroleum Refinery Process Economics* (2da Edición ed.). Tulsa, Oklahoma, E.E.U.U.: PennWell Corporation.

Eadie, W. (. (2021). *Eadie Enineering Inc.* . Obtenido de Technology: Heavy Oil/Bitumen Partial Upgrading: <http://eadieoil.ca/>

Ellycrack AS. (Octubre de 2011). *On-Site Heavy Oil Upgrading Technology*. Obtenido de <https://www.yumpu.com/en/document/read/8115479/ellycrack-as>

eni. (23 de Mayo de 2014). *Eni: what is technology est eni slurry technology?* Obtenido de Sannazzaro Refinery - EST - eni Slurry Technology: <https://www.eni.com/en-IT/search.html?question=what+is+technology+est+eni+slurry+technology+&tab=Best-results>

Environment Agency. (1999). *A strategic Review of the Petroleum Refinery Industry Sector*.

FluidOil Limited. (Diciembre de 2018). *Heavy Oil Upgrading White Papaer*. Obtenido de VHTL: A new look at heavy oil: <https://fluidoilcorp.com/wp-content/uploads/2019/02/VHTL-White-Paper-2019.pdf>

Fondo Monetario Internacional. (2022). *World Economic Outlook (October 2022)*. Obtenido de GDP, current prices:

https://www.imf.org/external/datamapper/NGDPD@WEO/OEMDC/ADVEC/WEO_WORLD/CHN/MEX/USA

- García Rivera, E. A. (2015). La renovada regulación constitucional de los hidrocarburos nacionales. *Scielo*, 53-79.
- GenOil Inc. (2006). *GenOil: Products & Services*. Obtenido de The GenOil Hydroconversion and Upgradin System (GHU) for heavy and extra heavy crude: <https://genoil.ca/hydroconversion-and-ghu/>
- Gillis, D., VanWees, M., Zimmerman, P., & Houde, E. (2010). Upgrading Residues to Maximize Distillate Yields with UOP Uniflex Process. *Journal of the Japan Petroleum Institute*, 33-40.
- Gobierno de la República. (17 de junio de 2015). *Secretaría de Energía: Documentos*. Obtenido de Explicación ampliada de la Reforma Energética: <https://www.gob.mx/sener/documentos/explicacion-ampliada-de-la-reforma-energetica>
- Gobierno de México. (16 de Febrero de 2021). *Tipos de petróleo crudo en México*. Obtenido de <https://www.puertodosbocas.com.mx/ultimas-noticias/288-tipos-de-petroleo-crudo-en-mexico-2019#:~:text=El%20petr%C3%B3leo%20crudo%20se%20clasifica,son%20Olmeca%2C%20Istmo%20y%20Maya.>
- Headwaters Technology Innovation. (s.f.). *The world leader in unique catalysts and technologies that provide energy products from low-value feedstocks*. Obtenido de <https://pdf4pro.com/view/the-world-leader-in-unique-catalysts-and-technologies-that-56b036.html>
- Hernández, I. (2 de Marzo de 2021). *Portada: Red Forbes* . Obtenido de El sector energético: un panorama desafiante: <https://www.forbes.com.mx/red-forbes-el-sector-energetico-un-panorama-desafiante/#:~:text=M%C3%A9xico%20tiene%20un%20gran%20potencial,a%20los%20inversionistas%20ser%C3%A1%20clave.>

