



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Metodología para la
construcción de escenarios
de exportación de crudo:
Caso México**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A N

Sebastián Arceo Castillo
Emmanuel Hernández Acosta

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Emilio Sampayo Trujillo



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2024

Tabla de contenido

AGRADECIMIENTOS	1
ARCEO CASTILLO, SEBASTIÁN	1
HERNÁNDEZ ACOSTA, EMMANUEL	3
RESUMEN	5
ABSTRACT	7
CAPÍTULO 1.....	9
1 INTRODUCCIÓN	9
1.1 OBJETIVO.....	9
1.2 ¿POR QUÉ MÉXICO ES UN PAÍS EXPORTADOR?.....	9
1.3 MERCADO NACIONAL.....	13
1.4 CLASIFICACIÓN DE CRUDOS EN MÉXICO	14
1.5 ¿REFINAR O EXPORTAR EN MÉXICO?	15
1.6 TIPOS DE PLANTAS REFINADORAS.....	15
1.7 PUERTOS DE CARGA PARA EXPORTACIÓN DE CRUDO Y OTROS PRODUCTOS	16
1.8 CADENA DE VALOR DE LA INDUSTRIA PETROLERA	17
CAPÍTULO 2.....	21
2 ESTADO DEL ARTE.....	21
2.1 CRUDOS EN EL MUNDO.....	22
2.2 PROCESO DE MANEJO DE PORTAFOLIOS DE CLIENTES.....	23
2.2.1 Disponibilidad por tipo de crudo y ubicación.....	24
2.2.2 Revisión de condiciones operativas	24
2.2.3 Valorización de crudos y condiciones de mercado	25
2.2.4 Diseño de mecanismos de precios	25
2.2.5 Elaboración de contrato, términos y condiciones.....	25
2.2.6 Mecanismo de venta	25
2.2.7 Publicación e invitación a clientes.....	26
2.2.8 Evaluación de propuestas	27
2.2.9 Selección del ganador	27
2.2.10 Metodologías en operaciones comerciales de crudo	27
2.3 RENDIMIENTOS DE CRUDOS EN CONFIGURACIONES DE REFINERÍAS	27
CAPÍTULO 3.....	31
3 MERCADO PETROLERO	31
3.1 MERCADO.....	31
3.2 MERCADO INTERNACIONAL DEL PETRÓLEO	31
3.2.1 Reservas mundiales.....	31
3.2.2 Producción mundial de petróleo.....	35
3.2.3 Consumo mundial de petróleo.....	39
3.3 MERCADOS RELEVANTES PARA MÉXICO	41
3.3.1 Precio del petróleo	41
3.3.2 Comercio internacional de petróleo	41
3.4 TENDENCIAS MUNDIALES DE LOS MERCADOS	44

3.4.1	Petróleo.....	44
3.4.2	Oferta de petróleo	45
3.5	DEMANDA DE PETRÓLEO.....	45
3.5.1	México y su participación en el mercado petrolero.....	45
3.6	PRODUCCIÓN MUNDIAL DE ENERGÍA PRIMARIA (2010-2021).....	49
3.6.1	Participación de los hidrocarburos en la producción de energía primaria	52
3.7	¿INDEPENDENCIA ENERGÉTICA? PRODUCCIÓN Y CONSUMO NACIONAL DE ENERGÍA	53
3.8	COMERCIO DE PETRÓLEO: RETOS Y OPORTUNIDADES.....	54
CAPÍTULO 4.....		58
4	METODOLOGÍA PARA LA RESOLUCIÓN DEL PROBLEMA.	58
4.1	MÉTODO SIMPLEX.....	58
4.2	TEORÍA DEL MÉTODO SIMPLEX	59
4.3	COMPONENTES DEL MODELO	59
4.3.1	Función objetivo.....	59
4.3.2	Restricciones	59
4.3.3	Variables.....	60
4.3.4	Soluciones de modelos lineales	60
4.3.5	Definiciones y notación	62
4.3.6	Solución factible básica	63
4.3.7	Fórmulas para el cálculo de x_B y z	67
4.3.8	Solución óptima no acotada.....	67
4.3.9	Soluciones óptimas múltiples.....	69
4.3.10	Solución factible básica inicial	72
4.4	TABLA MÉTODO SIMPLEX.....	73
4.5	ALGORITMO SIMPLEX.....	73
4.6	TECNOLOGÍAS DE SOLUCIÓN.	75
CAPÍTULO 5.....		77
5	INTRODUCCIÓN AL MODELO	77
5.1	PORTAFOLIO DE CLIENTES.....	77
5.2	PROBLEMA PLANTEADO.....	77
5.2.1	Modelo matemático.....	77
5.2.2	Definiciones de variables	78
5.2.3	Restricciones	80
5.2.4	Función objetivo.....	82
CAPÍTULO 6.....		83
6	CONSTRUCCIÓN DE ESCENARIOS.....	83
6.1	ESCENARIO BASE.....	83
6.1.1	Restricciones	83
6.2	ESCENARIO 1	85
6.2.1	Restricciones	86
6.3	ESCENARIO 2	88
6.3.1	Restricciones	89
6.4	ESCENARIO 3	91
6.4.1	Restricciones	92

CAPÍTULO 7	95
7 SOLUCIÓN	95
7.1 ESCENARIO BASE	95
7.2 ESCENARIOS 1	96
7.3 ESCENARIOS 2	97
7.4 ESCENARIO 3	99
7.5 DISCUSIÓN DE RESULTADOS	101
CAPÍTULO 8	103
8 CONCLUSIONES	103
RECOMENDACIONES	104
BIBLIOGRAFÍA	106

Índice de figuras

Figura 1. Balanza nacional. FUENTE: Elaboración propia con información de Petróleos Mexicanos, PEMEX, México: Balanza Comercial.	15
Figura 2. Puntos de exportación y refinerías en México.	19
Figura 3. Cadena de valor de la industria petrolera.	20
Figura 4. Comparación de crudos por °API y % de azufre.	23
Figura 5. Proceso de manejo de portafolio de clientes.	23
Figura 6. Proceso del producto comercial.	24
Figura 7. Tipos de contrato.	26
Figura 8. Valor de crudo por rendimientos.	28
Figura 9. Igualación de márgenes de refinación entre diferentes crudos.	30
Figura 10. Reservas probadas año 2020.	34
Figura 11. Panorama general de reservas probadas en el mundo (MMMb).	35
Figura 12. Producción mundial de petróleo (2010-2021) [Mbd].	36
Figura 13. Producción OPEP vs No OPEP.	37
Figura 14. Producción de petróleo en países de la OPEP vs No OPEP.	38
Figura 15. Demanda de petróleo por región [MMBd].	40
Figura 16. Precios spot de los crudos WTI, Brent y Mezcla mexicana de exportación, 2011-2021 (US\$/b).	41
Figura 17. Exportación de petróleo a nivel mundial, 2021.	42
Figura 18. Importación de petróleo a nivel mundial, 2021.	43
Figura 19. Consumo de energía mundial, 2010-2020.	46
Figura 20. Porcentaje de participación de tipos de energía, 2010-2021.	47
Figura 21. Porcentaje de consumo de energía por región, 2021.	48
Figura 22. Estructura del consumo total de energía nacional, 2021.	48
Figura 23. Porcentaje de participación de hidrocarburos.	49
Figura 24. Producción mundial de energía primaria 2010-2020.	50
Figura 25. Producción mundial de energía primaria 2020. Fuente: Elaboración propia con información de World Energy Balances, AIE, edición 2022.	51
Figura 26. Estructura de la producción de energía primaria 2020. Fuente: Elaboración propia con información de World Energy Balances, AIE, edición 2022.	51
Figura 27. Porcentaje de participación de los hidrocarburos en la matriz de producción de energía primaria. Fuente: Elaboración propia con información de World Energy Balances, AIE, edición 2022.	52
Figura 28. Evolución de la producción y el consumo nacional de energía. Fuente: Tomado de Balance Nacional de Energía 2022, Secretaría de Energía (SENER)	53
Figura 29. Oferta interna bruta de energía por tipo de energéticos (Petajoules). Fuente: Elaboración propia con información de World Energy Balances, AIE, edición 2022.	54
Figura 30. Precio medio ponderado del petróleo de exportación por clasificación. Fuente: Elaboración propia con información de World Energy Balances, AIE, edición 2022.	55
Figura 31. Balance de hidrocarburos 2020. Fuente: Tomado de Balance Nacional de Energía 2022, Secretaría de Energía (SENER).	56
Figura 32. Construcción de algoritmo Simplex.	74
Figura 33. Principales 10 empresas compradoras de volumen de crudo.	77
Figura 34. Exportaciones totales del 2021 (Escenario base).	95
Figura 35. Ingresos por exportaciones, totales 2021 (Escenario base).	96
Figura 36. Exportaciones totales del 2021 (Escenario 1).	97
Figura 37. Ingresos por exportaciones, totales 2021 (Escenario 1).	97
Figura 38. Exportaciones totales del 2021 (Escenario 2).	98
Figura 39. Ingresos por exportaciones, totales 2021 (Escenario 2).	99

<i>Figura 40. Exportaciones totales del 2021 (Escenario 3)</i>	100
<i>Figura 41. Ingresos por exportaciones, totales 2021 (Escenario 3)</i>	100
<i>Figura 42. Comparación de escenarios [MMUS\$]</i>	101

Índice de tablas

<i>Tabla 1. Crudos de referencia. FUENTE: Elaboración propia con información de Argus methodology and references listing, Argus crude.</i>	22
<i>Tabla 2. Reservas probadas al cierre de 2020; principales países.</i>	33
<i>Tabla 3. Ranking de principales productores de petróleo a nivel mundial (2020-2021)[Mbd]].</i>	38
<i>Tabla 4. Principales consumidores de petróleo a nivel mundial (2020-2021).</i>	40
<i>Tabla 5. Principales países exportadores e importadores de petróleo, 2020-2021. (Mbd).</i>	44
<i>Tabla 6. Producción de energía Mundial y Nacional.</i>	52
<i>Tabla 7. Entradas y salidas para cada tipo de hidrocarburo.</i>	56
<i>Tabla 8. Retos y oportunidades actuales en la industria petrolera.</i>	57
<i>Tabla 9. Aceite Altamira, Mercado, País, Compañía y Variable designada</i>	78
<i>Tabla 10. Aceite Istmo, Mercado, País, Compañía y Variable designada</i>	78
<i>Tabla 11. Aceite Maya, Mercado, País, Compañía y Variable designada</i>	79
<i>Tabla 12. Aceite Talam, Mercado, País, Compañía y Variable designada</i>	79
<i>Tabla 13. Total, de variables</i>	80
<i>Tabla 14. Variables afectadas por contratos.</i>	85
<i>Tabla 15. Volumen original más porcentaje adicional (Escenario 1).</i>	87
<i>Tabla 16. Variables afectadas por contratos.</i>	89
<i>Tabla 17. Volumen original más porcentaje adicional (Escenario 2).</i>	90
<i>Tabla 18. Variables afectadas por contratos.</i>	92
<i>Tabla 19. Volumen original más porcentaje adicional (Escenario 3).</i>	93
<i>Tabla 20. Volumen exportado e ingresos generados por tipo de crudo en México (Escenario base).</i>	95
<i>Tabla 21. Volumen exportado e ingresos generados por tipo de crudo en México (Escenario 1)</i>	96
<i>Tabla 22. Volumen exportado e ingresos generados por tipo de crudo en México (Escenario 2).</i>	98
<i>Tabla 23. Volumen exportado e ingresos generados por tipo de crudo en México (Escenario 3).</i>	99
<i>Tabla 24. Comparación de resultados.</i>	102

Índice de ecuaciones

<i>Ecuación 1. Margen de refinación</i>	28
<i>Ecuación 2. Igualación entre márgenes de refinación</i>	30
<i>Ecuación 3. Desglosé de igualación de márgenes de refinación</i>	30
<i>Ecuación 4. Modelo lineal estándar.</i>	59
<i>Ecuación 5. Función objetivo.</i>	59
<i>Ecuación 6. Restricciones del modelo lineal.</i>	59
<i>Ecuación 7. Variable de holgura</i>	60
<i>Ecuación 8. Restricción con igualdad.</i>	60
<i>Ecuación 9. Valor de la función objetivo.</i>	63
<i>Ecuación 10. Valor del indicador.</i>	63
<i>Ecuación 11. Teorema 1.1</i>	63
<i>Ecuación 12. Teorema 1.2</i>	67
<i>Ecuación 13. Teorema 1.3</i>	70
<i>Ecuación 14. Teorema 1.4</i>	70
<i>Ecuación 15. Teorema 1.5</i>	71
<i>Ecuación 16. Restricciones contractuales para Altamira</i>	80
<i>Ecuación 17. Restricciones contractuales para Istmo.</i>	81
<i>Ecuación 18. Restricciones contractuales para Maya.</i>	81
<i>Ecuación 19. Restricciones contractuales para Talam.</i>	81
<i>Ecuación 20. Función objetivo.</i>	82
<i>Ecuación 21. Función objetivo del Escenario base.</i>	83
<i>Ecuación 22. Función objetivo Escenario 1</i>	86
<i>Ecuación 23. Restricciones para volumen total de Altamira.</i>	86
<i>Ecuación 24. Restricciones para volumen total de Istmo.</i>	86
<i>Ecuación 25. Restricciones para volumen total de Maya.</i>	87
<i>Ecuación 26. Restricciones para volumen total de Talam.</i>	87
<i>Ecuación 27. Función objetivo Escenario 2</i>	89
<i>Ecuación 28. Función objetivo Escenario 3</i>	92

Agradecimientos

Arceo Castillo, Sebastián

“El pensamiento positivo puede lograr lo imposible”

-Coone

A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO.

Por formarme como una persona con valores, integridad y sobre por todo abrirme las puertas al conocimiento adquirido en mi etapa universitaria.

A LA FACULTAD DE INGENIERÍA

Por otorgarme los conocimientos que me han permitido llegar a ser Ingeniero.

AL DR. EMILIO SAMPAYO TRUJILLO

Por proveernos de los conocimientos necesarios y el tiempo brindado para el desarrollo y dirección de esta tesis.

A LA DRA. IRMA GLINZ FERREZ

Por brindarnos la oportunidad, confianza y tiempo para encaminarnos en el desarrollo de este trabajo.

A LA MAESTRA MARIA ELENA CUAUTLI HERNÁNDEZ

Por brindarme las herramientas, instruyéndome para el ámbito laboral.

A EMMANUEL HERNANDEZ

A mi amigo, cuya presencia ha sido una constante fuente de inspiración, motivación y por tener la perseverancia de concluir este trabajo.

A MI MADRE

Por siempre haber estado presente en cada etapa de mi formación académica y que, sin importar los contratiempos, siempre enfrentarlos junto a mí, te amo.

A MI PADRE

Cuyo sacrificio han sido la base sobre la cual he construido mi educación y mi vida.

A MI HERMANO

Por ser ese ejemplo y apoyo incondicional en mi vida.

A MIS ABUELOS

Por brindarme todo el cariño del mundo y creer siempre en mí.

A MIS AMIGOS

Cuya complicidad, apoyo y aliento, han impulsado este largo trayecto académico, con consejos, momentos inolvidables, pero, sobre todo, por incentivar me a concluir este objetivo personal, sin ustedes esto no se habría logrado.

A MIS PROFESORES

Por transmitirme el conocimiento teórico, práctico y para afrontar los problemas que acontecen en el país en materia energética.

Hernández Acosta, Emmanuel

⁵⁸ “por lo tanto, mis queridos hermanos, manténganse firmes e incommovibles, progresando siempre en la obra del Señor, conscientes de que su trabajo en el Señor no es en vano.”

-1 CORINTIOS 15:58

A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO.

Por brindarme una educación excepcional y por todas las oportunidades que me ha proporcionado.

A LA FACULTAD DE INGENIERÍA

Por formarme como ingeniero y así enfrentar el mundo profesional con confianza y determinación.

AL DR. EMILIO SAMPAYO TRUJILLO

Por sus consejos y apoyo incondicional para la dirección de esta tesis.

A LA DRA. IRMA GLINZ FERREZ

Por creer en nosotros y acompañarnos en este gran proyecto.

A SEBASTIAN ARCEO

Mi amigo y compañero, gracias por creer en este proyecto, este es el fruto de todo lo que hicimos.

A MI MADRE

Por su amor infinito, por creer en mí y por siempre estar ahí, te amo.

A MI PADRE

Por ser esa figura paterna y su apoyo excepcional.

A MIS HERMANAS

Por ser parte de mí, por sus enseñanzas y todos los momentos vividos.

A MIS ABUELOS

Por ser mis segundos padres, por educarme y amarme sin excepción.

A MARIANA MURILLO

Por acompañarme durante todo este tiempo, por todo el amor y paciencia brindado, te amo.

A MIS AMIGOS

Por todas esas anécdotas por contar, por las risas, por los buenos momentos, que nunca me falten.

Resumen

En el mercado petrolero existe una gran oferta y demanda de volumen de hidrocarburo, tomando en cuenta la participación de diversos colaboradores, los cuales se dividen en compradores, vendedores, o la mezcla de ambos, entre compradores (países consumidores) y vendedores (países productores). En el caso de México, quien se encuentra dentro de los 15 países de mayor exportación de crudo, es necesario desarrollar una estrategia comercial para la colocación de los hidrocarburos nacionales.

Tanto las operaciones comerciales, como su administración, tienen un grado de complejidad alto, y como consecuencia, la toma de decisiones, requiere del entendimiento de procesos que involucra el manejo de un gran número de variables.

La gestión comercial de las exportaciones de crudo implica un conocimiento profundo del mercado, de la calidad de los productos y del valor que genera el crudo en los procesos de refinación. Esta tesis presentará una propuesta metodológica, para su aplicación a una cartera de clientes actuales y potenciales, basada en la aplicación de técnicas de programación matemática.

El desarrollo de este trabajo incluirá:

- a) Un proceso de minería de datos para integrar la información que será utilizada, en nuestro caso será la administración de un portafolio de clientes de PEMEX.
- b) Un proceso de diseño matemático para obtener el modelo base, empleando el modelo de soluciones de ecuaciones lineales, método SIMPLEX.
- c) Un proceso de elección tecnológica para seleccionar el algoritmo de solución, el cual con la ayuda de Microsoft Excel y su complemento de herramienta para maximizar o minimizar un sistema de ecuaciones lineales: SOLVER.
- d) Un proceso de construcción de escenarios para validar los procesos anteriores y su efectividad para hacer uso de la maximización.
- e) Un proceso de análisis de resultados, en el cual se comprueba que el uso del modelo funciona, siempre y cuando se contemple las restricciones y la sensibilidad que estas tienen en el mercado petrolero.

Esta metodología, a través del análisis de escenarios, permitirá seleccionar de manera óptima la cartera de clientes y los volúmenes de crudo que aseguran maximizar el beneficio económico de las exportaciones.

En el análisis de resultados, se resuelve la función objetivo de cada escenario, maximizando su ganancia. Luego, se comparan estos escenarios para garantizar la efectividad del modelo, respetando las restricciones contractuales que cada uno enuncia.

Las conclusiones destacan que el uso de este modelo matemático, junto con Solver, contribuye a la optimización de ganancias. Sin embargo, se enfatiza la necesidad de considerar el mayor número posible de variables que puedan influir en la venta de hidrocarburos para garantizar un análisis riguroso y certero en cada escenario.

Abstract

In the oil market, there is a significant supply and demand for hydrocarbon volume, considering the involvement of various stakeholders, which are divided into buyers, sellers, or a combination of both, among buyers (consumer countries) and sellers (producer countries). In the case of Mexico, which ranks among the top 15 crude oil exporters, it is necessary to develop a commercial strategy for the placement of national hydrocarbons.

Both commercial operations and their management entail an elevated level of complexity. Consequently, decision-making requires an understanding of processes involving the handling of many variables.

Commercial management of crude oil exports involves a deep understanding of the market, product quality, and the value that crude oil generates in refining processes. This thesis will present a methodological proposal for its application to a portfolio of current and potential clients, based on the application of mathematical programming techniques.

The development of this work will include:

- a) Data mining process to integrate the information that will be used, in our case, managing a portfolio of PEMEX clients.
- b) Mathematical design process to obtain the base model, employing the linear equations solutions model, SIMPLEX method.
- c) Technological selection process to choose the solution algorithm, which with the assistance of Microsoft Excel and its add-on tool to maximize or minimize a system of linear equations: SOLVER.
- d) Scenario construction process to validate the previous processes and their effectiveness in maximizing.
- e) Results analysis process, which verifies that the model works if it considers the constraints and their sensitivity in the oil market.

This methodology, through scenario analysis, will allow for the optimal selection of client portfolios and crude oil volumes that ensure maximizing the economic benefit of exports.

In the results analysis, the objective function of each scenario is resolved, maximizing its profit. Then, these scenarios are compared to ensure the model's effectiveness, respecting the contractual constraints that each one specifies.

The conclusions emphasize that the use of this mathematical model, along with Solver, contributes to profit optimization. However, it emphasizes the need to consider as many variables as possible that may influence the sale of hydrocarbons to ensure a rigorous and accurate analysis in each scenario.

Capítulo 1

1 Introducción

1.1 Objetivo

Desarrollar una herramienta para construir escenarios de exportación de crudo que ayude a maximizar la ganancia, mediante el uso de Excel.

La gestión de proyectos implica una optimización en el proceso de admisión para así identificar proyectos potenciales, autorizarlos e incorporarlos a la cartera general.

1.2 ¿Por qué México es un país exportador?

Para plantearnos la respuesta a esta cuestión hay que partir desde el surgimiento de Petróleos Mexicanos (PEMEX) el 18 de Marzo de 1938, con la expropiación petrolera, el expresidente Lázaro Cárdenas del Río, en dicho año le confirió varias responsabilidades a Petróleos Mexicanos, más aún se figuró como la esperanza nacional, aunado a la serie de eventos políticos memorables que llevaron a la creación de PEMEX, en sus inicios obtenía sus recursos de ventas internas y no dependía del mercado de exportaciones, para ese entonces ya no habría intervención directa por parte de empresas extranjeras en el territorio mexicano, el crudo se vendía a un precio impuesto por el gobierno que regía en el sexenio, de alguna forma esto limitaba la optimización de las ganancias para PEMEX, ya que en caso de que la compañía comercializara el petróleo al precio de los mercados internacionales, se pronosticaba que PEMEX obtuviera para 1947 a 1952 grandes ganancias y así poderlas emplear para la optimización de la petroquímica básica¹, dando gran oportunidad para el proceso de refinación en todo el país. La industria petrolera, con la extracción de crudo se convirtió en un recurso estratégico para el desarrollo del país, en 1939 cuando estalló la segunda guerra mundial, Estados Unidos, puso la mira en México, dadas las desfavorables circunstancias que atravesaba, requiriendo combustible para abastecerse durante la guerra, orillando a Estados Unidos a realizar concesiones que beneficiaron a México.