- Hydrocarbon Research Inc. (HTI). (s.f.). *HCAT*. Obtenido de What is HCAT Technology: <http://www.hti-hcat.com/hcat/what-is-hcat-technology/>
- Hydrocarbon Research Inc. (HTI). (s.f.). *The world leader in unique catalysts and technologies that provide energy products from low-value feedstocks*. Obtenido de <https://pdf4pro.com/view/the-world-leader-in-unique-catalysts-and-technologies-that-56b036.html>
- IMCO. (22 de Abril de 2016). *México ratifica el acuerdo de París sobre el cambio climático*. Obtenido de Inicio: Energía y Medio Ambiente: <https://imco.org.mx/mexico-ratifica-el-acuerdo-de-paris-sobre-el-cambio-climatico/>
- Instituto Mexicano del Petróleo. (07 de Septiembre de 2016). *Instituto Mexicano del Petróleo: Prensa*. Obtenido de *Aventaja tecnología del IMP a procesos convencionales para aligerar crudos*: <https://www.gob.mx/imp/prensa/aventaja-tecnologia-del-imp-a-procesos-convencionales-para-aligerar-crudos?idiom=es>
- Instituto Mexicano del Petróleo. (19 de Agosto de 2019). *Instituto Mexicano del Petróleo: Documentos*. Obtenido de *Gaceta IMP Edición 2018: Gaceta 223 ¿Para qué sirve una planta coquizadora?*: <https://www.gob.mx/imp/documentos/gaceta-imp-edicion-2018>
- Instituto Mexicano del Petróleo. (07 de Noviembre de 2022). *Instituto Mexicano del Petróleo: Documentos*. Obtenido de *Gaceta IMP Edición 2022: Gaceta 326*: <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/767171/Gaceta326.pdf>
- INTEK, Inc. (Septiembre de 2011). *Secure Fuels from Domestic*. Obtenido de *Profiles of Companies Engaged in Domestic Oil Shale and*: <https://www.energy.gov/ceser/articles/secure-fuels-domestic-resources-oil-shale-and-tar-sands>
- International Energy Agency. (Octubre de 2020). *World Energy Outlook 2020*. Obtenido de <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a72d8abf-de08-4385-8711-b8a062d6124a/WEO2020.pdf>

- International Energy Agency. (Abril de 2021). *Global Energy Review 2021*.
Obtenido de <https://iea.blob.core.windows.net/assets/d0031107-401d-4a2f-a48b-9eed19457335/GlobalEnergyReview2021.pdf>
- International Energy Agency. (2021). *Oil 2021: Analysis and forecast to 2026*.
Obtenido de https://iea.blob.core.windows.net/assets/1fa45234-bac5-4d89-a532-768960f99d07/Oil_2021-PDF.pdf
- Ivanhoe Energy Inc. (Septiembre de 2009). *5th NCUT Upgrading Refining Conference 2009*. Obtenido de Maximizing Heavy Oil Value While Minimizing Environmental Impact with HTL Upgrading of Heavy to Light Oil: https://geoscan.nrcan.gc.ca/text/geoscan/fulltext/NCUT2009_Paper04.pdf
- James H. Gary, G. E. (2007). Petroleum Refining. En G. E. James H. Gary, *Petroleum Refining* (pág. 465). Boca Raton, Florida: Taylor & Francis Group.
- Koshka, E. (1 de 1 de 2009). *GEOSCAN, the bibliographic database for scientific publications of Natural Resources Canada*. Obtenido de Maximizing heavy oil value while minimizing environmental impact with HTL upgrading of heavy to light oil:
https://geoscan.nrcan.gc.ca/text/geoscan/fulltext/NCUT2009_Paper04.pdf
- KPMG. (03 de septiembre de 2018). *Expectativas del sector energético mexicano en 2019*. Obtenido de <https://home.kpmg/mx/es/home/tendencias/2018/09/expectativas-del-sector-energetico-mexicano-en-2019.html>
- Mentado, P. (2019). IMP y GenOil unen capacidades para mejorar crudos pesados y extra pesados. *Energía Hoy*.
- Mohamed A. Fahim, T. A. (2010). *Fundamentals of Petroleum Refining*. Kidlington, Oxford, United Kingdom: Elsevier.
- Muciño, F. (11 de mayo de 2016). *Portada: Últimas Noticias*. Obtenido de CFE duplica uso de combustóleo para producir electricidad:

<https://www.forbes.com.mx/cfe-duplica-uso-combustoleo-producir-electricidad/>

Murrieta, C. R. (1 de Abril de 2021). *Combustóleo: un reto energético*. Nexos. Obtenido de Nexos: <https://impresanexos.com.mx/>

Organización Marítima Internacional. (Diciembre de 2020). *Sala de prensa: Punto de mira*. Obtenido de Azufre 2020: reduciendo las emisiones de óxidos de azufre: <https://www.imo.org/es/MediaCentre/HotTopics/Paginas/Sulphur-2020.aspx>

Petróleos Mexicanos. (23 de septiembre de 2013). *Necesarias inversiones por 60 mil millones de dólares en exploración y producción: Lozoya Austin*. Obtenido de https://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2013-091_nacional.aspx

Petróleos Mexicanos. (29 de Abril de 2020). *Combustóleo*. Obtenido de <https://www.pemex.com/comercializacion/productos/Paginas/refinados/com-bustoleo.aspx>