A mediados del siglo XX, los consorcios perdían el interés en México y preferían invertir en otra región del mundo, yéndose a Medio Oriente; en este sentido, es importante reiterar que México no siempre fue un país exportador de petróleo, puesto que fue hasta 1971 que se convirtió en un país importador neto de crudo debido a que las actividades de exploración no recibieron el presupuesto necesario para el oportuno y adecuado desarrollo de la industria, dando como consecuencia la escasez de la incorporación de reservas y como consecuencia disminuyendo la extracción de crudo.

¹Petroquímica básica: La separación del crudo en sus derivados.

El expresidente Adolfo Ruíz Cortines, promovió el plan sexenal de explotación del petróleo (1952-1958), con el fin de obtener cantidades significantes de este recurso e impulsar el crecimiento del país, prefirió optar por una gran implementación de infraestructura para el sector petrolero, teniendo como prioridad la explotación de hidrocarburo, para así lograr un aumento cercano al 50% de la producción de crudo en el país, todo esto mediante la aplicación de mejores tecnologías, para ya no limitar el crecimiento de la industria en México; al mismo tiempo que se promovía la industria petrolera, fue creciendo la industria eléctrica, pero esto no representaba ningún problema, sino más bien una ventaja a la economía nacional, ya que el funcionamiento de las plantas eléctricas dependían directamente del consumo de petróleo, era la fuente de energía ineludible para abastecer las plantas termoeléctricas, requiriendo grandes cantidades de hidrocarburo.

Durante el sexenio de Luis Echeverría Álvarez, en 1970, después de que en años se intentó mejorar los procesos de petroquímica, la característica esencial de su sexenio fue la búsqueda de una productividad máxima, mejor rendimiento y organización en cuanto al funcionamiento de la industria petrolera. Aumentando la producción nacional de hidrocarburos y redujo las importaciones; la industria petrolera sin duda alguna se encontraba en su mayor apogeo, siendo un período donde se invirtió bastante capital en el sector petroquímico, para tener una mayor competitividad a nivel mundial, el entonces denominado “milagro mexicano”, asentó sus bases en la industria del petróleo, generando grandes entradas de capital por el concepto de exportación, permitiendo el desarrollo de vías de comunicación terrestres y nuevas rutas de transportes, lo cual también benefició a la comercialización de productos agrícolas.

Debido a los conflictos internos que atravesaba la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), decretaron el embargo de sus envíos de petróleo a Estados Unidos y Holanda en 1973, por considerarlos aliados de Israel, obligando a que Norteamérica y Europa unieran esfuerzos para crear la Agencia Internacional de Energía², en esta mesa los países industrializados discutieron las cuestiones energéticas; fue esta coyuntura internacional que México se perfiló como potencia exportadora, además de contar con nuevas zonas petroleras al sureste del país, en estos años, PEMEX llevaba a cabo algunas exportaciones, siendo poco recurrentes y no representando grandes volúmenes, fue hasta los descubrimientos de yacimientos en Tabasco, Chiapas y la Plataforma Marítima de Campeche, que México se comenzó a cuestionar si debía enfocarse en las exportaciones de petróleo; para el gobierno estadounidense, México se colocaba como su actual abastecedor sustituyendo a los miembros países de la OPEP.

Lo que corresponde al año de 1974 denominado el “auge petrolero”, la condición de la industria petrolera en México cambiaría drásticamente, destacando por el

² IEA: Agencia Internacional de Energía

volumen de crudo para exportación, el cual se desarrolló en un lapso de tiempo corto, dicho desarrollo fue impulsado por el descubrimiento de nuevos yacimientos, conflictos petroleros internacionales y de una nueva política de expansionismo respaldada por el director de PEMEX, la cual motivó la expansión internacional de la industria, que hasta ese momento solo contaba con el mercado nacional. El “auge petrolero” hace referencia a una época en donde las reservas de hidrocarburo crecieron en un 1,147%, no solo las reservas de hidrocarburo tuvieron un crecimiento sobresaliente sino también la producción aumentó en un 262%³, propiciando la exportación de gas a Estados Unidos y posicionando a México como exportadores principales de petróleo a nivel mundial.

En 1976 fungiendo como presidente el Lic. José López Portillo, junto con su gobierno confiaban plenamente en el aumento de los precios de los hidrocarburos; López Portillo pidió una certificación de las reservas, las cuales eran de 11,000 millones de barriles, esto ayudó a convencer a los inversionistas y a la banca extranjera, de la dimensión de recursos con los que contaba México, a raíz de los resultados se anunció el plan de PEMEX en aumentar en 2.5 veces su capacidad de producción de crudo, duplicar el volumen de refinación y triplicar la capacidad de la petroquímica básica, todo esto por el convencimiento de que el petróleo sería la “*palanca del desarrollo*”.⁴

El auge que se tuvo de 1978 a 1981, una época de expansión a gran escala para PEMEX, las reservas crecieron a ritmos acelerados, pero esto conllevó al incurrimiento de accidentes, como el derrame del pozo Ixtoc-I, el cual duró 295 días, uno de los más grandes de la historia, este acontecimiento hizo evidente el poco avance tecnológico de PEMEX, para llevar a cabo perforaciones marítimas y las limitaciones que la empresa estatal enfrentaba ante situaciones de emergencia.

Se creó un plan para poder fijar los límites en la cantidad de exportaciones, con el fin de evitar una dependencia excesiva de este recurso y la incertidumbre que esto implicaba, simultáneamente, otra razón para evitar una excesiva exportación, era el supuesto caso de la escasez de petróleo a nivel internacional, esto haría que México continuará exportando grandes cantidades de petróleo, ya que, en caso de que México cesara la exportación de crudo, podría ser percibido como un acto poco leal por parte de los compradores; el inicio del gobierno de José López Portillo fue simultáneo al del presidente estadounidense James Carter, siendo su ideología política el crecimiento industrial nacional mediante el empleo de petróleo y anclando sus esperanzas en PEMEX al importar grandes volúmenes de crudo desde México.

Hasta 1981, se presentó una sobreoferta mundial de petróleo, perdiendo clientes y dando pie a que el crudo Maya bajara su valor comercial, bajo estas circunstancias

³ Meyer. L., Morales, I., “*Petróleo y Nación (1900-1987)...*”, p.174

⁴ Morales. I., “*La formación de la política petrolera...*”, p.79

el gobierno estadounidense optó por comprar el crudo y asegurar sus reservas. De esta forma, México aseguraba las exportaciones a Estados Unidos y la compra de los barriles que otras compañías dejaran; esto a largo plazo fue perjudicial para México debido a que Estados Unidos ejercía una presión por la demanda de crudo que dicho país solicitaba, México terminó cediendo y aumentando su producción para abastecer los contratos de exportación, volviendo a tener perforación y producción a marchas forzadas.

En 1990 el presidente Carlos Salinas de Gortari y la entonces Guerra del Golfo Pérsico, ocasionó que los precios del petróleo se elevaran en los mercados internacionales, y los ingresos de México presentaron variaciones a lo largo de 1994, así mismo la deuda externa de PEMEX era solamente de **8 mil 960 millones de (MMUS\$)**, lo que significó que PEMEX había pagado a sus acreedores 11 mil millones de [MMUS\$] más intereses⁵; a su vez, se presentó la devaluación de la moneda mexicana, no solo perjudicando en gran medida a la industria petrolera sino también a la economía nacional.

Trasladándonos a la administración de Felipe Calderón, se implementaron importantes reformas en el sector energético, en 2008, se aprobó la Reforma Energética, que buscaba fomentar la inversión extranjera en el sector petrolero, permitiendo la participación de empresas privadas en la exploración y producción de petróleo a través de contratos de servicios múltiples y contratos de utilidad compartida; pese a que se lograron algunas inversiones y se incrementó ligeramente la producción de petróleo, la declinación de los yacimientos maduros y la falta de inversión en exploración siguieron siendo desafíos importantes.

En el 2013 durante el gobierno de Enrique Peña Nieto, se buscó ampliar aún más el sector energético, se creó una nueva legislación que permitía la participación de empresas privadas en la exploración y producción de petróleo y gas. Además, se estableció un nuevo organismo llamado Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) para regular y supervisar las actividades en el sector; se llevaron a cabo rondas de licitación en las cuales empresas internacionales obtuvieron contratos para explorar y producir hidrocarburos en México.

Actualmente, Andrés Manuel López Obrador ha adoptado una postura más nacionalista en el sector petrolero. Al asumir el cargo, detuvo las rondas de licitación y revisó los contratos otorgados a las empresas privadas, buscando fortalecer a PEMEX y a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), la empresa estatal de electricidad, se destinaron grandes inversiones para modernizar el Sistema Nacional de Refinación, construir una nueva refinería en Dos Bocas, Tabasco y fortalecer la exploración y producción de petróleo por parte de Pemex. Sin embargo,

⁵ García, M., *“Estados Unidos, petróleo y geopolítica”*, México, Plaza y Valdés, pp. 369-370

la producción de petróleo no ha aumentado significativamente y la deuda de Pemex sigue siendo un desafío importante.

En conclusión, los países que sean capaces de abastecer sus necesidades de hidrocarburos, mediante su sistema de refinación, abasteciendo lo demanda del país, además de tener disponibilidad de crudo, podrá ser un país exportador. Para el caso de México, debido a la política energética del país, es proporcional al sistema nacional de refinerías, primero se tiene que ver por los requerimientos en las plantas, en segunda instancia la exportación.

Es importante considerar que la inversión para la incorporación de reservas es una tarea fundamental, para mantener la plataforma de producción y por consiguiente asegurar el suministro al sistema de refinación y cumplir con los compromisos contractuales de ventas al exterior.

1.3 Mercado nacional

Hasta abril de 2023, México tiene registrada una producción de **1,884 miles de barriles diarios (Mbd)**, como se puede ver en la página de indicadores petroleros de PEMEX.⁶

Es importante determinar las características del crudo producido en México y el valor de la mezcla comercial que se vende al sistema nacional de refinación y a los clientes en la exportación, ya que esto da la pauta para asignar un valor comercial, así como hacer comparaciones con otro tipo de crudos, creando un mejor panorama para el precio propuesto.

Los crudos producidos en México presentan diferencias significativas en cuanto a sus características físicas y químicas, lo que influye en su valor comercial y en su utilización en distintos procesos industriales. A continuación, se mencionan algunas de las diferencias más relevantes:

- **Gravedad °API:** La gravedad °API es una medida de la densidad relativa del crudo en comparación con el agua. Los crudos mexicanos varían en su gravedad °API, desde el crudo pesado Maya con una gravedad °API de alrededor de 22, hasta el crudo ligero Olmeca con una gravedad °API de alrededor de 35.
- **Contenido de azufre:** El contenido de azufre en los crudos también varía significativamente. El crudo Maya es conocido por su alto contenido de azufre, que puede superar el 3%, mientras que el crudo ligero Olmeca tiene un contenido de azufre inferior al 1%.

⁶ PEMEX. (2023). "Producción de hidrocarburos líquidos". Recuperado de <https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/IndicadoresPetroleros.aspx>

- **Contenido de metales pesados:** Los crudos mexicanos también difieren en su contenido de metales pesados, como el níquel y el vanadio. Estos metales pueden afectar la calidad del crudo y aumentar el costo de su procesamiento.
- **Rendimiento de los crudos:** Esta basado en las distintas configuraciones que pueda tener un sistema de refinación.
- **Margen comercial:** El GPV o GPW⁷ se calcula sumando, el producto de cada volumen refinado por su precio spot bajo un esquema de refinación definido. El GPV o GPW depende de los precios de los productos prevalecientes y del proceso de refinado, es decir, un proceso de refinado simple, medio o complejo (FCC, COKER, ASFALTO).
- **Contenido de agua y sedimentos:** Este apartado está regulado por la *Comisión Reguladora de Energía (CRE)* y por una *Norma Oficial Mexicana NOM-016-CRE-2016 (NOM)*, donde se encuentran establecidos los límites y especificaciones técnicas con las cuales debe contar la calidad de crudo. En cuanto al contenido de agua, la norma establece que el crudo no debe contener más del 1% de agua en volumen. Esto significa que el contenido de agua en el petróleo crudo no puede exceder el 1% del volumen total.
- **Porcentaje de sal:** Siendo el límite permitido de $\left(\frac{50 [lbs]}{1000 [bbl]}\right)$

1.4 Clasificación de crudos en México

Maya

Es un crudo pesado (21 a 22 °API) y amargo (3.4- 3.8% de azufre en peso) por lo que brinda menores rendimientos de gasolina y diésel en esquemas de refinación simples en comparación con crudos más ligeros.

Istmo

Es un crudo medio (32 a 33 °API) y amargo (1.8% de azufre en peso) con buenos rendimientos de gasolina y destilados intermedios (diésel y jet fuel/keroseno). El mayor valor económico de este crudo se obtiene en refinerías con unidades FCC (Fluid Catalytic Cracker).

Talam

Es un crudo pesado (16 °API) y amargo (4.541% de azufre en peso). Este crudo se utiliza para la producción de asfáltenos grado *PG (Performance Grade)*.

Altamira

Es un crudo pesado, (15 - 16.5 °API) y un contenido de azufre en el rango de 5.5% a 6.0% en peso. Al igual que el tipo Maya, brinda menores rendimientos de gasolina y diésel en esquemas de refinación simples en comparación con crudos más ligeros. Sus características fisicoquímicas lo hacen adecuado para la producción de asfalto.

⁷GPV o GPW: Gross Product Worth, valor bruto del producto.

Olmeca

Es el más ligero de los crudos mexicanos (38-39 °API) y un contenido de azufre de hasta 0.95% en peso, por lo que es un crudo ligero y amargo.

1.5 ¿Refinar o exportar en México?

México cuenta con 8 refinerías, de las cuales se encuentran en funcionamiento 7 plantas refinadoras:

- **Minatitlán y Madero**, refinan crudo Maya
- **Tula, Salamanca, Cadereyta y Salina Cruz**, refinan crudo Maya e Istmo
- **Deer Park, Texas**, esta planta refinadora tiene como insumos crudos ligeros y pesados provenientes principalmente de Estados Unidos, Canadá y México
- **Olmeca**, actualmente no se encuentra en operaciones y continua en terminación de obras secundarias y pruebas de operación, se considera que el 100% de su proceso provendrá de la mezcla de crudos marinos y surestes.

En la **Figura 1**, se observa los resultados en el balance nacional, el dinero generado por las exportaciones, casi están a la par, pero difieren en algunos años, reflejando que no se ha obtenido la autosuficiencia energética prometida por el actual sexenio y concluyendo que la exportación ha sido un ingreso de gran relevancia para la economía en México.

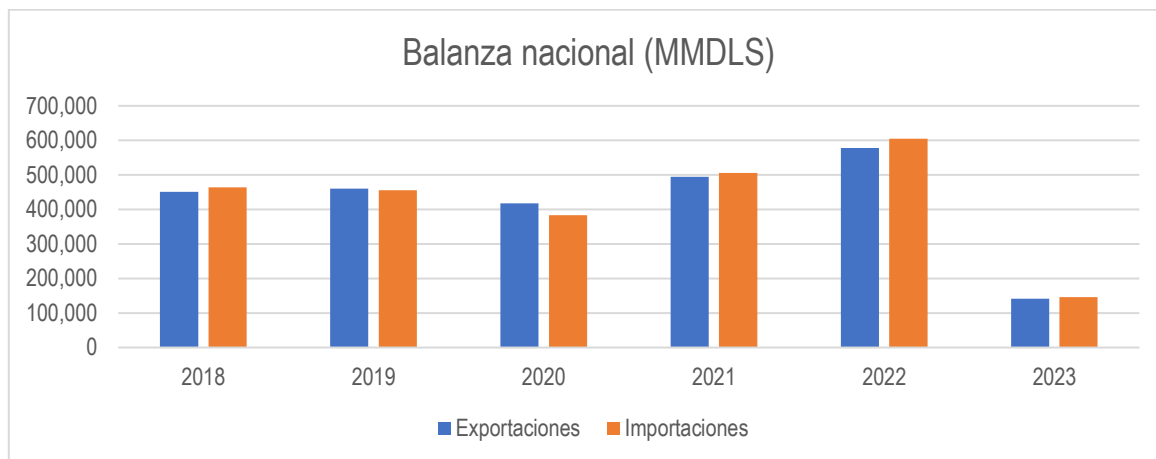


Figura 1. Balanza nacional. FUENTE: Elaboración propia con información de Petróleos Mexicanos, PEMEX, México: Balanza Comercial.

1.6 Tipos de plantas refinadoras

Las plantas refinadoras son instalaciones industriales capaces de refinar el crudo y convertirlo en productos derivados de los hidrocarburos, tales como GLP, gasolinas, jet/kero, diésel, combustóleo y otros productos químicos. Existen varios tipos de plantas refinadoras a nivel mundial, cada una con capacidades y procesos diferentes de refinación. A continuación, de forma general los tipos de configuración de plantas de una refinería.

- **Refinerías de hidrotratamiento:** Estas plantas de refinación utilizan hidrógeno para eliminar los contaminantes del petróleo crudo y reducir la cantidad de azufre y otros elementos no deseados. Este proceso también puede mejorar la calidad de los productos derivados al eliminar los compuestos aromáticos y convertirlos en hidrocarburos saturados más útiles.⁸
- **Refinerías de coquización:** Estas plantas refinadoras utilizan un proceso llamado coquización para convertir los residuos pesados del petróleo crudo en coque, un combustible sólido que se utiliza en la producción de acero y otros productos, como gasóleo y nafta.⁹
- **Refinerías Fluid Catalytic Cracking (FCC):** Es una tecnología de refinación que se utiliza para convertir los componentes pesados del petróleo crudo en productos más ligeros y valiosos, como gasolina, diésel y gases. El proceso FCC es complejo y puede variar en función de los catalizadores, las condiciones operativas y la configuración de la planta.

Las refinerías Cadereyta, Madero, Minatitlán, Salina Cruz y Tula su proceso de refinación es por una coquizadora, dando como productos el mayor porcentaje de gasolina, turbosina y diésel en lugar de destinarlo a la producción de combustóleo.

Salamanca cuenta con una Planta de Craqueo Catalítico (*Fluid Catalytic Cracking, por sus siglas en inglés FCC*).

1.7 Puertos de carga para exportación de crudo y otros productos

México cuenta con varios puertos de carga que se utilizan para la exportación de crudo y otros productos petroleros. Algunos de los principales puertos en México son:

- **Puerto de Dos Bocas:** Este puerto está ubicado en el estado de Tabasco y es el principal puerto de exportación de petróleo crudo en México. Es el punto de partida de la mayoría de los envíos de crudo que se exportan a Estados Unidos y otros países.
- **Puerto de Pajaritos:** Dicho puerto se encuentra en el estado de Veracruz y es el segundo puerto de mayor exportación de petróleo crudo en México. También se utiliza para la exportación de productos derivados del petróleo, como gasolina y diésel.
- **Puerto de Salina Cruz:** Ubicado en el estado de Oaxaca y es uno de los principales puertos de exportación de petróleo crudo en México. También se utiliza para la exportación de productos derivados del petróleo, como gasolina y diésel.

⁸ Jones, D. S. J., & Pujado, P. R. (2015). "Handbook of Petroleum Processing." Springer.

⁹ Rathi, R., & Rao, P. (2015). "Petroleum Refining Processes." CRC Press.

- **Arenque:** El Puerto de Tampico es uno de los principales puertos en la costa Este de México, funcionando como entrada y salida, para productos mineros, petroquímicos, acero, madera y otros productos industriales, se encuentra localizado sobre la costa del Golfo de México.
- **Cayo Arcas:** Se encuentra en el Golfo de México, frente a las costas de los estados de Campeche y Tabasco en México. Es un puerto marítimo utilizado principalmente para la exportación de petróleo crudo.
- **Altamira:** Es un importante puerto marítimo ubicado en el municipio de Altamira, en el estado de Tamaulipas, México. Es uno de los puertos más grandes y modernos del país, y desempeña un papel crucial en la industria del comercio y la logística en México.¹⁰
- Además de contar con otros medios de exportación como *Yùum K´ak´ Náab* este es una unidad FPSO (*Floating Storage and Offloading Systems*).

Es importante destacar, que la mayoría de los envíos de crudo que se exportan en nuestro país, su destino es Estados Unidos, aunque también se realizan ventas a otros destinos, como Europa, Lejano Oriente y Asia.¹¹

De tal manera para ejemplificar y tener una mayor noción acerca de las plantas refinadoras, así como algunos puntos de exportación en México, creamos la **Figura 2**, donde se muestra de manera más clara la ubicación de las refinerías, así como algunos puntos de exportación.

1.8 Cadena de valor de la industria petrolera

La cadena de valor de la industria petrolera se refiere al proceso completo de exploración, producción, acondicionamiento, mezclado, distribución, almacenamiento, comercialización, refinación y exportación del petróleo y de sus productos derivados, todo esto con el fin de que llegue al consumidor intermedio o final. Esta cadena incluye varias etapas, que pueden variar ligeramente dependiendo de la ubicación geográfica y las características de la empresa. De manera general se explica los procesos que intervienen en la cadena de valor en la industria petrolera, así como el empleo de la **Figura 3**, donde se esquematiza de manera global el proceso realizado tanto para aceite, además de mostrar también el proceso realizado para gas.

- **Exploración:** Etapa inicial para la búsqueda y evaluación de áreas geográficas con probabilidad de encontrar petróleo, conlleva una serie de análisis geológicos y geofísicos para comprobar la presencia de un

¹⁰ Gobierno de México. (2023). "Puertos y marina mercante". Recuperado de <https://www.sct.gob.mx/puertos-y-marina-mercante/puertos/puerto-de-altamira/>

¹¹ Secretaría de Energía. (2023). "Sector hidrocarburos.", consultado en: <http://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/sector-hidrocarburos>

yacimiento petrolero, esta información es recaba por pozos exploratorios en alguna región de interés.

- **Producción:** Una vez ya hecho el descubrimiento, parte de la delimitación de un yacimiento petrolero, prosigue la extracción de los fluidos contenidos en el yacimiento, mediante pozos productores con el fin de llevarlo a superficie.
- **Acondicionamiento:** Para eliminar H₂O, sal y sedimentos mediante la estabilización del fluido por densidades, inyección de químicos, aumento de temperatura y con ello tener separación de aceite-agua, aceite-gas, para posteriormente hacer uso de cada fase.
- **Mezclado:** Dependiendo del producto solicitado y el medio de transporte con el que se cuente, se vuelven a mezclar las fases.
- **Distribución:** Actividad logística relacionada con la repartición, incluyendo el traslado, de un determinado volumen de gas natural o crudos desde una ubicación determinada hacia uno o varios destinos previamente asignados, para su expendio al público o consumo final.¹² La distribución se divide en recolección (en campos) y transporte (troncales grandes), el petróleo crudo se transporta desde los campos de producción hacia instalaciones de almacenamiento y refinación a través de tuberías, buques cisterna u otros medios de transporte.
- **Almacenamiento:** Existen dos momentos donde ocurre el proceso de almacenamiento, en la recolección y en la distribución del crudo.
- **Comercialización:** Los productos derivados del petróleo refinado se distribuyen y venden a través de una red de estaciones de servicio, mayoristas y minoristas. Estas empresas aseguran que los productos lleguen a los consumidores finales, como automovilistas, empresas de transporte y consumidores industriales.
- **Refinación:** Entregar a refinerías (Sistema Nacional de Refinación) y extraer el valor del crudo al obtener los derivados, el petróleo crudo se somete a un proceso de refinamiento para separar sus diferentes componentes, como gasolina, diésel, queroseno, lubricantes, entre otros. Estos productos refinados tienen diferentes usos y se comercializan en diferentes segmentos del mercado.
- **Exportación:** Colocar en el mercado el resto que no procesa refinación, esto implica una valorización del crudo, dependiendo del mercado y el destino de la refinería.

¹² Cámara de Diputados. (2021). “Ley de Hidrocarburos” consultado en: https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LHidro_200521.pdf

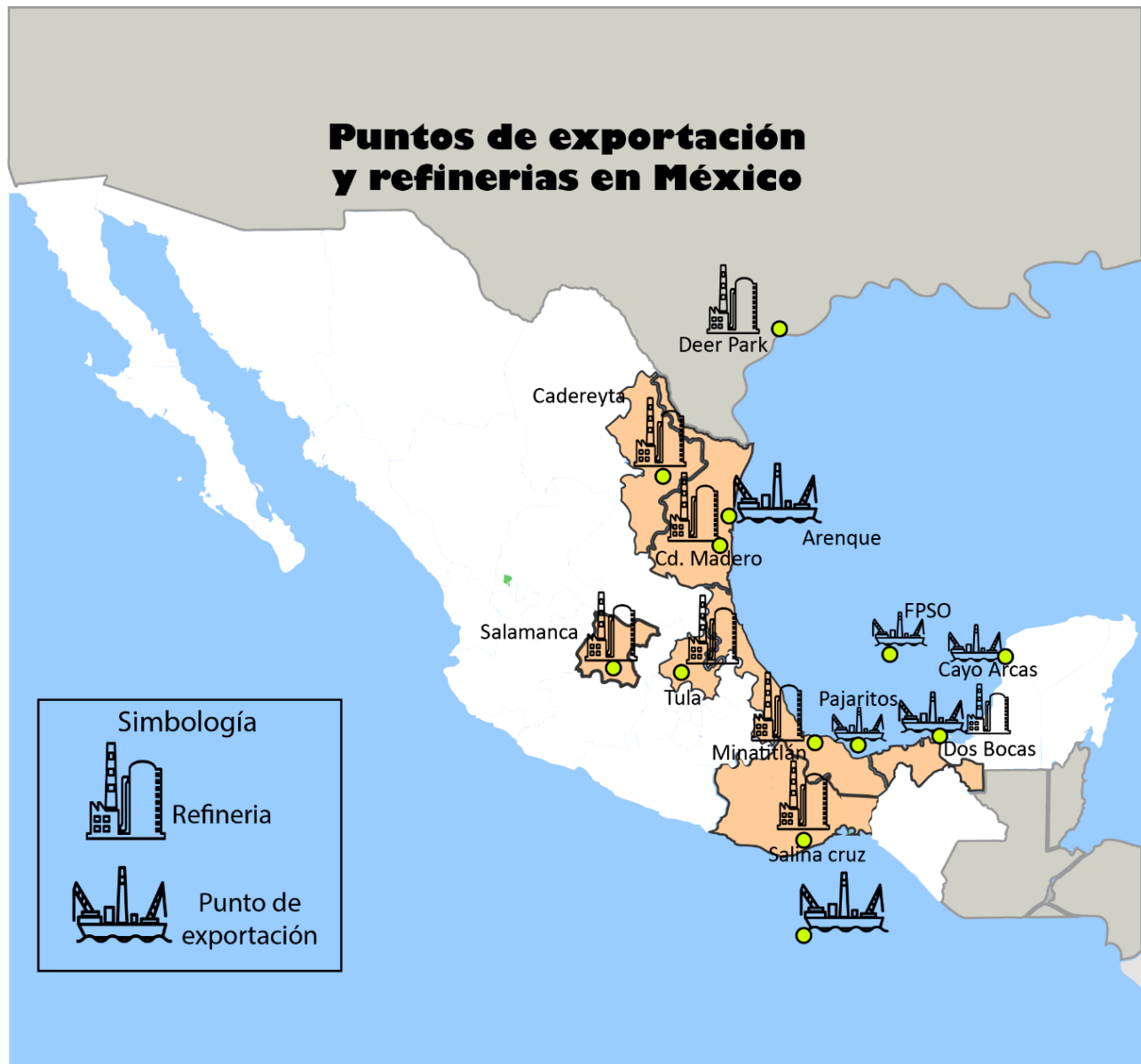


Figura 2. Puntos de exportación y refineries en México.

CADENA DE VALOR DE LA INDUSTRIA PETROLERA

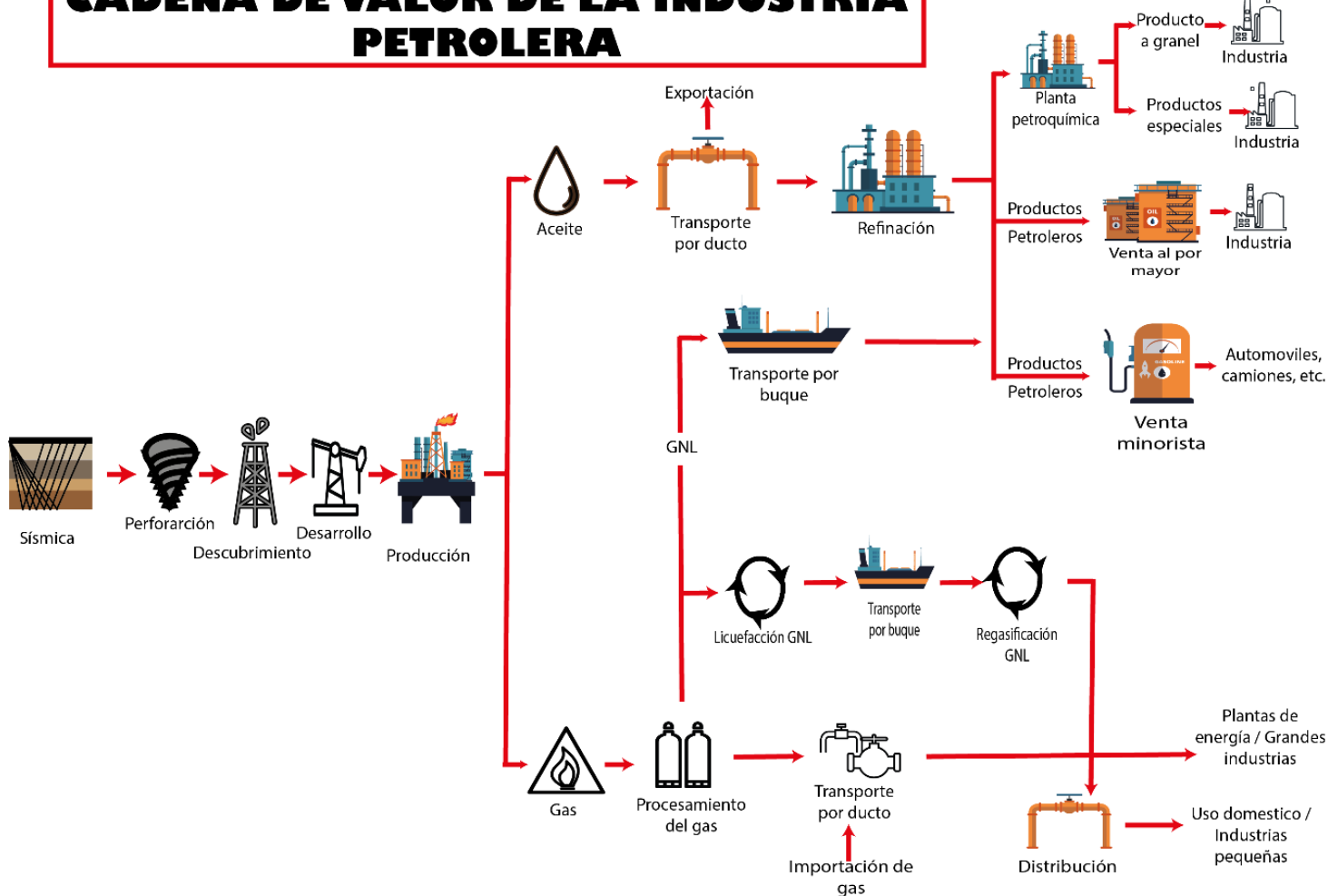


Figura 3. Cadena de valor de la industria petrolera.

Capítulo 2

2 Estado del Arte

El mercado petrolero es amplio y México fungiendo como participante y competencia internacional le conlleva un gran reto, el destacar con la calidad de crudo que posee.

El mercado *spot* de petróleo crudo y productos refinados se refiere al comercio de grandes cargamentos físicos o paquetes en transacciones únicas para entregas a corto plazo. Si bien este mercado representa una pequeña porción de las transacciones generales de crudo y productos, desempeña un papel fundamental en la fijación de precios para la mayoría de las demás transacciones.

La mayoría de las compras y ventas de crudo y productos se realizan preferentemente en contratos a largo plazo y se basan en los precios de marcadores internacionales como el WTI e Ice Brent más una constante de competitividad que se encuentra determinada por el valor que aporta el crudo en cuestión en las diferentes configuraciones de una refinería, más la sensibilidad operativa de la zona de operaciones donde se encuentra el crudo. Sin embargo, la mayoría de estos contratos se basan en los precios informados en el mercado *spot* para su fijación de precios.

Los compradores y vendedores en el mercado, a través de los diferentes mecanismos comerciales consideran principalmente productores de crudo, refinadores, empresas comerciales profesionales y grandes distribuidores o consumidores de productos derivados del petróleo. Si bien las transacciones son ofertas únicas, tienden a estar altamente estandarizadas en términos de:

- **Ubicación:** El lugar donde se realiza la carga o el envío.
- **Base de envío de carga:** FOB¹³ y CIF¹⁴.
- **Precio:** Formula para determinar la valorización del cargamento, una carga de un buque-tanque, barcaza o envío por oleoducto.
- **Período de carga:** Ventana de tiempo en la cual se realiza el cargamento.
- **Términos y condiciones:** Es el marco funcional de la transacción.
- **Ventana de tiempo de la transacción:** Período en el que se debe completar la transacción.

Es importante conocer el mercado internacional y sus principales características que posicionan a México en el mercado, las transacciones y a los encargados de evaluar y valorizar los precios de terceros (nos basaremos en Argus), por lo general, se publica una evaluación diaria de precios *spot*. Dichos precios son publicados en una

¹³ FOB: Free on board

¹⁴ CIF: Cost Insurance Freight

base a la que se rigen la mayoría de los precios de contratos a corto, mediano y largo plazo.

Argus tiene como objetivo producir evaluaciones de precios que sean indicadores fiables de los valores de mercado del hidrocarburo. Como resultado, obtenemos, las monedas específicas, unidades de volumen, ubicaciones y otros detalles de una evaluación que están determinados por el consenso de la industria para facilitar el comercio bilateral continuo.

2.1 Crudos en el mundo

En cada mercado, se utilizan distintos datos del mercado en sus metodologías, por incluir:

- Transacciones
- Ofertas
- Otra información de mercado, para incluir valores diferenciales entre grados, ubicaciones, tiempos y muchos otros datos.

De la misma manera, es necesario saber el tipo de crudo y calidad del mercado con el que compite nuestro crudo, es por ello por lo que en la **Tabla 1**, se clasifican los principales crudos referentes en el mercado:

Tabla 1. Crudos de referencia. FUENTE: Elaboración propia con información de Argus methodology and references listing, Argus crude.

Crudo	°API	% Azufre
WTI FOB	42	0.2
Olmecca	38.5	0.74
LLS	38.4	0.39
Brent	37.9	0.45
Minas	35	0.08
Istmo	32.5	1.8
Dubái	31	2.04
Kuwait	31	2.4
ARM	30.8	2.6
Mars	29.7	1.95
ARH	27.3	3.9
Basrah heavy	23.4	3.7
Maya	21.5	3.4
WCS	20.6	3.5
Castilla	19.1	1.8
Roncador	18.7	3.7
Talam	16	4.54

Representando lo mencionado anteriormente en la **Figura 4**, se nota que los grados API no tienen una relación con el porcentaje de azufre y con ello, la importancia de colocarnos en el mercado y competir con crudos de mejores calidades.

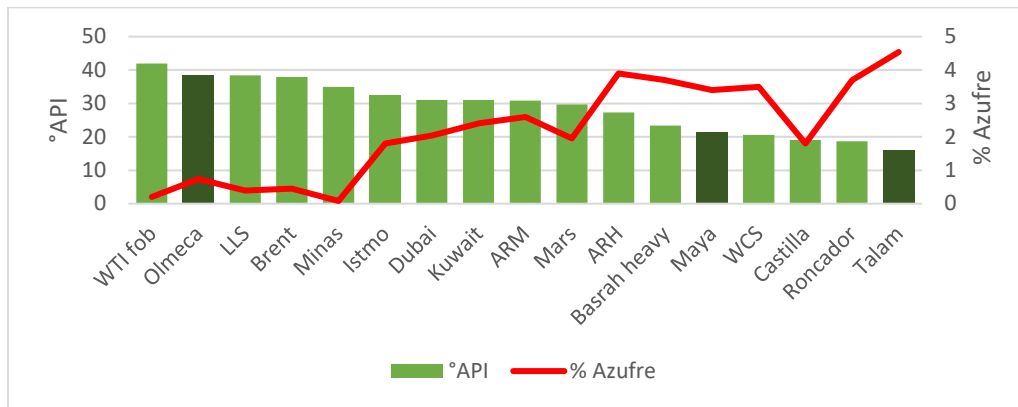


Figura 4. Comparación de crudos por °API y % de azufre.

2.2 Proceso de manejo de portafolios de clientes

El proceso de la línea comercial del crudo empieza por conocer el valor que genera a nuestros clientes de acuerdo con el tipo de configuración en sus refinerías, y con ello se busca la optimización de su valor en el mejor mercado en donde éste se aprecie, la **Figura 5** representa de forma esquemática la metodología general del manejo de clientes dentro de una cartera.



Figura 5. Proceso de manejo de portafolio de clientes.

2.2.1 Disponibilidad por tipo de crudo y ubicación

El producto comercial es el resultado de la mezcla de las corrientes, provenientes de los campos petroleros, todo con el objetivo de que el producto cumpla con las condiciones y características del cliente (ver **Figura 6**). Una de las características y elementos que intervienen de forma general en la comercialización de nuestro producto es:

Calidad: La calidad de los hidrocarburos se refiere a las características físicas y químicas de los compuestos presentes en el crudo y los productos derivados. La calidad de los hidrocarburos es importante para determinar su utilidad y aplicaciones.¹⁵ Estas características incluyen el contenido de azufre, densidad, viscosidad, punto de ebullición, contenido agua y sedimentos.

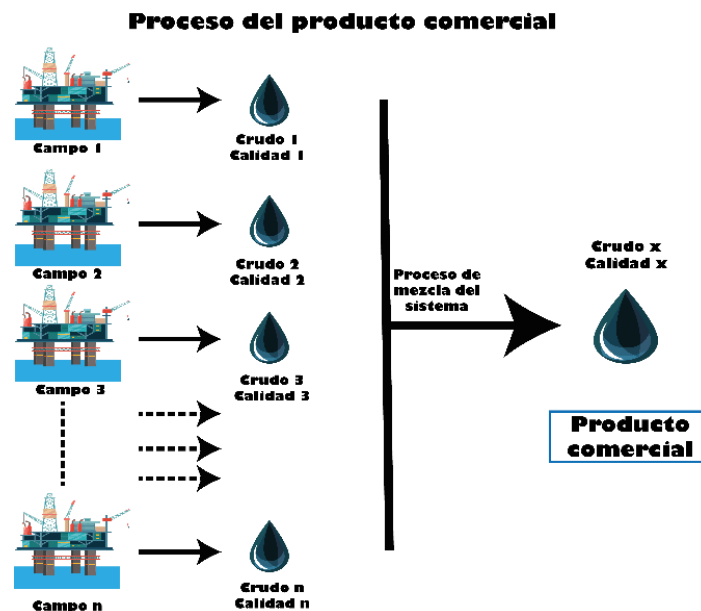


Figura 6. Proceso del producto comercial.

2.2.2 Revisión de condiciones operativas

Existen varias condiciones operativas que deben cumplirse las cuales pueden variar según los acuerdos comerciales y las regulaciones específicas de cada nación y compañía, entre las más comunes se encuentran: el inventariado de crudo, logística y transporte, libranzas, distribución de corrientes, límites operativos, entre otros.

¹⁵ Speight, J. G. (2014). *"The Chemistry and Technology of Petroleum."*, (Fifth Edition). CRC Press.

2.2.3 Valorización de crudos y condiciones de mercado

Se refiere al proceso de determinar el valor económico del petróleo en el mercado, dicha valorización se basa en una serie de factores que incluyen la oferta y la demanda por tipo de crudo, la calidad del petróleo y los costos de producción. La oferta y la demanda son factores clave que influyen en el precio del crudo, cuando la demanda de petróleo supera la oferta disponible, los precios tienden a subir, por el contrario, si la oferta de petróleo es mayor que la demanda, los precios tienden a bajar.

2.2.4 Diseño de mecanismos de precios

Algunos comercializadoras asignan el precio una vez obtenido el valor de los productos refinados en cada mercado, es necesario no omitir el posicionamiento competitivo, manejo de la negociación y cierre de la venta, considerando de igual forma el personal, infraestructura, implicaciones del capital de trabajo, además de los términos y condiciones de cada contrato

2.2.5 Elaboración de contrato, términos y condiciones

Constituye la formalización de la venta de cargamentos de crudo, los términos y condiciones se refiere a todas las cláusulas que regirán las relaciones contractuales entre el proveedor del crudo y el comprador. Es importante poner atención a las cláusulas de limitación de responsabilidad, además de saber que se emplean para prevenir y resolver problemas que lleguen a presentarse, a continuación, se presentan algunos términos y condiciones:

- **Calidad:** Porcentajes de agua y sedimentos, salinidad, porcentaje de azufre, densidad, acides, etc.
- **Cantidad:** Volúmenes establecidos entre proveedor y comprador.
- **Cumplimiento en la entrega:** Información sobre el punto de carga, método de transporte, fecha de entrega y traslado.
- **Flexibilidad operativa y contractual:** Se establecen los términos de pago, incluyendo los plazos de pago, métodos de pago, además detalles de la transferencia de fondos y cláusulas relacionadas con garantías o cartas de crédito.
- **Cumplimiento regulatorio y políticas comerciales:** Puede incluir cláusulas de confidencialidad, que protejan la información reservada, revelada por ambas partes durante la negociación y ejecución del contrato.

2.2.6 Mecanismo de venta

Los contratos con restricción de tiempo (largo, mediano y corto plazo) son una transacción comercial mediante la cual se formaliza la operación de compraventa de petróleo, se establece el período de tiempo y el mecanismo de precio (Ver **Figura 7**). Además, del destino, tipo de venta (CIF o FOB), se fijan condiciones contractuales mencionadas en el punto anterior. En contraste la venta spot se basa en la disponibilidad del crudo altamente sensible a las consideraciones del mercado.

A diferencia de las ventas contractuales, este esquema ofrece un suministro a corto plazo con un mecanismo de precio acordado.

Los cargamentos que se negocian pueden tener un destino previsto o informado al comprador, o en su caso, tener la libertad de realizar procesos de mezclado entre buque-tanques con calidades de crudo diferentes para conformar otro producto comercial, que tendrá un destino que la compañía compradora decida conforme a las decisiones comerciales del momento. Cabe destacar que en dichos contratos de compraventa pueden existir condiciones de pago diferentes entre las cuales como ejemplo se encuentran, línea de crédito a compensar en un determinado día o pago anticipado.

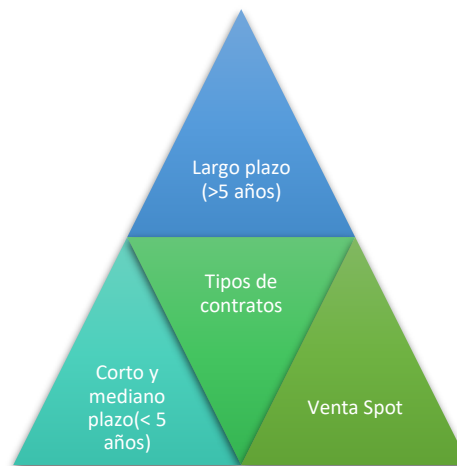


Figura 7. Tipos de contrato.

2.2.7 Publicación e invitación a clientes

El proceso de publicación e invitación a clientes para comprar petróleo puede variar según la empresa y las prácticas específicas de la industria. Sin embargo, a continuación, se describe un proceso general:

- **Determinación de la oferta:** El vendedor decide la cantidad de crudo que desea vender y establece los términos y condiciones para la venta, como el precio, la calidad del petróleo, la ubicación y el plazo de entrega.
- **Publicación de la oferta:** La empresa anuncia la oferta de crudo a través de diversos canales.
- **Invitación a clientes potenciales:** La empresa envía invitaciones a clientes potenciales que podrían estar interesados en comprar crudo.
- **Presentación de información:** La empresa proporciona a los clientes potenciales información detallada sobre la oferta de petróleo, se incluyen las especificaciones técnicas, análisis de calidad y muestras de petróleo.

- **Recepción de ofertas:** Los clientes interesados en comprar presentan sus ofertas al vendedor, estas ofertas pueden incluir detalles sobre el precio a negociar, condiciones de entrega y cualquier otra solicitud o requisito específico.

2.2.8 Evaluación de propuestas

El vendedor revisa todas las ofertas recibidas y las evalúa en función de diversos factores, como el precio ofrecido, reputación y solvencia del cliente, capacidad de entrega y otros criterios relevantes. Luego, se selecciona la oferta más favorable para avanzar en la negociación y el cierre del contrato.

2.2.9 Selección del ganador

Una vez seleccionada la oferta conveniente, el vendedor y comprador negocian los detalles finales del contrato de venta, una vez que ambas partes están de acuerdo, se firma el contrato y se realiza el cierre de la venta.

2.2.10 Metodologías en operaciones comerciales de crudo

En el mercado de exportación de crudo existen diferentes y complejas metodologías que nos ayudan a poder comercializar a un costo justo y sobre todo generar un mercado estable y competitivo, se abordará de forma general el proceso más empleado en el mercado.

2.3 Rendimientos de crudos en configuraciones de refinerías

En los esquemas de refinación, previamente explicados en el capítulo 1.6, para el procesamiento de petróleo crudo se encuentran desde los procesos más sencillos hasta los de mayor complejidad o de conversión profunda, conocidos como de conversión del fondo del barril. Esta clasificación obedece a las características de las plantas que poseen y al rendimiento de productos que pueden ser obtenidos de la transformación del petróleo en productos destilados (Ver **Figura 8**).