Petróleos Mexicanos. (31 de Diciembre de 2021). *Acerca de: Informes, publicaciones y estadísticas*. Obtenido de Anuario Estadístico 2021: <https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Anuario%20Estadistico%20Archivos/Anuario%20Estad%20C3%ADstico%202021.pdf>

Portal de internet del Gobierno de México. (06 de Julio de 2015). *Conoce sobre el proceso de Refinación del Petróleo*. Obtenido de Secretaría de Energía: <https://www.gob.mx/sener/documentos/conoce-sobre-el-proceso-de-refinacion-del-petroleo-19438>

Presidencia de la República. (1 de Septiembre de 2020). *Gobierno de México*. Obtenido de Segundo informe de gobierno 2019-2020: <https://www.gob.mx/segundoinforme>

- Ramirez-Corredores, M. M. (2017). *The Science and Technology of Unconventional Oils: Finding Refining Opportunities*. Academic Press.
- Ramos-Gutiérrez, L. d., & Montenegro-Fragoso, M. (2012). La Generación de Energía Eléctrica en México. *Tecnología y Ciencias del Agua*, vol. III, núm. 4, 197-211.
- Research Institute of Petroleum Industry (RIPI). (2011). *Heavy Refinery Schemes based on New Nano Catalytic HRH*. Obtenido de 2nd International Conference on Chemical Engineering and Applications.
- Romo, D. (2016). Refinación de petróleo en México y perspectiva de la Reforma Energética. *Problemas del Desarrollo*, 149, 151.
- Secretaría de Energía. (6 de Julio de 2015). *Conoce sobre el proceso de Refinación del Petróleo*. Obtenido de <https://www.gob.mx/sener/articulos/conoce-sobre-el-proceso-de-refinacion-del-petroleo>
- Secretaría de Energía. (17 de Junio de 2015). *Explicación ampliada de la Reforma Energética*. Obtenido de Gobierno de México: <https://www.gob.mx/sener/documentos/explicacion-ampliada-de-la-reforma-energetica>
- Secretaría de Energía. (2015). *Prospectivas del Sector Energético*. Obtenido de Documentos: Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2015 - 2019: <https://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivas-del-sector-energetico>
- Secretaría de Energía. (09 de Diciembre de 2018). *Gobierno de México*. Obtenido de El Gobierno de México anuncia el Plan Nacional de Refinación que asegurará el acceso a la energía y al desarrollo equilibrado: <https://www.gob.mx/sener/es/articulos/el-gobierno-de-mexico-anuncia-el-plan-de-produccion-de-combustibles-que-asegurara-el-acceso-a-la-energia-y-al-desarrollo-equilibrado?idiom=es>

Secretaría de Energía. (23 de Noviembre de 2018). *Prospectivas del Sector Energético*. Obtenido de Documentos: Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2018 - 2032:

<https://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivas-del-sector-energetico>

Secretaría de Energía. (14 de junio de 2019). *PRODESEN 2019-2033*. Obtenido de <https://www.gob.mx/sener/articulos/prodesen-2019-2033-221654>

Secretaría de Energía. (02 de marzo de 2020). *Necesidades tecnológicas del sector hidrocarburos*. Obtenido de

<https://www.gob.mx/sener/documentos/necesidades-tecnologicas-del-sector-hidrocarburos>

Secretaría de Energía. (01 de Septiembre de 2020). *Segundo Informe de Labores 2019-2020*. Obtenido de Proyecto de la nueva refinería de Dos Bocas.

Secretaría de Energía. (2022). *Sistema de Información Energética*. Obtenido de <http://sie.energia.gob.mx/>

Secretaría de Energía. (19 de Julio de 2023). *Artículos: Balance Nacional de Energía*. Obtenido de Balance Nacional de Energía Preliminar 2022:

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/841526/BNE_2022.pdf

Secretaría de Gobernación. (19 de Mayo de 2021). *Diario Oficial de la Federación*. Obtenido de DECRETO por el que se reforma el Artículo Décimo Tercero Transitorio de la Ley de Hidrocarburos, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014.:

https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5618799&fecha=19/05/2021#gsc.tab=0

Secretaría de Gobernación. (9 de Marzo de 2021). *Diario Oficial de la Federación*. Obtenido de DECRETO por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley de la Industria Eléctrica.:

https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5613245&fecha=09/03/2021#gsc.tab=0