- Hydroskimming
- FCC (desintegración catalítica)
- Coquización

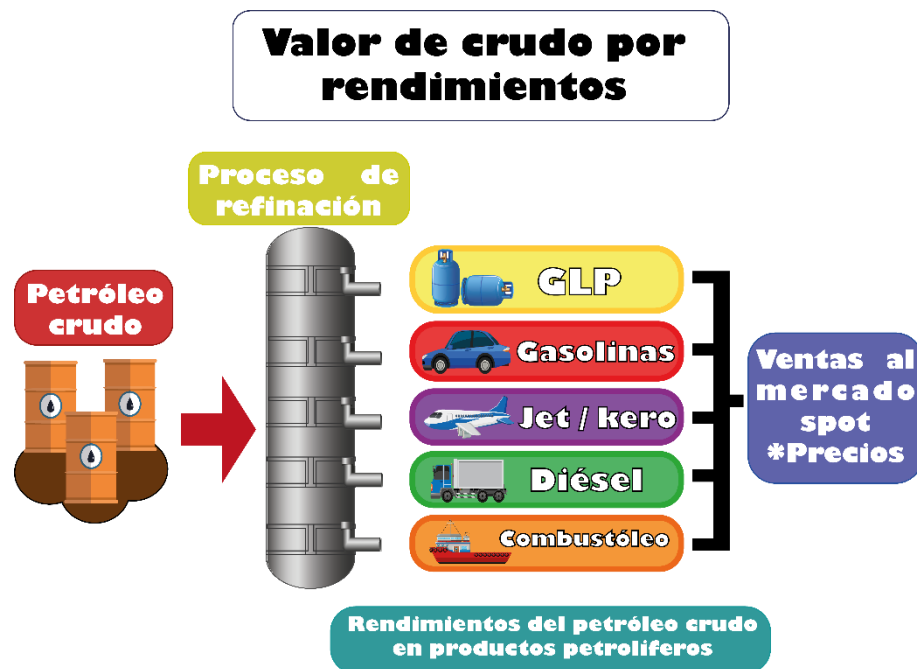


Figura 8. Valor de crudo por rendimientos.

Se hace un comparativo entre los diferentes tipos de crudo que entran al proceso de refinación para conocer con qué mezcla se obtiene la mayor cantidad de combustibles que el mercado demanda en el momento conforme a las proyecciones domésticas.

Al incorporar o desincorporar un crudo la cantidad de producto final varía y con esto se termina si un crudo aporta más valor al proceso.

El Margen de Refinación es la diferencia neta en valor entre los productos producidos por una refinería y el valor del petróleo crudo usado para producirlos, en resumen, el margen de refinación se puede expresar como la **Ecuación 1**.

$$\text{Margen de refinación} = \text{ingreso} - \text{costo transporte} - \text{precio de crudo} - \text{costos operativos}$$

Ecuación 1. Margen de refinación

El propósito es evaluar la competitividad de un crudo frente a otras opciones, como se ilustra en la **Figura 9**, para ello, se realiza el análisis con una configuración que puede ser hydroskimming, FCC y coquización. Se selecciona conforme a los tipos de crudo o mezcla que se desea evaluar, para obtener cierta cantidad de productos refinados al final del proceso con el objeto de establecer los productos que serán obtenidos. Sin embargo, la evaluación de un crudo siempre deberá hacerse con respecto a otro de características químicas similares, sólo de este modo, es posible determinar con precisión la competitividad del crudo evaluado, frente a otros.

Con el esquema de refinación que se cuenta y apoyado por el análisis técnico-económico, se realiza la evaluación de un crudo, con la finalidad de obtener los rendimientos del producto comercial, y a su vez, el porcentaje de los productos petrolíferos obtenidos con dicha configuración.

Los resultados que se obtienen son:

1. Márgenes en la refinería considerando las características de los crudos que se incorporan al proceso.
2. Las cantidades óptimas para obtener los rendimientos durante las temporadas de invierno y verano.
3. Registro con sus características y los cortes con temperatura óptimos conforme los compromisos adquiridos por la planta refinadora.

Esa valoración constará de los siguientes pasos:

1. Frecuencia de actualización de composiciones fisicoquímicas ASSAYS¹⁶.
2. Selección de configuración en la que se evaluarán los crudos.
3. Seleccionar fuentes de información de precios, para dar consistencias al cálculo.
4. Determinación de rendimientos y contrastarlos con un período de al menos 3 meses, para efectos de validar la tendencia obtenida.
5. Dar a conocer las calidades / especificaciones de los productos.
6. Presentar resultados

Los resultados del modelo permiten establecer la competitividad del crudo, asignando un valor comercial, generalmente, los compradores o refinadores siempre buscarán el procesar los tipos de crudo que puedan ser ajustados a los patrones de la demanda y oscilar en un rango de precios iguales para así poder competir de manera justa, como se expresa en la **Ecuación 2 y Ecuación 3**.

¹⁶ ASSAYS: Análisis que tiene como objeto determinar las características fisicoquímicas del crudo y los rendimientos que se pueden obtener del mismo.

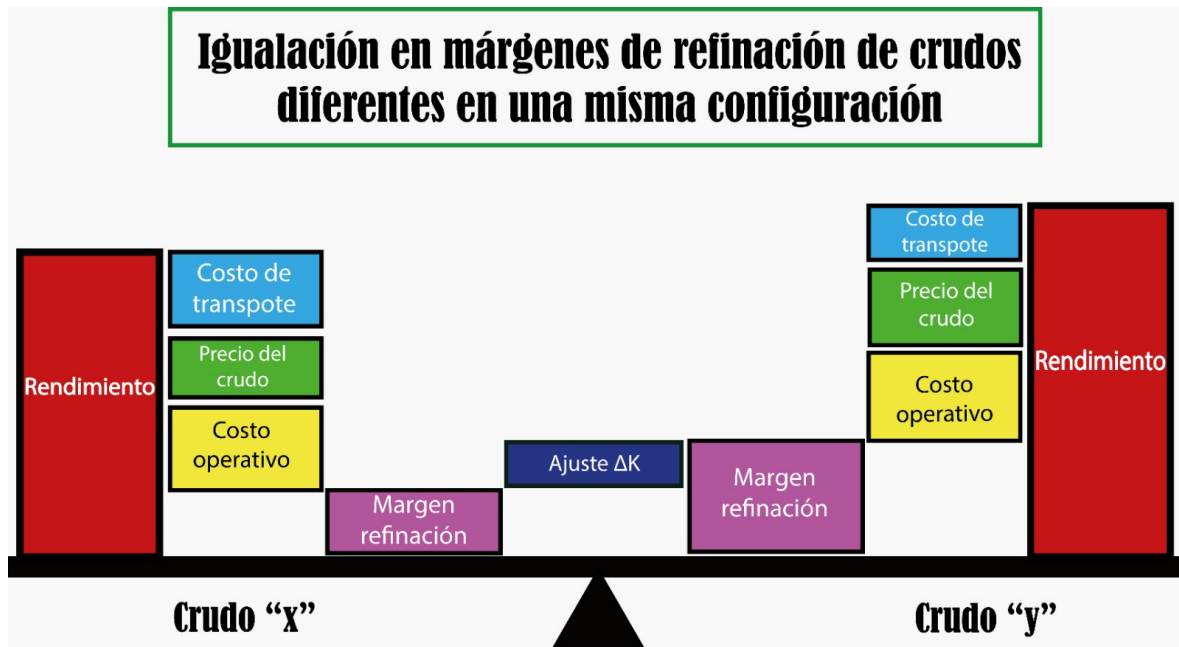


Figura 9. Igualación de márgenes de refinación entre diferentes crudos.

$$\text{Margen de refinación crudo } x = \text{Margen de refinación crudo "y"}$$

Ecuación 2. Igualación entre márgenes de refinación

Sustituyendo en la Ec. 2 en la Ec. 1:

$$\text{Rendimiento } x - \text{costo transporte } x - \text{precio de crudo } x - \text{costos operativos } x = \text{Rendimiento "y" } - \text{costo transporte "y" } - \text{precio de crudo "y" } - \text{costos operativos "y"}$$

Ecuación 3. Desglosé de igualación de márgenes de refinación

Capítulo 3

3 Mercado petrolero

3.1 Mercado

El mercado es el conjunto de transacciones y acuerdos de intercambio de bienes o servicios entre personas naturales o jurídicas.¹⁷ Cuando hablamos de mercado petrolero, nos referimos a las importaciones y exportaciones del petróleo, así como el uso que se le dé en cada país.

Una alta dependencia a un sólo recurso natural puede favorecer o desfavorecer al crecimiento de la economía total de un país, dado que se encuentra en función de la cantidad, la disponibilidad y la infraestructura adecuada, por lo que no debería ser el único sustento de ingresos de una nación, ya que, existe gran incertidumbre en el precio del petróleo. La variación también está en función de problemas geopolíticos (períodos de paz, de guerra, diplomacia, etc.), climáticos, condiciones operativas, niveles de inventarios, entre otros factores.

Dentro del mercado petrolero existe una gran oferta y demanda de volumen de crudo, asimismo, un extenso abanico de participantes, los cuales están divididos entre compradores, vendedores o la mezcla de ambos, es necesario desarrollar una estrategia comercial para la colocación de los hidrocarburos.

Uno de los indicadores más importantes del mercado petrolero, son las reservas de crudo, las cuales representan el respaldo de la seguridad energética de un país, siempre y cuando económicamente sea viable desarrollarlas.

3.2 Mercado internacional del petróleo

3.2.1 Reservas mundiales

Las reservas mundiales probadas de petróleo en el año 2020 contabilizaron, *1,732.4 miles de millones de barriles de petróleo [MMMb]*, presentando una reducción de 0.1% con respecto a las reservas de *1,734.8 [MMMb]* registradas en 2019. La magnitud de las reservas probadas de petróleo en el mundo en teoría alcanzaría para 55 años de producción a su nivel de 2020.

Dentro de los países productores de petróleo, Venezuela es el país que cuenta con mayores reservas *1P*¹⁸, contabilizando *303.8 [MMMb]* al cierre del mismo año (2020); le siguen Arabia Saudita con *297.5 [MMMb]*, Canadá con *168.1 [MMMb]*,

¹⁷ Kotler, P. (2023). "Mercado.". Recuperado de https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjluen_zM6BAXU_H0QIHXYOCHEQFnoECBcQAQ&url=https%3A%2F%2Flibrosaccesoabierto.uptc.edu.co%2Findex.php%2Feditorial-uptc%2Fcatalog%2Fdownload%2F48%2F78%2F2862%3Finline%3D1&usg=AOvVaw2cOWiJX8v_G_L6S4TgyeVa&opi=89978449

¹⁸ 1P: Reservas probadas.

Irán con 157.8 [MMMb] e Iraq con 145.0 [MMMb], por mencionar los primeros cinco países con mayores reservas, observados en la **Tabla 2**.

La región con mayor número de reservas a nivel mundial es Medio Oriente, con un volumen de 835.9 [MMMb] al cierre de 2020. Esta región presentó una reducción del 0.008% con respecto a 2019.

En la región de Centro-Sudamérica, Europa y Eurasia, los cuales han presentan una reducción en la tasa de crecimiento de 0.2% y 0.4% en las reservas respectivamente al año 2020, alcanzando 323.4 [MMMb] y 13.6 [MMMb] a finales de 2020, respectivamente.

Dentro de la región Centro y Sudamérica, el país con mayor crecimiento de reservas fue Colombia, con 3.9% y totalizó con 2.036 [MMMb] a finales de 2020. A su vez, la región de Europa, Eurasia e Italia incrementó sus reservas en 9.5% alcanzando 0.60 [MMMb] a final del mismo período.

Por lo que respecta en África, presentó el menor crecimiento de reservas, alcanzando una tasa de 0.1% respecto a 2019; debido a que los países de mayor producción de dicha región no presentaron incorporación de reservas.

Finalmente, Norteamérica presentó una reducción en el volumen de reservas. Esta región se vio afectada por la reducción de reservas probadas en Canadá, llegando a tener una reducción en la tasa de 0.6%, manteniéndose en 168.1 [MMMb]. En el caso de Estados Unidos y México, estos países no incrementaron sus reservas, manteniéndose en 68.8 y 6.1 [MMMb] respectivamente.

Por lo que se refiere a las reservas probadas de los países miembros de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico¹⁹, se presentó una reducción en la incorporación de reservas de 0.6% en la tasa de crecimiento, logrando 260.0 [MMMb] de incorporación a finales de 2020, que representa el 15.0% del total mundial. Por otro lado, los países no miembros de la OCDE y sin asociación presentaron una disminución en las reservas de 0.1%, que representó 0.9 [MMMb], resultando 1,472 [MMMb] al cierre de 2020, lo que representa el 85.0% del total mundial, **ver tabla 2**.

Por otro lado, las reservas probadas de los países miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo²⁰ presentaron un mínimo decremento de 0.004% con respecto a finales del 2019, alcanzando un total de reservas incorporadas de

¹⁹ Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico: OCDE (Alemania, Australia, Austria, Bélgica, Canadá, Chile, Colombia, Corea del Sur, Costa Rica, Dinamarca, Eslovenia, España, Estados Unidos, Estonia, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, Irlanda, Islandia, Israel, Italia, Japón, Letonia, Lituania, Luxemburgo, México, Noruega, Nueva Zelanda, Países Bajos, Polonia)

²⁰ Organización de Países Exportadores de Petróleo: OPEP (Irán, Iraq, Kuwait, Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos, Argelia, Libia, Angola, Guinea Ecuatorial, Gabón, Nigeria, República del Congo y Venezuela)

1,214.7 [MMMb] a finales de 2020. Los países miembros de esa organización sumaron el equivalente al 70.1% del total de reservas a nivel mundial. En cuanto a los países no miembros de la OPEP, lograron incorporar un total de 517.7 [MMMb] a finales de 2020, representando 29.9% del total mundial.

Tabla 2. Reservas probadas al cierre de 2020; principales países.

**Reservas probadas al inicios del 2021;
principales países**

Lugar	Pais	Miles de millones de barriles	Participación sobre el total mundial
1	Venezuela	303.8	17.5%
2	Saudi Arabia	297.5	17.2%
3	Canada	168.1	9.7%
4	Iran	157.8	9.1%
5	Iraq	145.0	8.4%
6	Russian Federation	107.8	6.2%
7	Kuwait	101.5	5.9%
8	United Arab Emirates	97.8	5.6%
9	US	68.8	4.0%
10	Libya	48.4	2.8%
11	Nigeria	36.9	2.1%
12	Kazakhstan	30.0	1.7%
13	China	26.0	1.5%
14	Qatar	25.2	1.5%
15	Algeria	12.2	0.7%
16	Brazil	11.9	0.7%
17	Norway	7.9	0.5%
18	Angola	7.8	0.4%
19	Azerbaijan	7.0	0.4%
20	Mexico	6.1	0.4%
	Total	1667.4	96.3%
	Total Mundial	1732.4	100.0%
	Paises miembros de la OCDE	260.0	15.0%
	Paises miembros de la OPEP	1214.7	70.1%
	Paises sin asociación	257.7	14.9%

Es importante resaltar, hasta este punto que la OPEP, se encuentra integrada por los principales países con mayores reservas en el mundo (**ver Figura 10**), recordando el objetivo de la misma: *“coordinar y unificar las políticas petroleras, asegurar la estabilización de los mercado para asegurar un suministro eficiente, económico y regular para los consumidores, un ingreso estable para los productores y un rendimiento justo del capital para quienes invierten en la industria del*

*petróleo*²¹, lo que hace coherente que estos países formen parte de la organización, más adelante analizaremos si el hecho de formar parte de los países con mayores reservas, se vuelven los países con mayor producción de crudo y por ende los más influyentes en el mercado.

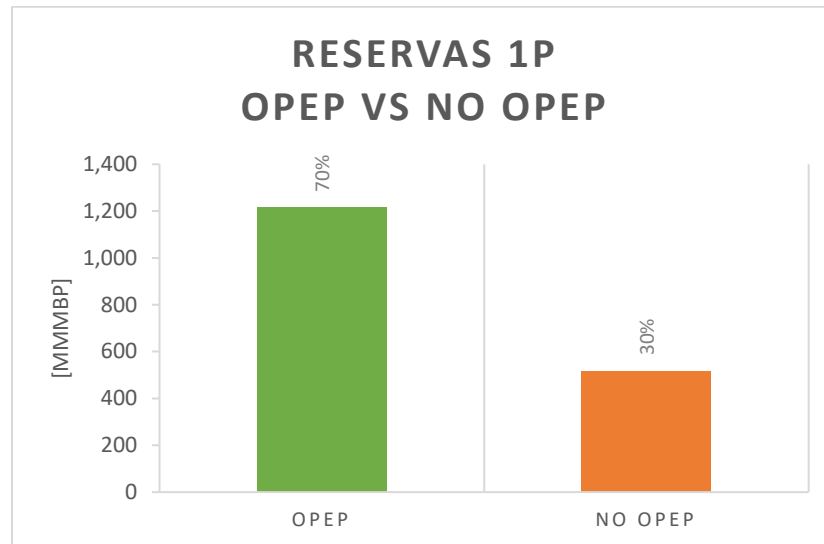


Figura 10. Reservas probadas año 2020.

El aumento de las reservas probadas de petróleo en la última década (2010-2020) es de 1.3%, pasando de 1,674.3 a 1,732.4 [MMMb]. La región con mayor crecimiento es Centro y Sudamérica con un incremento de 18.7% en el período, ver **Figura 11**. Este comportamiento se atribuye a la incorporación de reservas por parte de Venezuela, ya que desde el año 2007 el país tuvo una expansión de 173% de reservas probadas, pasando de 194.3 a 233.3 [MMMb] en un año.

²¹ OPEC. (2023)- "OPEC: Our Mission.". Recuperado de https://www.opec.org/opec_web/en/about_us/23.html

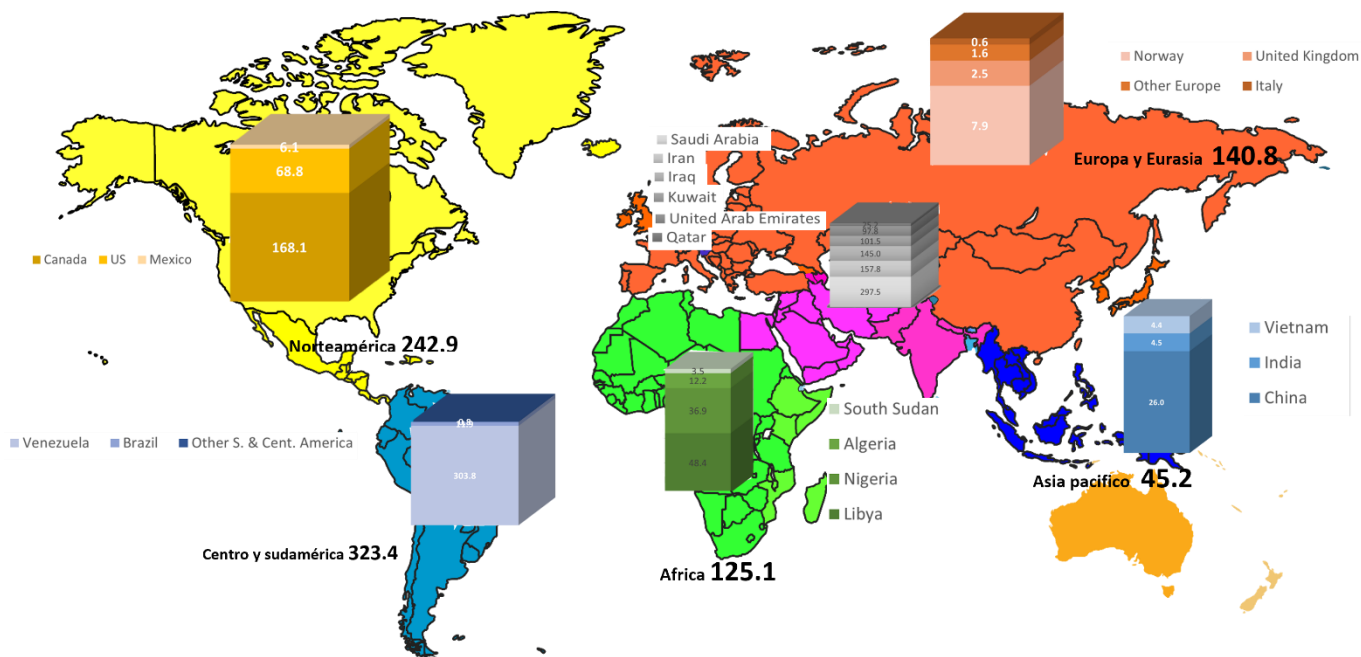


Figura 11. Panorama general de reservas probadas en el mundo (MMMb).

En este mismo contexto, la región de África presentó un aumento de 7.2% en la incorporación de reservas, pasando de 124.9 [MMMb] en 2010 a 125.1 [MMMb] en 2020. Los países que contribuyeron al crecimiento de reservas de esta región fueron Libia con 0.4% de incremento interno, República del Congo con 3.7% y otros países en conjunto con 19.7% a 3.8 [MMMb].

3.2.2 Producción mundial de petróleo

A inicios de 2021, la producción mundial de petróleo fue de 89,877 miles de barriles diarios [Mbd], presentando un incremento de 1.6% con respecto al 2020. El país con mayor producción es Estados Unidos con 16,585 [Mbd], seguido de Arabia Saudita con 10,954 [Mbd], Federación Rusa con 10,944 [Mbd] y Canadá con 5,429 [Mbd], por mencionar los cuatros mayores productores a nivel mundial.

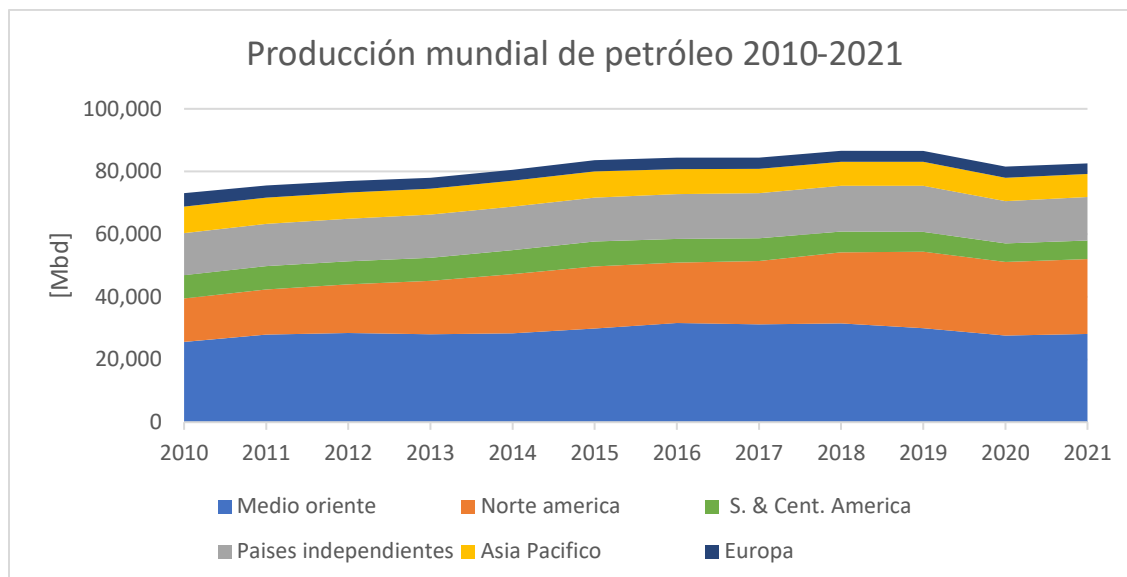


Figura 12. Producción mundial de petróleo (2010-2021) [Mbd].

La región con mayor aportación de producción de petróleo es Medio Oriente, contribuyendo con 31.3% de la producción mundial, alcanzando 28,156 [Mbd] a finales de 2020. Entre los países que presentan mayor producción en la región se encuentran Arabia Saudita, Irán, Irak, Kuwait y los Emiratos Árabes Unidos, contabilizando entre ellos una producción de 25,085 [Mbd] o 89.14% del total de la región. Aunque el crecimiento de la región ha sido positivo, algunos de los países de mayor producción han presentado recesos con respecto al período de 2020 a 2021. Es el caso de Yemen, el cual presentó una reducción de 23.7% de su producción en el período, pasando de 88 [Mbd] en 2020 a 67 [Mbd] en 2021.

La segunda región con mayor producción de petróleo fue Norteamérica con 26.6% del total mundial. Esta región es liderada por los Estados Unidos, país que incrementó su producción en 0.8% entre 2020 y 2021, alcanzando 16,585 [Mbd]. Canadá logró la segunda posición en la región presentando un aumento de 5.8% en su producción en el mismo período llegando a 5,429 [Mbd]. Por el contrario, México igualmente presentó en la producción un aumento del 0.8% en comparación con 2020.

La tercera región con mayor contribución de la producción de petróleo fueron los estados independientes²² CIS, contabilizando 15.4 % del total mundial a finales de 2021, estos casos se ven ejemplificados en la **Figura 12**.

En la clasificación mundial del 2021, el país que sorprende ahora liderando el abasto internacional de petróleo es Estados Unidos cubriendo 22.4% de la producción

²² Estados Independientes por sus siglas en inglés: CIS (Armenia, Azerbaiyán, Bielorrusia, Kazajistán, Kirguistán, Moldavia, Rusia, Tayikistán y Uzbekistán)

mundial. En seguida se encuentran Arabia Saudita con 14.8% y Federación Rusa con 14.76%. En comparación con el año 2020, Canadá ascendió a la cuarta posición, finalmente, Iraq no presentó cambio en su posición respecto al ranking mundial desde el 2012, posicionándolo en el quinto lugar; por su parte, México se mantuvo en la posición 12 del ranking mundial con 1,928 [Mbd].

Por otro lado, la producción de la OPEP genera un balance importante en el mercado mundial de petróleo. Se puede apreciar en la **Figura 13**, la producción de la OPEP se ha mantenido por debajo de los 35,000 [Mbd] o menor al 42% de la producción mundial. Durante 2021, la OPEP registró 31,745 [Mbd]. Así como la **Figura 14**, nos muestra la producción de la OPEP vs Resto del mundo, del 2007 al 2021, observando una mayor producción de estos últimos.

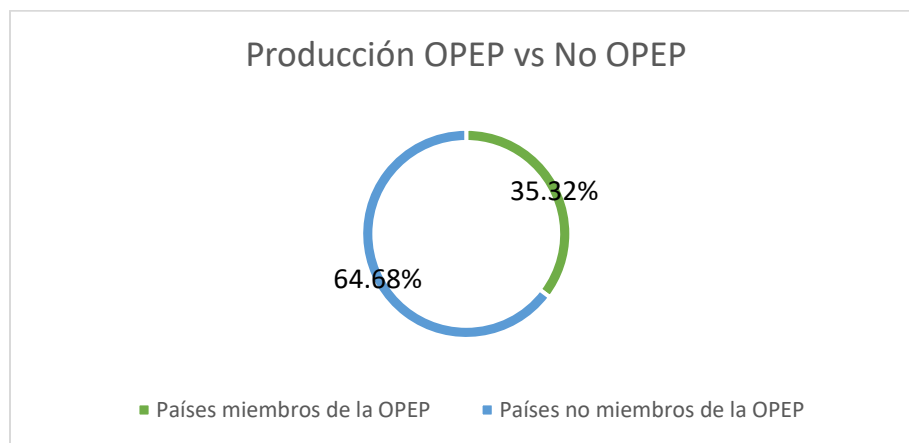


Figura 13. Producción OPEP vs No OPEP.

Tabla 3. Ranking de principales productores de petróleo a nivel mundial (2020-2021)[Mbd]].

Posición	País	2020	2021	Variación % 2020-2021	Porcentaje mundial
1	US	16,458	16,585	0.77%	22.4%
2	Saudi Arabia	11,039	10,954	-0.78%	14.8%
3	Russian Federation	10,667	10,944	2.53%	14.8%
4	Canada	5,130	5,429	5.50%	7.3%
5	Iraq	4,114	4,102	-0.27%	5.5%
6	China	3,901	3,994	2.34%	5.4%
7	United Arab Emirates	3,693	3,668	-0.70%	4.9%
8	Iran	3,084	3,620	14.81%	4.9%
9	Brazil	3,030	2,987	-1.44%	4.0%
10	Kuwait	2,695	2,741	1.67%	3.7%
11	Norway	2,003	2,025	1.09%	2.7%
12	Mexico	1,912	1,928	0.83%	2.6%
13	Kazakhstan	1,828	1,626	-12.42%	2.2%
14	Qatar	1,806	1,806	0.00%	2.4%
15	Nigeria	1,714	1,746	1.82%	2.4%
Total primeros 15		73,073	74,154	1.46%	82.5%
Total resto del mundo		15,421	15,723	1.92%	
Países miembros de la OCDE		28,198	28,405	0.73%	31.6%
Países no miembros de la OCDE		60,296	61,471	1.91%	68.4%
Países miembros de la OPEP		30,839	31,745	2.86%	35.3%
Países no miembros de la OPEP		57,655	58,131	0.82%	64.7%

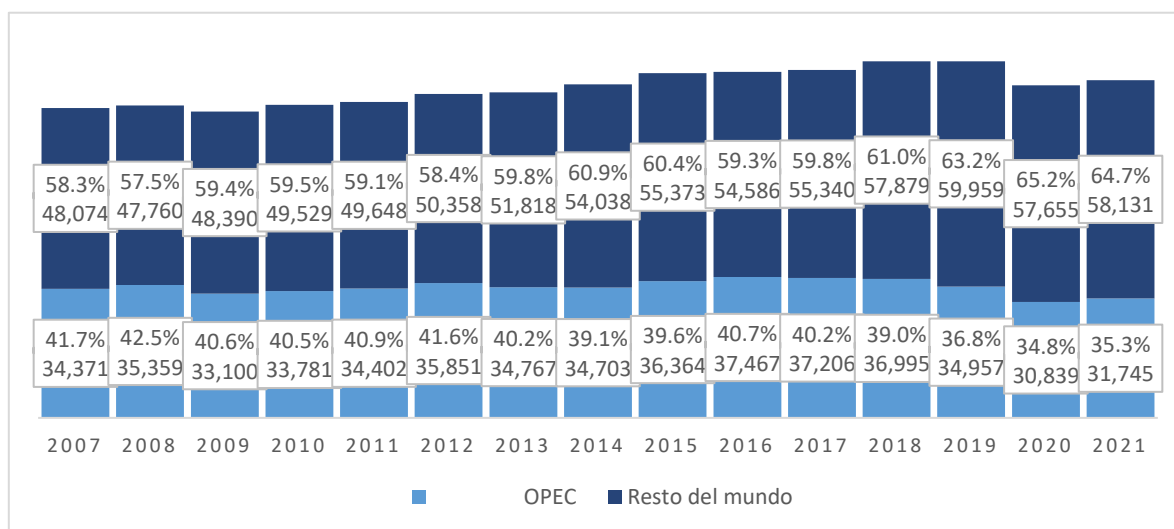


Figura 14. Producción de petróleo en países de la OPEP vs No OPEP

3.2.3 Consumo mundial de petróleo

El consumo mundial de petróleo al cierre de 2021 fue de 94,088 [Mbd] con un crecimiento de 5.7% respecto a 2020. Los países de la OCDE representaron 45.6% de dicho consumo, mientras el restante 54.4% correspondió a los no-miembros. En este contexto, la región de la OCDE tuvo un ligero avance en el consumo de petróleo, el cual presentó un incremento de 6.4%, llegando a 42,941 [Mbd] al cierre de 2021.

En lo que concierne a las regiones del mundo, Asia Pacífico es la que mayor petróleo demanda, llegando a 35,806 [Mbd] a finales de 2021 y un crecimiento de 4.9% con respecto al año 2020, ver **Figura 15**. De los países con mayor consumo en volumen de la región, China registró un aumento en consumo de 15,442 [Mbd], seguido por India con 4,878 [Mbd] y Japón con 3341 [Mbd]. Además, China es el segundo país con mayor consumo de petróleo en el mundo, este país ha presentado un crecimiento promedio anual de 4.8% en el consumo de petróleo en los últimos diez años (2011-2021).

La segunda región con mayor consumo de petróleo es Norteamérica con 22,264 [Mbd], que representa el 23.7% del total mundial al cierre de 2021. Estados Unidos es el mayor consumidor mundial, con 18,684 [Mbd] durante el mismo año. México y Canadá presentaron un aumento en el consumo de petróleo en el mismo período. En el caso de México, el incremento fue de 2.9%, alcanzando 1,350 [Mbd]. Por su parte, Canadá tuvo un crecimiento de 1.7%, reportando 2,229 [Mbd] de consumo para el mismo período.

Por lo que respecta a la región de Europa y Eurasia, se coloca en la tercera posición como mayor consumo de petróleo, con el 19 % del total del consumo mundial, las regiones presentan una tasa anual de 5.6% alcanzado 17,834 [Mbd] al final de 2021. El país líder en esta región es Arabia Saudita, pues al cierre de 2021 consumió alrededor de 3,595 [Mbd], presentando un incremento de 1.2% en comparación a 2020. En seguida se encuentra Rusia, con un consumo de 3,407 [Mbd], el cual presentó un aumento de 6.1%.

En lo que respecta al ranking mundial de países consumidores de petróleo, debe observarse que los 15 principales países representan el 70.1% del consumo total mundial. El país líder es Estados Unidos con 19.9% del consumo de petróleo total mundial. Le sigue China con 16.4% e India con 5.2%. En lo que respecta a México, el país permaneció en la posición No. 14 del ranking. Datos mostrados en la **Tabla 4**.

Tabla 4. Principales consumidores de petróleo a nivel mundial (2020-2021).

Posición al 2021	País	2020	2021	Variación en el consumo 2020-2021	Porcentaje Mundial
1	US	17,183	18,684	8.7%	19.9%
2	China	14,408	15,442	7.2%	16.4%
3	India	4,701	4,878	3.8%	5.2%
4	Saudi Arabia	3,552	3,595	1.2%	3.8%
5	Russian Federation	3,210	3,407	6.1%	3.6%
6	Japan	3,269	3,341	2.2%	3.6%
7	South Korea	2,630	2,813	6.9%	3.0%
8	Brazil	2,134	2,252	5.5%	2.4%
9	Canada	2,191	2,229	1.7%	2.4%
10	Germany	2,049	2,045	-0.2%	2.2%
11	Iran	1,673	1,690	1.0%	1.8%
12	Indonesia	1,398	1,471	5.2%	1.6%
13	France	1,307	1,424	9.0%	1.5%
14	Mexico	1,313	1,350	2.9%	1.4%
15	Singapore	1,343	1,330	-1.0%	1.4%
Total primeros 15 países		62,362	65,952	5.8%	70.1%
Total resto del mundo		26,384	28,136	6.6%	29.9%
Países de la OCDE		40,360	42,941	6.4%	45.6%
Países no miembros de la OCDE		48,386	51,147	5.7%	54.4%

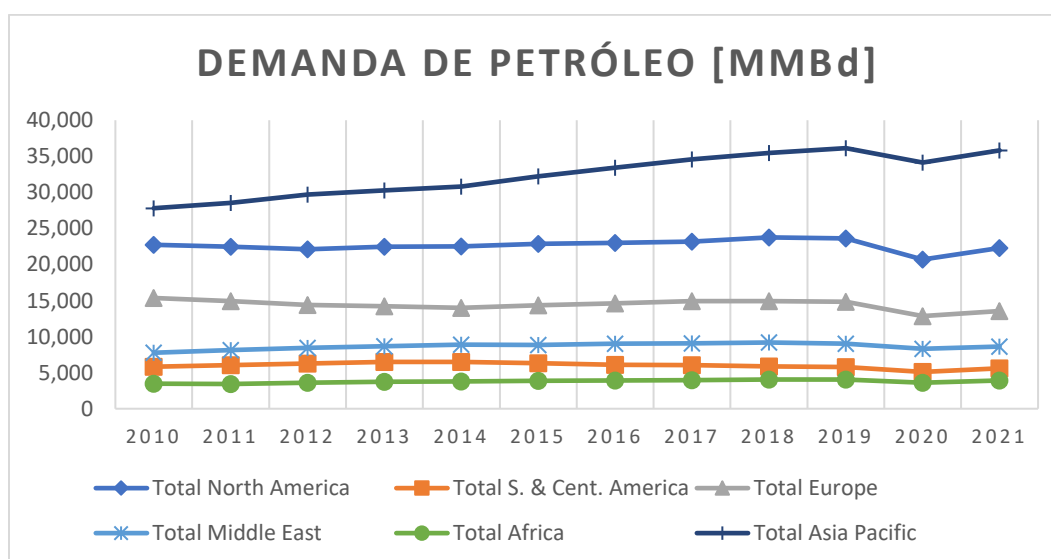


Figura 15. Demanda de petróleo por región [MMBd].

3.3 Mercados relevantes para México

3.3.1 Precio del petróleo

El precio de la mezcla mexicana ha seguido una tendencia similar a la de los crudos marcadores (WTI²³ e Ice Brent), mostrando un alza de 18.4% con respecto a 2020, alcanzando 54.34 [US\$/b] americanos por barril de petróleo [US\$/b].

Es importante distinguir que el precio del petróleo WTI se ha mantenido ligeramente por arriba del correspondiente a la mezcla mexicana de exportación desde el año 2014 y en 2021 con una variación de 1.8% y precio de \$54.34 [US\$/b].

En el análisis de estos últimos 10 años, se observa que la mezcla mexicana de exportación mantiene una amplia relación y tendencia con los marcadores internacionales de mayor consulta, denotando que el crudo mexicano, por su calidad sigue siendo rentable y viable para exportar, además de no depreciarse; observando la tendencia que siguen los crudos en la **Figura 16**.

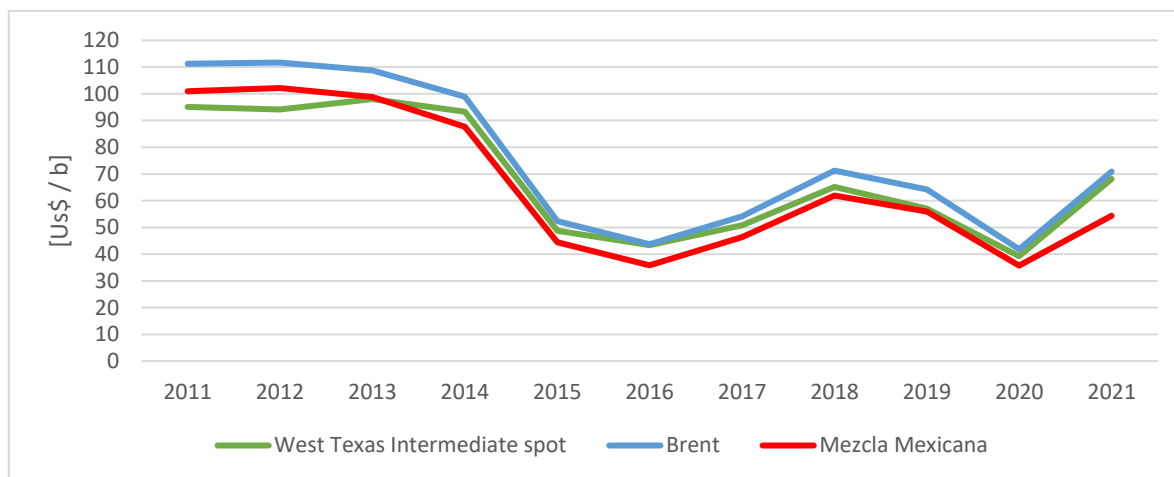


Figura 16. Precios spot de los crudos WTI, Brent y Mezcla mexicana de exportación, 2011-2021 (US\$/b).

3.3.2 Comercio internacional de petróleo

Existen factores que provocan la declinación en las **exportaciones** de petróleo a nivel mundial. Se estima que el incremento de la demanda y la capacidad de refinación en Latinoamérica absorberán algunos barriles adicionales producidos en esta región e incluso liderarán la declinación de exportación de petróleo proveniente del Medio Oriente y la Ex Unión Soviética.

En la última década, la exportación mundial de petróleo ha presentado una tasa de crecimiento anual de 1.84%, llegando a contabilizar un volumen de 66,958 [Mbd] al final de 2021. Para este mismo año, las regiones con mayor participación de las

²³ WTI: West Texas Intermediate

exportaciones mundiales fueron el Medio Oriente con 21.0%, seguido de Norteamérica con 20.6% y Rusia con 12.3%.

En lo que respecta al comportamiento histórico de la exportación de petróleo, la región del Medio Oriente ha liderado este rubro por varias décadas. El Medio Oriente ha sido históricamente la zona de donde emanan las exportaciones de crudo, observando la participación de algunos países miembros de la OPEP, como protagonistas de exportación de crudo a nivel mundial. Durante la última década la tasa de crecimiento anual de sus exportaciones de crudo aumentó 1.4%, al cierre de 2021 el Medio Oriente exportó alrededor de 14,074 [Mbd].

La segunda región con mayores exportaciones fue la Norteamérica mostrando una tasa de crecimiento de 5.2% durante la última década con lo que alcanzó un volumen de 13,793 [Mbd] al final de 2021, el país con la mayor contribución fue Estados Unidos con 7,892 [Mbd] en el mismo año; en el caso de México, el país ha presentado una declinación constante en sus exportaciones, con una reducción en la tasa de crecimiento de 1.8% entre 2011 y 2021.

En tercer lugar, se encuentra Rusia, la cual tuvo un volumen de exportación de 8,234 [Mbd] a finales de 2021, mostrando una tasa de crecimiento de 1.0% durante la última década. Los párrafos de datos de exportación se observan en la **Figura 17**.

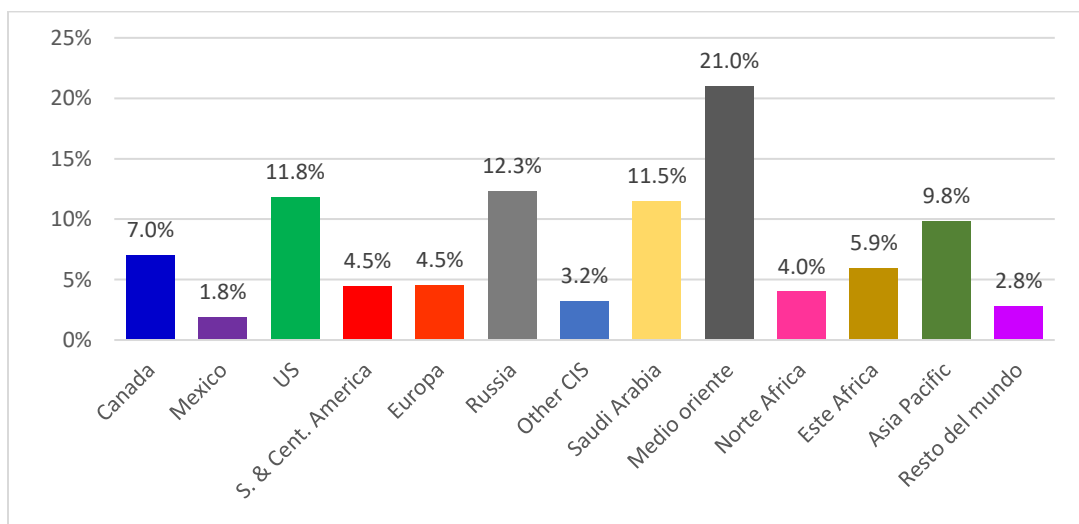


Figura 17. Exportación de petróleo a nivel mundial, 2021.

En lo que concierne a las importaciones de petróleo, éstas han crecido a un promedio anual de 1.84% durante la última década. El volumen de petróleo importado a nivel mundial alcanzó 66,958 [Mbd] al cierre de 2021; 3.0 % de incremento en comparación a 2020.

El mayor **importador** de petróleo es Europa como se observa en la **Figura 18**, alcanzando un volumen de importación de 13,522 [Mbd] a finales de 2021. Este país tiene un mercado de petróleo diversificado internacionalmente, el cual es abastecido en gran medida por Canadá, Estados Unidos, Sur-Centro América y la CIS.

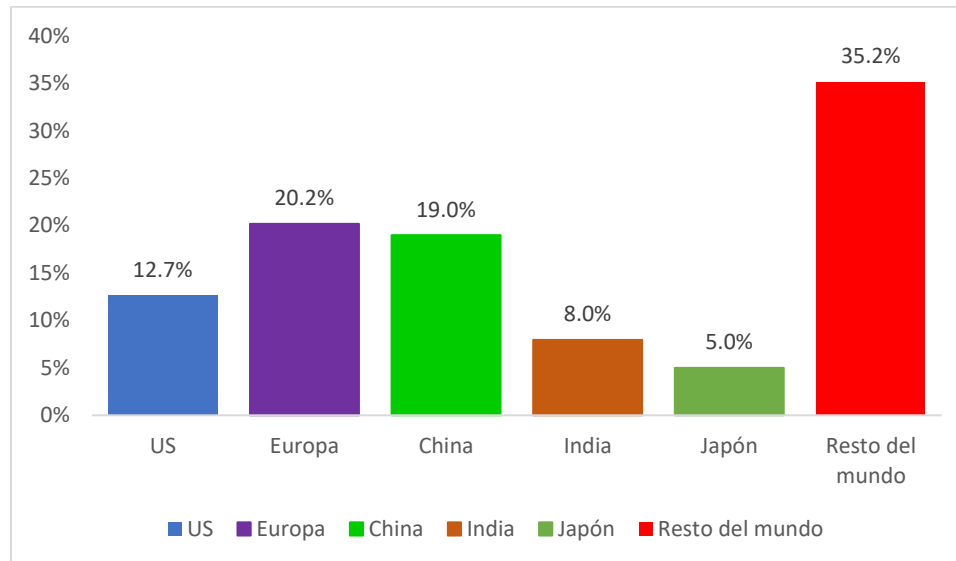


Figura 18. Importación de petróleo a nivel mundial, 2021.

En los primeros 15 países exportadores e importadores de petróleo, se muestra que la suma de exportación de crudo, entre dichos países contabilizó 34,327.1 [Mbd] para 2021, siendo esto el 51.7% del total de petróleo exportado en 2021, el decremento entre el 2020 y 2021 se calculó en 2.27%. Por otro lado, las importaciones de crudo contabilizaron 35,106.3 [Mbd] al cierre de 2021, por lo que representa 52.4% del total mundial al cierre del mismo año.