SEMARNAT. (17 de 11 de 2022). *United Nations Climate Change*. Obtenido de Nationally Determined Contribution Registry:
https://unfccc.int/NDCREG?gclid=CjwKCAiAyfybBhBKEiwAgtB7fpbSh_jZUtBUPA36szXYIR7amfQTohDeMo7W-Kvpyz4X2aAcZ-W_nBoC-RMQAvD_BwE

SEMARNAT. (17 de Noviembre de 2022). *United Nations Climate Change: Documents* . Obtenido de Mexico: Updated NDC 2022:
<https://unfccc.int/documents/624282>

SEMARNAT, INECC. (2018). *Inicio: Cambio Climático*. Obtenido de Mitigación: Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 1990-2015 INEGYCEI:
<http://189.240.101.244:8080/xmlui/handle/publicaciones/226>

Sigler, É. (28 de Abril de 2020). *El combustóleo, el otro virus que amenaza el plan de Pemex*. Obtenido de Expansión:
<https://expansion.mx/empresas/2020/04/28/el-combustoleo-el-otro-virus-que-amenaza-el-plan-de-pemex>

Solís, A. (16 de Agosto de 2018). *Portada: Economía y Finanzas*. Obtenido de ABC para entender los cambios en las refinerías de Pemex:
<https://www.forbes.com.mx/abc-para-entender-los-cambios-en-las-refinerias-de-pemex/>

Solís, A. (8 de Julio de 2020). *Portada: Negocios*. Obtenido de Ventas de Pemex se hunden 61% por crisis de coronavirus:
<https://www.forbes.com.mx/negocios-ventas-pemex-tesis-coronavirus-trimestre/>

Soto, J. (30 de junio de 2020). *4 cosas que no sabías sobre el combustóleo*. Obtenido de Green Peace México :
<https://www.greenpeace.org/mexico/blog/8641/4-cosas-que-no-sabias-sobre-el-combustoleo/>

- Speight, J. G. (2014). *The Chemistry and Technology of Petroleum*. Boca Ratón, Florida, E.E.U.U.: CRC Press, Taylor & Francis Group.
- Surinder, P. (2003). *Refining Processes Handbook*. Burlington, Massachusetts, E.E.U.U.: Elsevier.
- U.S. Energy Information Administration. (2021). *Data: Petroleum and other liquids*. Obtenido de Annual petroleum and other liquids production: <https://www.eia.gov/international/data/world/petroleum-and-other-liquids/annual-petroleum-and-other-liquids-production>
- U.S. Energy Information Administration. (s.f.). *International*. Obtenido de Petroleum and other liquids: <https://www.eia.gov/international/data/world>
- U.S. Energy Information Administrator. (30 de Noviembre de 2020). *Country Analysis Executive Summary: Mexico*. Obtenido de https://www.eia.gov/international/content/analysis/countries_long/Mexico/mexico.pdf
- U.S. Energy Information Administrator. (14 de Octubre de 2020). *International Energy Outlook 2020 (IEO2020)*. Obtenido de <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/ieo2020.pdf>
- Unidad General de Asuntos Jurídicos. (s.f.). *Constitución Artículo 27 y Artículo 28*.
- United Nations Climate Change. (2018 de octubre de 2018). *¿Qué es el Acuerdo de París?* Obtenido de The Paris Agreement: <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/que-es-el-acuerdo-de-paris>
- United States Department of Labor. (s.f.). *Occupational Safety and Health Administration*. Obtenido de OSHA Technical Manual (OTM) Section IV: Chapter 2: <https://www.osha.gov/otm/section-4-safety-hazards/chapter-2#dprhsc>
- Well Resources Inc. (s.f.). *Well Resources: Technology*. Obtenido de About SELEX-Asp: <https://www.wellresources.ca/selex-asp>

William A. MacWilliams, W. E. (12 de Septiembre de 1992). *Canadá Patente n° 5.110.447*. Obtenido de Process and apparatus for partial upgrading of a heavy oil feedstock: <https://patents.google.com/patent/US5110447>

Zarkesh, J., Ghaedian, M., Hashemi, R., Khademsamimi, A., & S., a. K. (2011). *International Proceedings of Chemical, Biological and Environmental Engineering: Volume 23*. Obtenido de Heavy Refinery Schemes based on New Nano Catalytic HRH Technology: <http://www.ipcbee.com/list-47-1.html>