Entre los países exportadores, Arabia Saudita mantiene el liderato, aun con una reducción en su tasa de 6.92% entre 2020 a 2021, Rusia mantiene la misma posición respecto al año anterior, pero con una reducción en su crecimiento de 2.36%, Iraq en tercer lugar, con un incremento de sus exportaciones alcanzando 0.32%, en cuanto a México encontrándose en la 12ª posición se redujo su tasa en 9.81%, debido a la declinación en la producción de los campos del país.

México mantiene exportaciones de petróleo a Estados Unidos, Sur-Centro América y Europa. Aproximadamente el 57% de la producción de petróleo en México se dirige al mercado de exportación, factor que se ha traducido en un elemento estructural necesario para el crecimiento económico.

Por otro lado, los 15 mayores importadores de aceite, presentando un incremento en 2021 de 102.9 [Mbd] con respecto a 2020, o una tasa de incremento de 1.62%. Esta lista la encabeza por China, alcanzando 10,301.2 [Mbd].

La **Tabla 5**, resume de manera general el top de países exportadores e importadores del mundo.

Tabla 5. Principales países exportadores e importadores de petróleo, 2020-2021. (Mbd).

Países Importadores					Países Exportadores				
Lugar	País	2020	2021	Variación 2020-2021	Lugar	País	2020	2021	Variación 2020-2021
1	China	10,852.6	10,301.2	-5.35%	1	Saudi Arabia	6,658.6	6,227.4	-6.92%
2	United States	5,875.0	6,110.0	3.85%	2	Russia	4,617.0	4,510.5	-2.36%
3	India	4,033.0	4,243.8	4.97%	3	Iraq	3,428.4	3,439.6	0.32%
4	South Korea	2,660.4	2,613.0	-1.81%	4	Canada	3,145.6	3,195.0	1.55%
5	Japan	2,472.4	2,493.0	0.83%	5	United States	3,206.0	2,980.0	-7.58%
6	Germany	1,665.7	1,644.6	-1.28%	6	United Arab Emirates	2,418.4	2,304.9	-4.92%
7	Italy	1,014.2	1,145.3	11.44%	7	Kuwait	1,826.3	1,740.5	-4.93%
8	Spain	1,104.6	1,134.2	2.61%	8	Nigeria	1,879.3	1,592.3	-18.02%
9	Netherlands	997.8	1,059.9	5.86%	9	Norway	1,501.8	1,563.4	3.94%
10	Thailand	837.3	862.8	2.96%	10	Kazakhstan	1,416.8	1,323.0	-7.09%
11	Singapore	752.9	793.1	5.06%	11	Brazil	1,401.0	1,292.3	-8.41%
12	United Kingdom	713.1	727.0	1.92%	12	Mexico	1,198.5	1,091.4	-9.81%
13	France	666.2	683.2	2.49%	13	Libya	347.2	1,090.6	68.17%
14	Canada	766.8	660.9	-16.03%	14	Angola	1,219.7	1,079.5	-12.98%
15	Turkey	591.4	634.4	6.77%	15	Oman	859.9	896.7	4.11%

3.4 Tendencias mundiales de los mercados

3.4.1 Petróleo

En 2020, hubo una disminución significativa de la demanda de petróleo debido a la pandemia de SARS-COV-2 y las medidas de confinamiento implementadas en todo el mundo. Esto provocó una caída drástica en los precios del petróleo, llegando a alcanzar valores negativos en los mercados más influyentes a nivel mundial.

A medida que se levantaron las restricciones y la economía mundial ha comenzado a recuperarse, se ha observado una tendencia gradual de la demanda de petróleo. Sin embargo, la volatilidad persiste y el mercado petrolero es susceptible a diversos factores, como los cambios en la producción de petróleo de los principales países productores (como la OPEP y sus aliados), las tensiones geopolíticas en las regiones productoras, las políticas energéticas de los países consumidores y las perspectivas económicas globales.

Desde el punto de vista de la oferta, se considera que el mundo cuenta con suficientes reservas de petróleo para satisfacer la demanda global por muchas décadas. Sin embargo, a pesar de que se pronostique la disponibilidad de suficientes reservas de petróleo, muchas incertidumbres permanecen que podrían impactar la demanda de petróleo en el corto y largo plazo.

3.4.2 Oferta de petróleo

En el mediano plazo la oferta de petróleo contempla riesgos tales como la incertidumbre en las tasas de declinación de los campos actualmente en producción y la probabilidad de éxito de nuevos descubrimientos de petróleo en zonas cercanas a campos o yacimientos que aún están en desarrollo o se espera sean desarrollados durante los próximos años.

El crecimiento de la oferta en países no OPEP se incrementa paulatinamente durante el mediano plazo, alcanzando aproximadamente 58,131 [MBPD] durante el período 2020-2021. Por su parte, la producción de líquidos de la OPEP hasta el 2021 produjo 31,745 [MBPD].

En lo que respecta a la oferta a largo plazo, un resultado central que emerge de las evaluaciones de la oferta de petróleo es que los recursos son abundantes y que las fuentes de esta oferta son ampliamente diversas. Las proyecciones de la oferta de petróleo y líquidos del gas están basadas en las estimaciones del Reporte Geológico de los Estados Unidos para los recursos recuperables finales de crudo y líquidos del gas para el año 2035.

De acuerdo con las estimaciones de OPEP²⁴, la oferta mundial de petróleo será de 100.6 [MMBPD] en 2045, lo que representa un incremento de 0.5% promedio anual durante el período 2021-2045. En el caso de la oferta de petróleo de países no OPEP para el largo plazo, el pronóstico agrega el potencial de otras fuentes de energía que pudieran adicionarse a lo largo del período de proyección, aunque estas fuentes de hidrocarburos estarán sujetas a sus propias restricciones y desafíos. La oferta total de petróleo en los países no-OPEP representa más de 42.4 [MMBPD] durante el período.

3.5 Demanda de petróleo

3.5.1 México y su participación en el mercado petrolero.

El petróleo como fuente de energía desempeña un papel muy importante a nivel mundial y nacional, es por ello, la importancia de observar su empleo y el valor que tiene en el desarrollo de todas las actividades económicas.

El consumo de energía mundial durante la última década ha ido en aumento, no obstante, en el año 2019-2020, se observa un leve decremento debido a causas naturales, por ejemplo, el virus SARS-coV-2. Sin embargo, tiende nuevamente al incremento del uso de todas las fuentes de energía.

²⁴ OPEP Secretariat, (2022), "World Oil Outlook 2045", OPEP.

Durante el paso del tiempo y hasta la última década se han observado las 6 principales fuentes de energía:

1. Petróleo.
2. Gas natural.
3. Carbón.
4. Energía nuclear.
5. Hidroeléctrica.
6. Energías renovables: solar, eólica, geoenergía, biomasa, entre otras.

Con ello dichas energías se ha desempeñado de manera distinta, dependiendo del país donde se esté implementando, aunado a la capacidad de tecnología con la que cuenta.

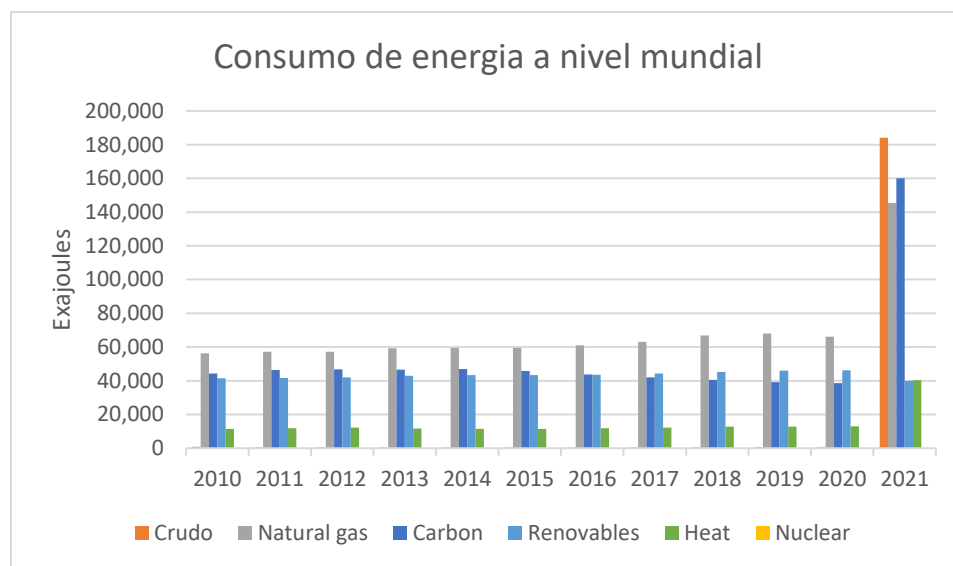


Figura 19. Consumo de energía mundial, 2010-2020.

A nivel global, se tienen diferentes tendencias respecto al tipo de energía que se analiza:

- El crudo, por lo menos, desde el 2010 ha producido más del 30% del consumo de energía a nivel mundial con un ligero decremento en los últimos dos años, sin embargo, lo sigue posicionando como el principal proveedor de energía a nivel mundial.
- El gas natural, ha tenido un ligero incremento en esta última década de 2% manteniéndolo al igual que el crudo, como uno de los energéticos más influyentes para la generación de energía; así llegando a la conclusión de que los hidrocarburos generan más del 55% de la energía a nivel mundial como se observa en la **Figura 19**.
- El carbón, como primera fuente de energía en ser utilizada a lo largo de la historia, sigue manteniéndose en el top 3, aportando hasta el 2020 el 27 % a

nivel mundial, como se observa en la **Figura 20**, se observa un ligero decremento durante esta década, sin embargo, eso no ocasiona que pierda su lugar en los actores más importantes para proveer energía.

- La energía nuclear, el principal problema con la energía nuclear y su “estancamiento” como proveedor de energía es su “dificultad” de poder lograr un control en ello, además de distintos intereses políticos, dado a diferentes teorías y causas, mantienen a esta energía en un porcentaje de participación de casi el 5%.
- Las energías renovables han crecido poco a poco, pero a nivel mundial, se observa que es muy poca su participación en el consumo de energía respecto a las demás energías, hasta el 2021 han obtenido un 6.7% de participación, y pese a los distintos panoramas de mayor tiempo donde muestran una tendencia creciente y con mayor participación en la energía mundial.

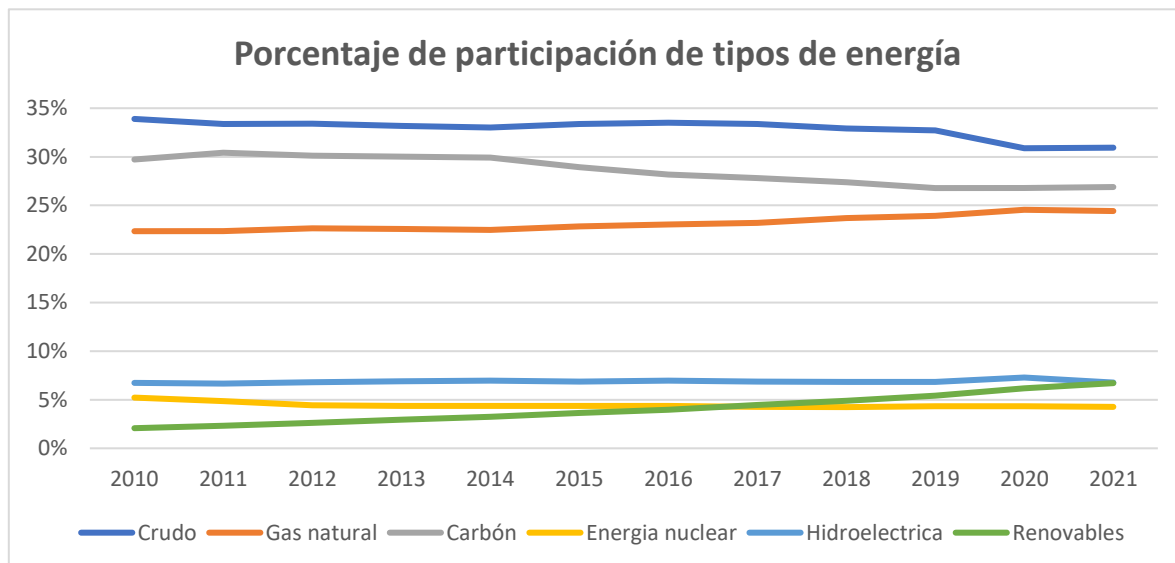


Figura 20. Porcentaje de participación de tipos de energía, 2010-2021.

Para las regiones del mundo, observamos el porcentaje de consumo por tipo de energía.

Dichos análisis de datos muestran que en Norteamérica (región donde México se encuentra), al menos el 70% es gracias al uso de los hidrocarburos (crudo 36.99% y gas natural 32.74%) en el 2021. Es por ello la importancia del hidrocarburo hasta la fecha (Ver **Figura 21**). Ya que se observa, independientemente de las nuevas alternativas de transformación de energía, la alta dependencia aun a las energías fósiles.

En México, se observa, al igual que el resto del mundo y la región norteamericana, la misma dependencia de los hidrocarburos, como se observa en la **Figura 22**.

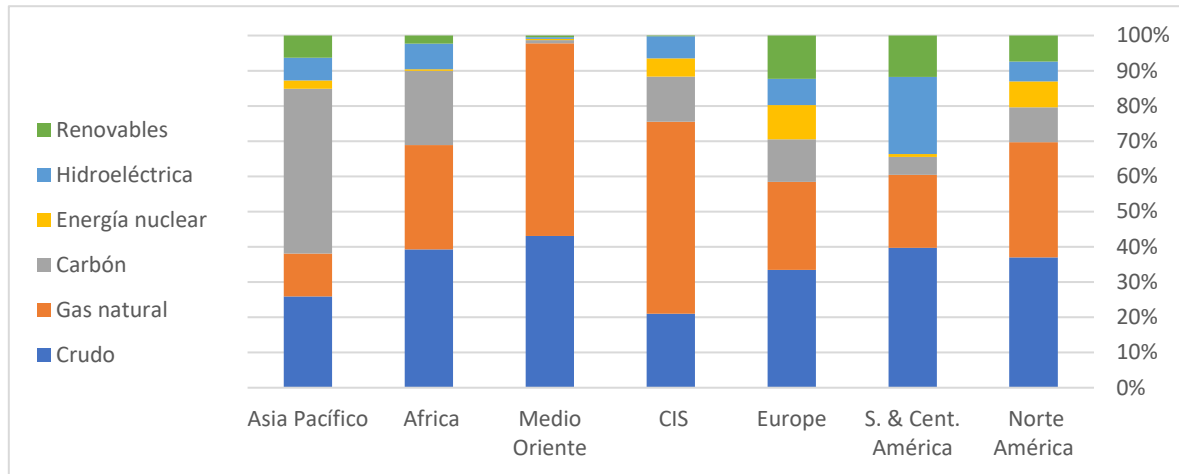


Figura 21. Porcentaje de consumo de energía por región, 2021.

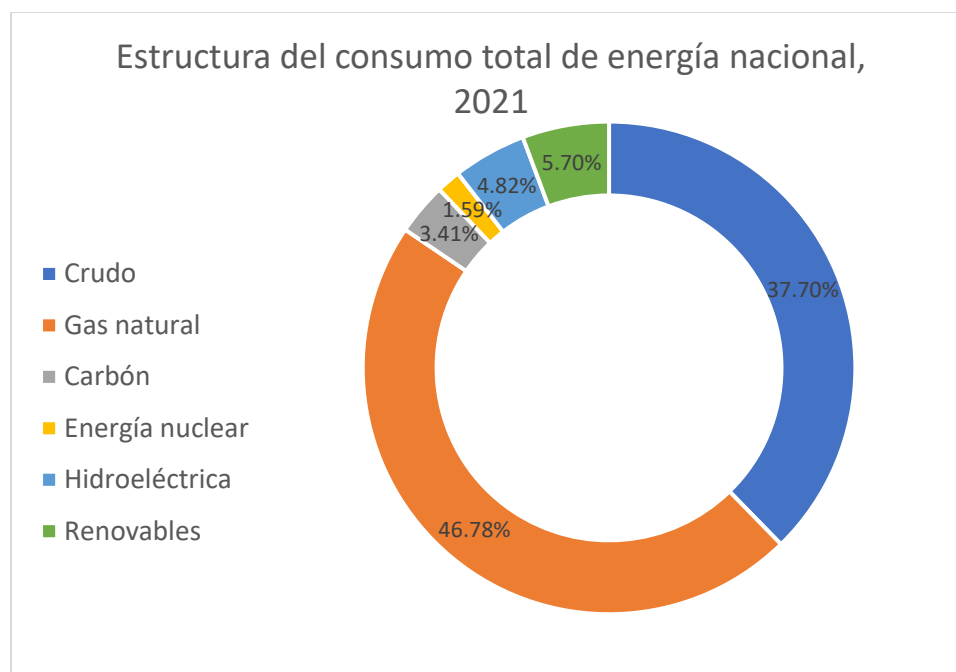


Figura 22. Estructura del consumo total de energía nacional, 2021.

FUENTE: Elaboración propia con información de BP, BP Statistical Review of World Energy, edición 2022.

El consumo actual de energía en México se basa, en su mayoría, del uso de recursos no renovables (hidrocarburos), con más del 80% de uso en el país, posicionando al crudo y gas natural como las primeras fuentes de energía usadas en el país, dejando en posiciones inferiores al carbón, energía eléctrica y a las energías renovables.

En resumen, es necesario resaltar el verdadero uso del hidrocarburo para la generación de energía y en otros sectores del mundo y creer que podríamos seguir produciendo la misma energía sin el mismo (ver **Figura 23**).

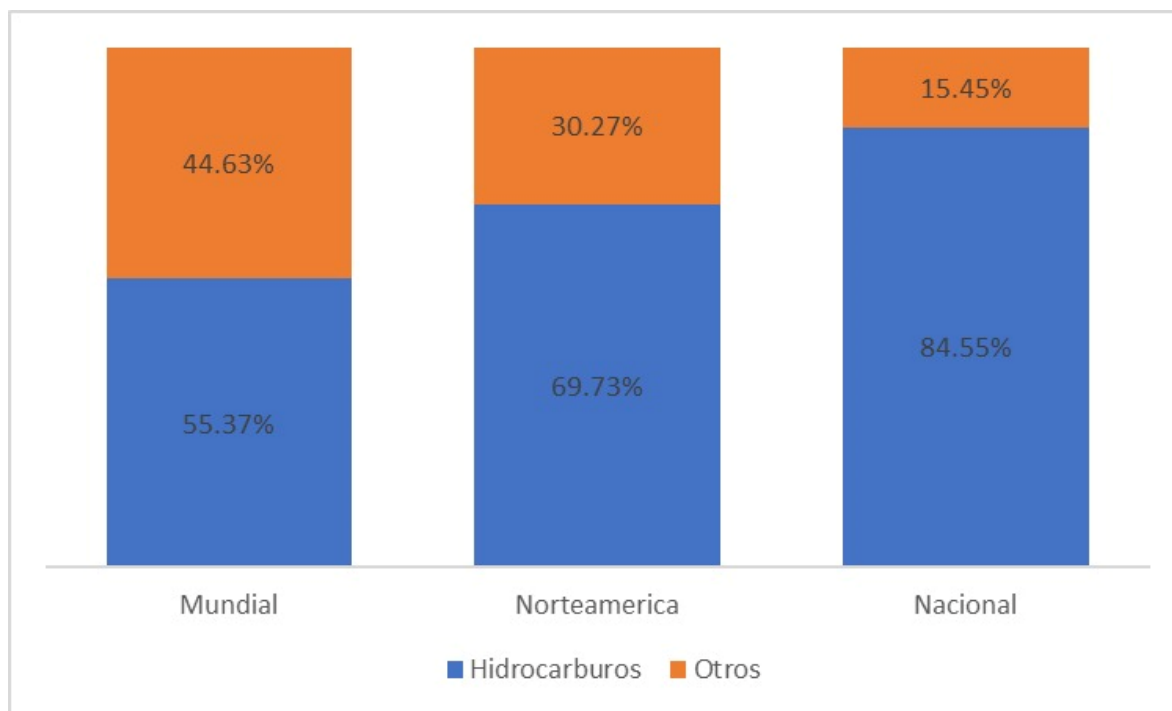


Figura 23. Porcentaje de participación de hidrocarburos.

3.6 Producción mundial de energía primaria (2010-2021)

Debido a las políticas internacionales y a los objetivos y metas de la Agenda de 2030 propuesta por la ONU, se mencionan como objetivos proveer de energía a países en vías de desarrollo y con una denotable pobreza, así mismo como de producir energía no contaminante para el medio ambiente, impulsando las energías renovables y reducir en gran medida las emisiones de efecto invernadero.²⁵

De acuerdo con los datos del “World Energy Balances”, la producción mundial de energía primaria²⁶, actualizada hasta el año 2020, muestra la mayor caída de producción respecto al año anterior esto debido a las circunstancias acontecidas por el virus SARS-coV-2, provocando una pandemia y suscitando grandes pérdidas en todos los mercados, siendo el energético de los más afectados. En particular esto originado por los “negocios en papel”, refiriéndose a la acción de vender más

²⁵ ONU. (s.f.). “Objetivos de Desarrollo Sostenible.” Recuperado el 30 de abril de 2023, de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>

²⁶ Energía primaria: Son energías producidas por carbón y sus derivados, crudo, gas natural, nuclear y renovables.

barriles de petróleo con los que se contaban físicamente, promoviendo una caída súbita en el mercado de hidrocarburos, inclusive dando números negativos.

Contamos con la producción de energía suministrada por crudo en primer lugar de 176,809 [PJ], en segundo lugar con 160,001 [PJ] energías a base del carbón y sus derivados, en tercer lugar al gas natural con 139,092 [PJ], seguido de las energías renovables con 87,459 [PJ] y finalmente las energías nucleares con 29,195 [PJ], las producciones están ordenadas de las producciones más representativas a las menos representativas, demostrándonos que el eje central de consumo de energía sigue siendo de los combustibles fósiles como se muestra a continuación en la **Figura 24**.

Representando una producción total de 617,500 [PJ] en el año 2019 y 592,625 [PJ] en el año 2020, reflejando una disminución de la producción de 4.03% respecto al año anterior.

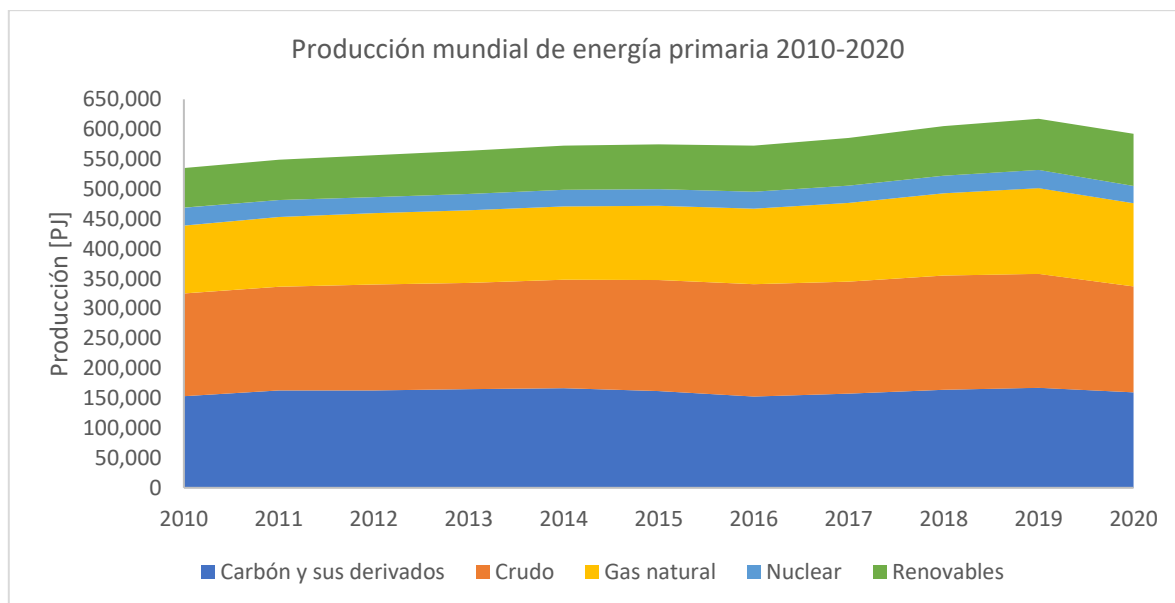


Figura 24. Producción mundial de energía primaria 2010-2020.

Fuente: Elaboración propia con información de World Energy Balances, AIE, edición 2022.

De otra forma podemos verlo reflejado en cuanto a porcentaje en la **Figura 25**, mostrando el porcentaje de participación de cada energía, en primer lugar con 29.83% las energía producidas por crudo, en segundo lugar con 27.00% energías a base del carbón y sus derivados, en tercer lugar al gas natural con 23.47%, seguido de las energías renovables 14.76% y finalmente las energías nucleares con 4.93%, deseo subrayar que la suma de crudo y gas natural representa un 53.31% de la producción mundial, indiscutiblemente las energías producidas por hidrocarburos aun lideran la producción mundial.

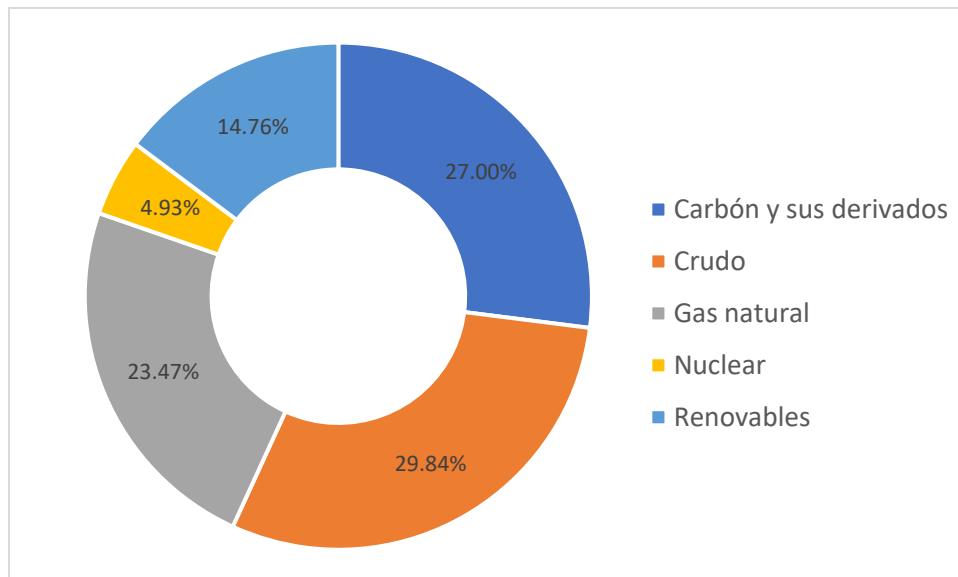


Figura 25. Producción mundial de energía primaria 2020. Fuente: Elaboración propia con información de World Energy Balances, AIE, edición 2022.

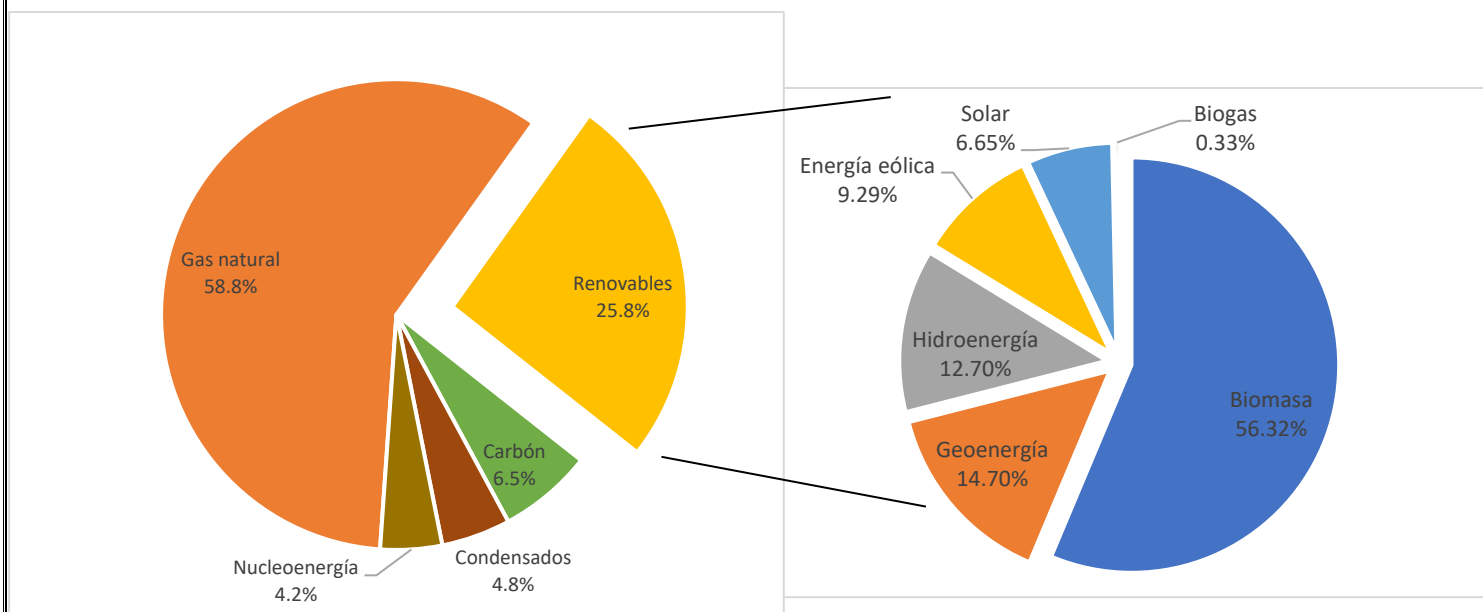


Figura 26. Estructura de la producción de energía primaria 2020. Fuente: Elaboración propia con información de World Energy Balances, AIE, edición 2022.

Se observa que la producción de energía en México proveniente de las energías fósiles, mostrado en la **Tabla 6**. Si bien se deben hacer esfuerzos inconmensurables por tratar de producir con otras fuentes de energía, resulta complicado creer que habrá países que no dependan de los hidrocarburos.

Tabla 6. Producción de energía Mundial y Nacional.

Producción de energía Mundial y Nacional				
Posición	Producción	Mundial	Producción	Nacional
1	Crudo	29.83%	Crudo	66.13%
2	Carbón y sus derivados	27.00%	Gas natural	18.36%
3	Gas natural	23.47%	Renovables	11.11%
4	Renovables	14.76%	Carbón y sus derivados	2.97%
5	Nuclear	4.93%	Nuclear	1.43%

3.6.1 Participación de los hidrocarburos en la producción de energía primaria

Como se observa en la **Figura 27**, muestra que el mundo en esta última década (2010-2020), el porcentaje de participación de los hidrocarburos ha sido muy significativo en tema global manteniéndose en un porcentaje constante, e indiscutiblemente para México refleja aun mayor porcentaje de participación de los hidrocarburos, que indica una disminución poco gradual a lo largo de esos 10 años, como resultado de lo anterior podemos inferir que resulta complejo reducir las producción de hidrocarburos puesto es un recurso del cual dependen productos que se consumen en la vida diaria del ser humano.

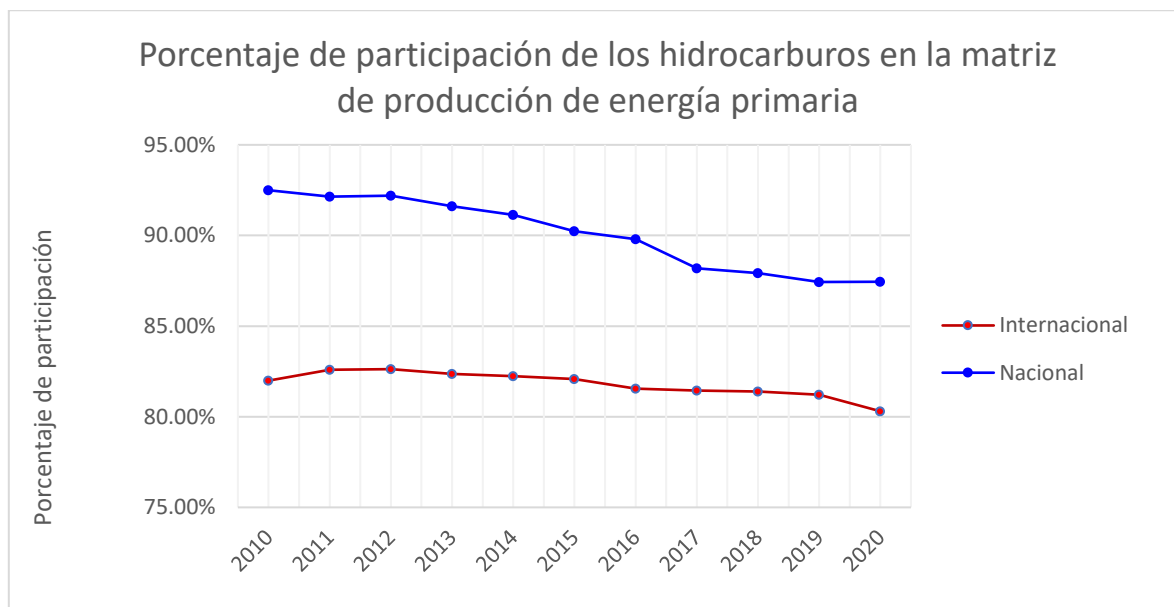


Figura 27. Porcentaje de participación de los hidrocarburos en la matriz de producción de energía primaria. Fuente: Elaboración propia con información de World Energy Balances, AIE, edición 2022

3.7 ¿Independencia energética? Producción y consumo nacional de energía

El índice de independencia energética es una medida utilizada para evaluar la capacidad de un país para satisfacer sus necesidades energéticas con recursos internos. Se calcula dividiendo la producción de energía interna entre la suma de la producción interna y la importación de energía. El resultado se expresa como un porcentaje, lo que indica el grado de independencia energética del país de las fuentes externas.²⁷

A nivel internacional, el índice de independencia energética se utiliza para evaluar el grado en que un país puede satisfacer su consumo de energía a partir de su propia producción. Un valor mayor a uno indica que el país es autosuficiente en términos energéticos. Para obtener este índice, se divide la producción de energía primaria entre el consumo total de energía del mismo período. Este índice depende del consumo y de la producción de energía, lo que lo hace susceptible a cambios en ambas variables.

En la **Figura 28**, se observa que desde el 2015 la demanda de energía supera a la producción nacional, lo que nos indica, que el país necesita importar energía para poder abastecer la demanda nacional. Por otro lado, la producción ha tenido una tendencia a la baja en la última década. En este mismo período, se denota que México no ha logrado su autosuficiencia energética.

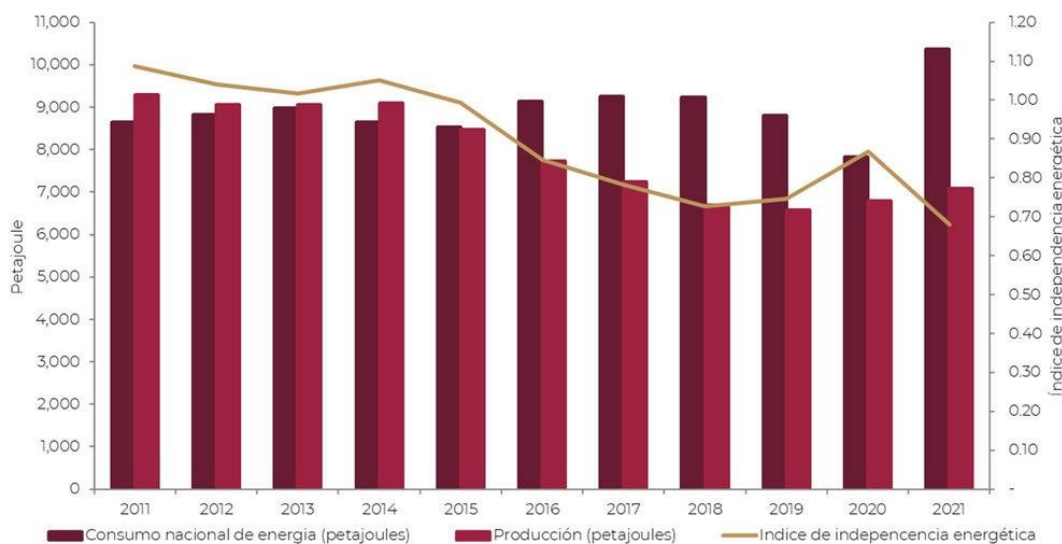


Figura 28. Evolución de la producción y el consumo nacional de energía. Fuente: Tomado de Balance Nacional de Energía 2022, secretaria de Energía (SENER)

²⁷ Statista. (2022). "Energy independence index of selected countries worldwide as of 2021." Recuperado el 1 de mayo de 2023, de <https://www.statista.com/statistics/1230989/energy-independence-index-of-selected-countries-worldwide/>

3.8 Comercio de petróleo: Retos y oportunidades

En todas las empresas de la cadena de valor de la industria petrolera, las condiciones económicas, financieras y de consumo, entre otras, impactan de manera significativa en los resultados y decisiones tomadas en la empresa. Para las empresas de petróleo y gas, el principal objetivo es la aceleración de la transición energética, que busca reducir el consumo de combustibles fósiles y que tiende a reducir el tamaño del mercado nacional de estos productos, como parte de los esfuerzos mundiales para la transición energética y para incentivar una actividad humana sostenible, el sector financiero considera más importante el impacto de las operaciones de las empresas en el entorno y como gestionan sus relaciones con los trabajadores, inversionistas, el medio ambiente y las comunidades.

En el **Figura 29**, se muestran los insumos de energía primaria enviada a los centros de transformación por fuente. Los principales energéticos primarios enviados a transformación fueron el petróleo (35.30%) y el gas natural (51.57%). El consumo de la energía fósil (carbón, petróleo crudo, condensados y gas natural) a excepción del carbón mineral mostró un aumento en comparación con el año previo, derivado de la disminución en el consumo de energéticos debido a la pandemia causada por el virus SARS-CoV-2, que agobió al año 2020.

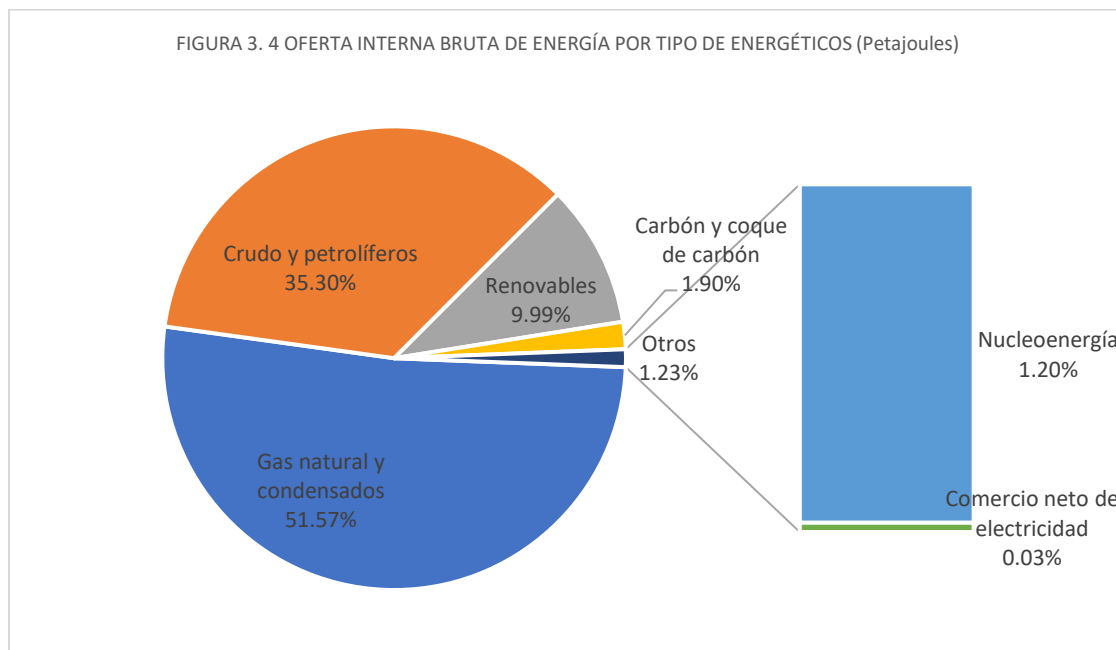


Figura 29. Oferta interna bruta de energía por tipo de energéticos (Petajoules). Fuente: Elaboración propia con información de World Energy Balances, AIE, edición 2022

A menudo, la política de precios de estos bienes se rige más por consideraciones de ingresos para el sector público que por la competitividad en los mercados nacionales e internacionales.

- De exportación, por tipo de petróleo.
- Al público de productos refinados.
- Ponderados de gas natural por sector.
- Al público del gas licuado de petróleo.

Como se observa en la **Figura 30**, observamos el precio de exportación de crudo por calidad, el crudo Olmeca solo tuvo producción hasta 2017, por eso solo se toma hasta ese año de referencia.

Existe un vínculo directo entre la calidad del crudo y su precio de venta del barril establecido durante toda la década, encontrándose en el 2021 que la mezcla mexicana toma el mayor valor adquisitivo, que cada crudo, por sí solo.

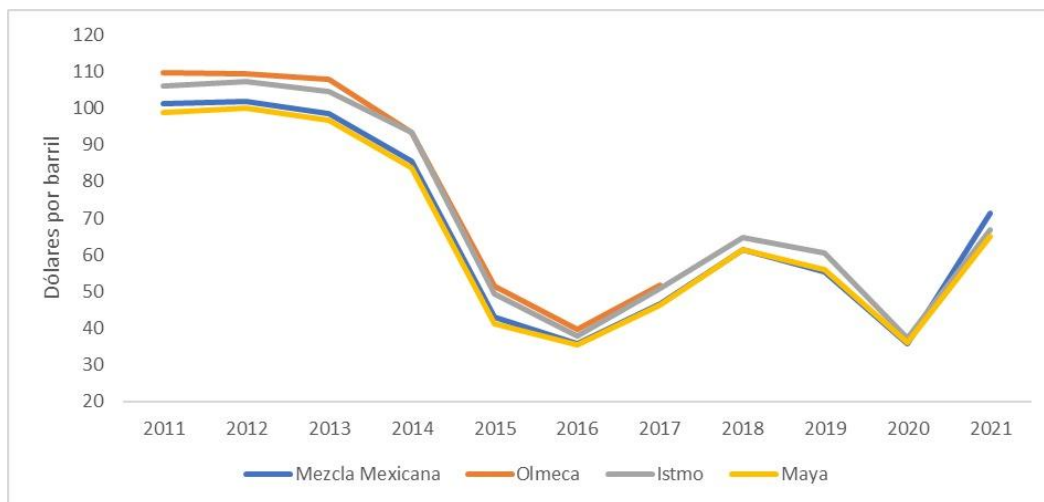
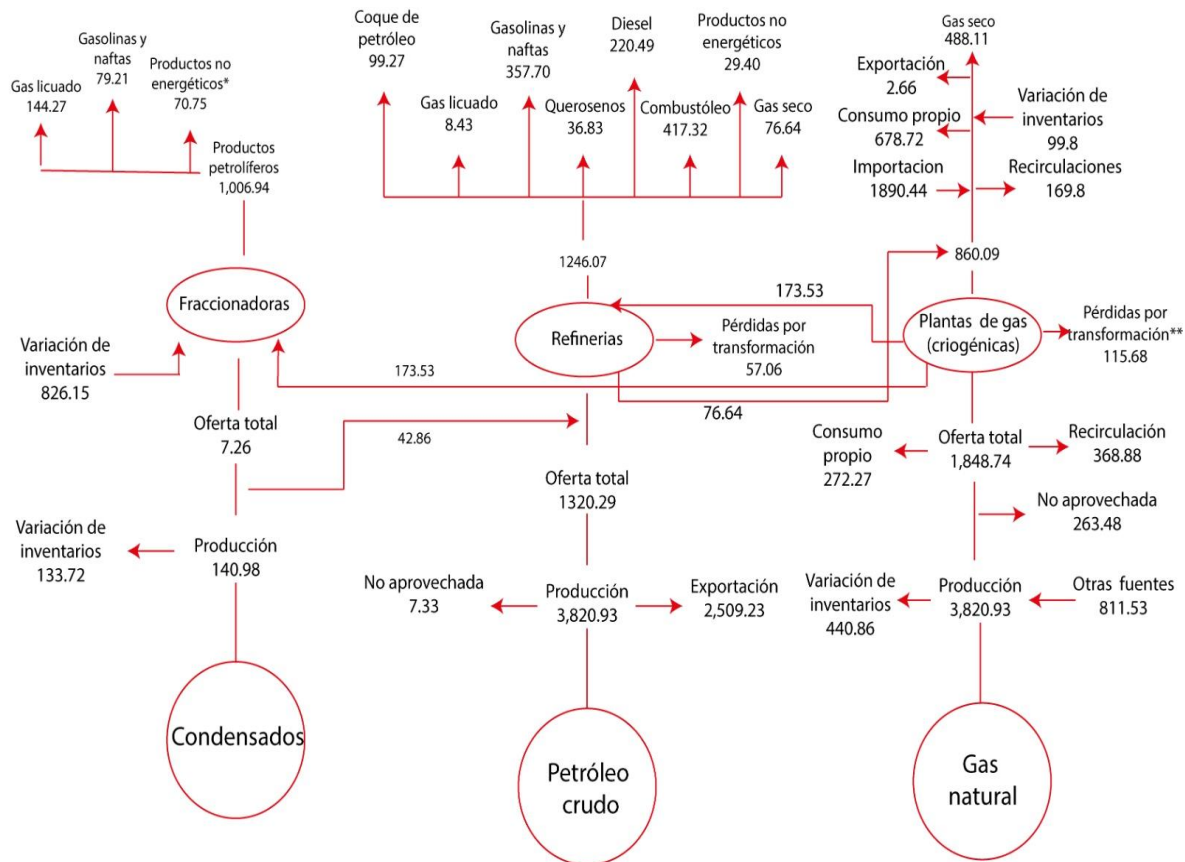


Figura 30. Precio medio ponderado del petróleo de exportación por clasificación. Fuente: Elaboración propia con información de World Energy Balances, AIE, edición 2022.

Metodología para la exportación de crudo

Mercado petrolero



*Unidades expresadas en petajuoles por año.

**Productos no energéticos: Aceites lubricantes, ceras, asfaltos, etc.

***Pérdidas por transformación: Los procesos siempre conllevan alguna pérdida de rendimiento, como resultado de reacciones secundarias no deseadas (e inevitables) que convierten a la materia prima en gases livianos

Figura 31. Balance de hidrocarburos 2020. Fuente: Tomado de Balance Nacional de Energía 2022, secretaria de Energía (SENER).

Como resumen se muestra el balance total de hidrocarburos (ver **Figura 31**) del año 2020, se observa que las producciones, así como las ofertas totales no son los mismos valores que nuestras salidas obtenidas en productos, debido a la insuficiencia energética que tenemos como país, por ello es importante buscar una optimización en nuestros sistemas de refinación (reducción en pérdidas de transformación, menor variación en inventarios, aprovechamiento de mayor volumen de hidrocarburo y disminución de la importación de hidrocarburos).

Tabla 7. Entradas y salidas para cada tipo de hidrocarburo.

Tipo de hidrocarburo	Entrada [PJ]	Salida [PJ]
Petróleo crudo	1,309.29	1,246.07
Gas natural	1,848.74	860.09
Condensados	7.26	1,006.94

Es por ello mencionar los principales retos y oportunidades en la cadena de valor de los hidrocarburos, que como país atravesamos.

Tabla 8. Retos y oportunidades actuales en la industria petrolera.

Retos	Oportunidades
Tendencia al alza de tasas de interés. Potencial regulación de los factores ASG ²⁸ externos que impacta el mercado internacional con productos nacionales.	Tendencia al uso petroquímico del crudo. Utilización de CO ₂ para procesos de recuperación mejorada en exploración y producción.
Aceleración de la transición energética que disminuya el tamaño del mercado para el crudo y productos nacionales.	Mercado nacional de combustibles y petroquímicos con capacidad para amortiguar las fluctuaciones del mercado internacional.
Potenciales cambios regulatorios y diplomáticos.	Fuerte apoyo financiero y fiscal del - Gobierno Federal.
Cartera de yacimientos con principales campos en etapa de declinación. Dificultad en la captura de oportunidades del entorno legal para nuevos esquemas de negocio.	Potencial para capturar áreas no asignadas. Mercado internacional de crudo favorable que incrementa la rentabilidad de la cartera de proyectos.
Rezago en adquisición de nuevas tecnologías. Desfase en la ejecución de proyectos de recuperación secundaria y mejorada.	Precios internacionales de crudo que incrementan el valor de la exportación. Visión de autosuficiencia energética del Gobierno Federal que promueve la viabilidad a largo plazo.
Naturaleza geológica de zonas prospectivas en México cada vez más dispersas y con menores acumulaciones de hidrocarburos que demandan mayores capacidades técnicas y financieras.	Avances tecnológicos en exploración y producción disponibles en el mercado.
Cambios de configuración en lugar de rehabilitación de las plantas refinadoras.	Sinergias con actores del sector energía para respaldar la estrategia de PEMEX.
Dependencia de la importación de productos para cubrir el mercado PEMEX de petrolíferos y gas natural.	Entorno internacional que incrementa los márgenes de refinación.
Altos requerimientos de inversión para modernizar y asegurar la confiabilidad en infraestructura de proceso y recursos presupuestales limitados.	Precios internacionales de gas natural, gasolina y Diésel que imprimen atractivo a petrolíferos de producción nacional.
Niveles altos de producción de combustóleo y dificultad para su desalojo oportuno.	Posibilidad de participación de privados para el desarrollo de proyectos bajo esquemas de negocio.
Robo de combustibles que impacta la operación y los márgenes de comercialización.	Tendencia internacional a la generación de productos petrolíferos de mayor valor y a la eliminación del consumo de combustóleo.
Sucesos geopolíticos que imprimen incertidumbre al marco macroeconómico y a los mercados de combustibles.	Tecnologías disponibles para incrementar la eficiencia y los rendimientos de los procesos de transformación industrial.

²⁸ Ambientales, Sociales y de Gobernanza: ASG

Capítulo 4

4 Metodología para la resolución del problema.

El método de maximizar ganancias en la exportación de crudo en México es de suma importancia debido a varios factores clave:

1. Ingresos económicos: La exportación de crudo puede ser una fuente significativa de ingresos para el país y maximizar las ganancias implica buscar los mejores precios en el mercado internacional y asegurar una demanda constante.
2. Balanza comercial: El crudo es un producto importante en la balanza comercial de México y de igual forma maximizar las ganancias en la exportación de crudo contribuye a equilibrar la balanza comercial al generar más ingresos por las exportaciones de petróleo en comparación con las importaciones de otros productos.
3. Relaciones comerciales internacionales: Maximizar las ganancias en la exportación de crudo puede ayudar a fortalecer las relaciones comerciales y diplomáticas con otros países. Al obtener buenos precios para el crudo mexicano, se pueden establecer asociaciones a largo plazo con compradores internacionales, fomentar la confianza mutua y promover acuerdos comerciales más favorables. Esto puede abrir oportunidades para expandir el mercado de exportación de otros productos mexicanos y diversificar la economía.
4. Competitividad y eficiencia: Al maximizar las ganancias en la exportación de crudo, se fomenta la búsqueda de eficiencia y competitividad en la industria petrolera. Esto implica mejorar la eficiencia en los procesos de extracción, producción y transporte, así como optimizar los costos asociados. La competitividad puede ayudar a México a posicionarse como un proveedor confiable y atractivo en el mercado internacional, lo que puede generar mayores oportunidades de negocio y ventajas comerciales.

4.1 Método simplex

Los modelos lineales con dos o tres variables se pueden resolver gráficamente, sin embargo, este método no puede ser utilizado en modelos que tengan más de tres variables. Para resolver modelos más grandes se necesita un procedimiento algebraico como el algoritmo Simplex, publicado en 1949 por George B. Dantzig, para dar soluciones numéricas a problemas de programación lineal.

El desarrollo de la teoría de la programación lineal se basa en la siguiente forma de escribir el modelo.

Forma estándar: Un modelo lineal escrito en forma estándar si todas las restricciones son del tipo “x=y” todas las variables del modelo y las componentes del vector b son no negativas. El modelo queda en forma matricial:

$$\begin{aligned} \max(\min) z &= c^T x \\ \text{Sujeto a} \\ Ax &= b \\ x &\geq 0 \end{aligned}$$

Ecuación 4. Modelo lineal estándar.

4.2 Teoría del método Simplex

El método Simplex, consiste en optimizar procesos, con ello se puede conocer el mínimo o el máximo, necesita de datos para obtener una serie de valores, una vez obtenidos es necesario poder realizar un análisis detallado y preciso del valor de optimización; se requiere conocer las restricciones que afectan a las igualdades, cabe mencionar, si tenemos una desigualdad como información será necesario convertirla en una igualdad, para poder emplear el método.

Se requiere hacer “n” cantidad de simulaciones con ecuaciones lineales, para así poder maximizar o minimizar la **función objetivo**, es por ello, que se vuelve un proceso iterativo. Se puede tener soluciones, pero no ser factibles, lo que se busca es su factibilidad.

4.3 Componentes del modelo

4.3.1 Función objetivo

Mediante la función objetivo, se desea calcular el mínimo de la función z, así como también se puede conocer el máximo de la función, en este caso consideraremos como -z, puesto que es la misma función, solo será necesario cambiar de signo, quedando de la siguiente forma.

$$\begin{aligned} \min z = \sum_{j=1}^n c_j x_j &\Leftrightarrow \max(-z) = \sum_{j=1}^n -c_j x_j \\ \min z &= - \max(-z) \end{aligned}$$

Ecuación 5. Función objetivo.

4.3.2 Restricciones

- Todas las restricciones del modelo lineal se pueden escribir en el mismo sentido dado que se verifica.

$$\sum_{j=1}^n a_{ij} x_j \geq b_i \Leftrightarrow \sum_{j=1}^n -a_{ij} x_j \leq b_i$$

Ecuación 6. Restricciones del modelo lineal.

- b. Las restricciones pueden ser expresadas como igualdad, como se muestra a continuación.

$$\sum_{j=1}^n a_{ij}x_j \leq b_i \Leftrightarrow \sum_{j=1}^n a_{ij}x_j + y = b_i,$$

$$\sum_{j=1}^n a_{ij}x_j \geq b_i \Leftrightarrow \sum_{j=1}^n a_{ij}x_j - y = b_i.$$

Ecuación 7. Variable de holgura.

donde y es llamada variable de holgura (slack variable), en ambos casos la variable y es mayor o igual a cero, por lo tanto y es una variable no negativa.

- c. Escribir una restricción con igual, da como resultado reescribirse la restricción con desigualdades de la siguiente forma (expresando como mayor o igual que, o menor o igual que):

$$\sum_{j=1}^n a_{ij}x_j = b_i \Leftrightarrow \sum_{j=1}^n a_{ij}x_j \leq b_i \text{ y } \sum_{j=1}^n a_{ij}x_j \geq b_i.$$

Ecuación 8. Restricción con igualdad.

4.3.3 Variables

Las variables deben cumplir con las restricciones de no negatividad, por tanto, deberá ser mayor o igual a cero, para que dicha restricción sea veraz.

- Si $x_j \leq 0$, se podrá hacer el siguiente cambio de variable

$$x_j = x'_j, \text{ donde } x'_j \geq 0$$

- Si x_j no tiene restricción de signo, se puede escribir como diferencia de 2 variables positivas de la siguiente forma:

$$x_j = x'_j - x''_j, \text{ donde } x'_j, x''_j \geq 0$$

Si $x'_j > x''_j$, entonces $x'_j > 0$

Si $x'_j < x''_j$, entonces $x'_j < 0$

Si $x'_j = x''_j$, entonces $x'_j = 0$

4.3.4 Soluciones de modelos lineales

Cualquier modelo lineal se puede escribir en forma estándar, nos referimos a la forma estándar de maximización; por lo que en la forma en que se emplea los componentes del vector b son no negativos.

Sea el siguiente modelo lineal en forma estándar:

$$\max z = c^T x$$

Sujeto a

$$Ax = b$$

$$x \geq 0$$

donde x y c son vectores $n \times 1$, b es un vector $m \times 1$ y A es una matriz de tamaño $m \times n$. Supongamos que $m < n$ y que el rango de la matriz de coeficientes es m . Un sistema de este tipo tiene infinitas soluciones. **El problema es calcular la solución que da a la función objetivo el valor óptimo.** Las siguientes definiciones que se utilizaran en el desarrollo del método Simplex.

- **Definición 1.** Un vector x que satisface $Ax = b$ se dice que **es solución** para el problema.
- **Definición 2.** Si x es solución para el problema, es decir, verifica $Ax = b$, se dice que **es factible si $x \geq 0$.**
- **Definición 3.** Dada una matriz base B formada por m columnas de la matriz A , se dice que x_B **es solución básica** si verifica $Bx_B = b$. Todas las componentes no básicas son 0. Por tanto, una solución básica tiene como máximo m componentes distintas de cero. Si, además, x_B tiene todas sus componentes no negativas se dice que es una solución factible básica.
- **Definición 4.** Una solución factible básica se dice que es degenerada si alguna componente básica es cero, es decir, si tiene menos de m componentes estrictamente positivas. Una solución factible básica que tiene m componentes mayores que cero se llama **no degenerada.**
- **Definición 5.** El conjunto de todas las soluciones factibles del problema lineal se llama región de factibilidad o conjunto convexo de soluciones factibles. Lo denotaremos por F .
- **Definición 6.** La solución óptima del problema se denota por x^* y el valor óptimo de la función objetivo por $z^* = c^T x^*$.
- **Definición 7.** El problema lineal es no acotado cuando la función objetivo no tiene valor óptimo finito, es decir:

$$z^* \rightarrow +\infty \text{ o } z^* \rightarrow -\infty.$$
- **Definición 8.** Se dice que un problema lineal tiene soluciones óptimas múltiples u óptimos alternativos si tiene más de una solución óptima.

4.3.5 Definiciones y notación

La notación empleada para el desarrollo de la programación lineal, considerando su forma estándar es la mostrada a continuación.

$$\max z = c^T x$$

Sujeto a

$$Ax = b$$

$$x \geq 0$$

Suponer que la matriz **A** tiene m filas linealmente independientes y n columnas con $n > m$. Se elige una base **B** formada por m columnas de la matriz **A** y el resto de las columnas forman la matriz **N**. Para simplificar la notación suponer que las columnas elegidas para la base son las m primeras columnas de la matriz **A**. Denotamos por c_B y x_B las componentes básicas de los vectores **c** y **x** respectivamente. Y denotamos por c_N y x_N Las componentes no básicas de los correspondientes vectores. Entonces el modelo lineal se puede escribir de la siguiente manera:

$$\max z = (c_B^T | c_N^T) \begin{pmatrix} x_B \\ - \\ x_N \end{pmatrix}$$

Sujeto a

$$(B|N) \begin{pmatrix} x_B \\ - \\ x_N \end{pmatrix} = b$$

$$x_B, x_N \geq 0$$

Haciendo cálculos se tiene el modelo

$$\max z = C_B^T x_B + C_N^T x_N$$

Sujeto a

$$Bx_B + Nx_N = b$$

$$x_B, x_N \geq 0$$

- Solución básica. Haciendo $x_N = 0$, se tiene $Bx_B = b$ y se calcula la solución básica

Donde

$$x_B = \begin{pmatrix} x_{B1} \\ x_{B2} \\ \vdots \\ x_{Bm} \end{pmatrix}$$

Valor de la función objetivo si $c_B^T = (C_{B1}, C_{B2}, \dots, C_{Bm})$, entonces

Metodología para la exportación de crudo

Metodología para la resolución del problema.

$$z = c_B^T x_B = (c_{B1}, c_{B2}, \dots, c_{Bm}) \begin{pmatrix} x_{B1} \\ x_{B2} \\ \vdots \\ x_{Bm} \end{pmatrix} = \sum_{i=1}^m c_{Bi} x_{Bi}.$$

Ecuación 9. Valor de la función objetivo.

Vector de coordenadas de a_j es

$$y_j = \begin{pmatrix} x_{1j} \\ x_{2j} \\ \vdots \\ x_{mj} \end{pmatrix}$$

y se calcula resolviendo el sistema $a_j = B y_j$. Es decir,

$$y_j = B^{-1} a_j$$

Cálculo de $z_j - c_j$. La necesidad de este cálculo aparece en los teoremas posteriores. A este valor se le llama valor indicador. Asociado a cada vector a_j se calcula el escalar z_j de la siguiente manera:

$$z_j = c_B^T y_j = c_{B1} y_{1j} + c_{B2} y_{2j} + \dots + c_{Bm} y_{mj} = \sum_{i=1}^m c_{Bi} y_{ij}.$$

Ecuación 10. Valor del indicador.

4.3.6 Solución factible básica

La solución óptima para un modelo lineal se alcanza en una solución factible básica del conjunto de restricciones del modelo. El siguiente teorema brinda las condiciones para ir de una solución factible básica a otra que mejore el valor de la función objetivo. Comenzando por una solución factible básica, el método Simplex utilizaría este teorema para moverse de una solución factible básica a otra adyacente hasta que no sea posible mejorar el valor de la función objetivo.

Teorema 1.1 (Mejora de una solución factible básica) Sea el modelo lineal en forma estándar

$$\max z = c^T x$$

Ecuación 11. Teorema 1.1

Sujeto a

$$Ax = b$$

$$x \geq 0$$

Sea B una base elegida en la matriz A y sean $x_B = B^{-1}b$ la solución factible básica asociada y $z = c_B^T x_B$ el valor de la función objetivo. Si existe un vector a_j en la matriz A, tal que $z_j - c_j < 0$ y, para ese vector a_j , todas las coordenadas $y_{ik}, i = 1, \dots, m$ es positiva, entonces existe otra solución factible básica \widehat{X}_B tal que

$$\hat{z} = c_B^T \widehat{X}_B \geq z = c_B^T x_B \quad \text{Ec.1.1.1}$$

Demostración: Para facilitar la notación podemos suponer que los vectores de la base B son los m primeros vectores de la matriz A, es decir:

$$B = (a_1, \dots, a_r, \dots, a_m).$$

Si x_B es una solución factible básica, entonces se verifica las restricciones del modelo.

$$x_{B1}a_1 + x_{B2}a_2 + \dots + x_{Bm}a_m = b = \sum_{i=1}^m x_{Bi}a_i \quad \text{Ec.1.1.2}$$

Los sumandos del sistema que no aparecen en la ecuación anterior son cero porque las variables asociadas no son básicas. Los vectores $a_{m+1}, \dots, a_j, \dots, a_n$ no están en la base y se pueden escribir en combinación lineal de los vectores de B,

$$a_j = \sum_{i=1}^m y_{ij}a_i, j = m' + 1, \dots, n. \quad \text{Ec.1.1.3}$$

Para $j = m + 1, \dots, n$, se tiene que el vector $a_j \neq 0$, por tanto, tiene alguna componente y_{ij} distinta de cero. Supongamos que la componente distinta de cero del vector a_j es y_{rj} . Separando el sumando r en la ecuación anterior

$$a_j = \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq r}}^m y_{ij}a_i + y_{rj}a_r \quad \text{Ec.1.1.4}$$

Se puede despejar el sumando r y expresar el vector a_r en combinación lineal de los vectores de

$$\widehat{B} = (a_1, \dots, a_r, \dots, a_m).$$

$$a_r = \frac{1}{y_{rj}}a_j - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq r}}^m \frac{y_{ij}}{y_{rj}}a_i \quad \text{Ec.1.1.5}$$

El conjunto \widehat{B} es base. Para calcular la nueva solución Básica \widehat{X}_B separamos en la expresión **Ec. 1.1.2** el sumando r,

$$\sum_{\substack{i=1 \\ i \neq r}}^m x_{Bi}a_i + x_{Br}a_r = b \quad \text{Ec.1.1.6}$$

Sustituyendo al vector a_r

$$\sum_{\substack{i=1 \\ i \neq r}}^m x_{Bi} a_i + x_{Br} \left[\frac{1}{y_{rj}} a_j - \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq r}}^m \frac{y_{ij}}{y_{rj}} a_i \right] = b$$

Reordenando las sumatorias

$$\sum_{\substack{i=1 \\ i \neq r}}^m (x_{Bi} - \frac{1}{y_{rj}} x_{Br}) a_i + \frac{x_{Br}}{y_{rj}} a_j = b$$

En función de \hat{B} se ha obtenido un conjunto de m componentes que verifican las restricciones del modelo lineal y, por tanto, es la nueva solución básica

$$\widehat{X}_B = \begin{cases} x_{Bi} - x_{Br} \frac{y_{ij}}{y_{rj}} ; i \neq r \\ \frac{x_{Br}}{y_{rj}} ; i = r \end{cases} \quad \text{Ec.1.1.7}$$

Ahora el problema es comprobar en qué condiciones \widehat{X}_B es factible. Para ser factible debe cumplir que todas las componentes sean mayores o iguales que 0. Es decir, se tiene que cumplir

1. $\widehat{X}_{Bi} = x_{Bi} - x_{Br} \frac{y_{ij}}{y_{rj}} \geq 0, i = 1, \dots, m, i \neq r,$
2. $\widehat{X}_{Br} \frac{x_{Br}}{y_{rj}} \geq 0 \leftrightarrow y_{rj} > 0$

Para analizar las condiciones que se deben cumplir para que el resto de las componentes de la nueva solución sean no negativas, tengamos en cuenta que $x_{Bi} \geq 0$, $x_{Br} \geq 0$ e $y_{rj} \geq 0$. Entonces, se dan los siguientes casos:

- Si $y_{rj} > 0$, entonces se cumple

$$\widehat{X}_{Bi} = x_{Bi} - x_{Br} \frac{y_{ij}}{y_{rj}} \geq 0$$

- Si $y_{ij} = 0$, entonces se cumple

$$\widehat{X}_{Bi} = x_{Bi} - x_{Br} \frac{y_{ij}}{y_{rj}} = x_{Bi} \geq 0$$

- Si $y_{ij} > 0$, entonces

Metodología para la exportación de crudo

Metodología para la resolución del problema.

$$\cdot \widehat{X}_{Bt} = x_{Bi} - x_{Br} \frac{y_{ij}}{y_{rj}} \geq 0 \leftrightarrow \frac{x_{Bi}}{y_{ij}} - \frac{x_{Br}}{y_{rj}} \geq 0 \leftrightarrow \frac{x_{Bt}}{y_{ij}} \geq \frac{x_{Br}}{y_{rj}}$$

Teniendo en cuenta todas las condiciones, el vector a_r que es sustituido en la base por a_j debe cumplir la siguiente condición:

$$\frac{x_{Br}}{y_{rj}} = \min \left\{ \frac{x_{Bi}}{y_{ij}} \right\} / y_{ij} > 0 \quad \text{Ec.1.1.8}$$

Hasta ahora se ha probado que el vector a_r que verifique el criterio puede ser sustituido en la base y se obtiene una nueva solución factible básica. Veamos en qué condiciones la solución \widehat{X}_B es mejor que x_B . Es decir, en qué condiciones se verifica

$$\hat{z} = \widehat{C}_B^T \widehat{X}_B \geq \widehat{C}_B^T x_B = z$$

Calculamos el valor de \hat{z} separando el sumando r ,

$$\hat{z} = \sum_{i=1}^m \widehat{C}_{Bt} \widehat{X}_{Bt} = \sum_{i=1}^m \widehat{C}_{Bt} \widehat{X}_{Bi} + \widehat{C}_{Br} \widehat{X}_{Br}$$

Teniendo en cuenta que para $i = 1, \dots, m, i \neq r$, $\widehat{C}_{Bt} = C_{Bt}$ y que $\widehat{C}_{Bt} = C_{Bt}$, sustituyendo en la fórmula anterior,

$$\hat{z} = \sum_{\substack{i=1 \\ t \neq r}}^m C_{Bt} \left(x_{Bt} - x_{Br} \frac{y_{ij}}{y_{rj}} \right) + \sum_{\substack{i=1 \\ t \neq r}}^m C_j \frac{x_{Br}}{y_{rj}} = (*)$$

Dado que si $i = r$

$$C_{Bt} \left(x_{Bt} - x_{Br} \frac{y_{ij}}{y_{rj}} \right) = 0,$$

En el sumatorio se puede quitar la condición si $i \neq r$ y se tiene

$$(*) = \sum_{i=1}^m C_{Bt} \left(x_{Bt} - x_{Br} \frac{y_{ij}}{y_{rj}} \right) + C_j \frac{x_{Br}}{y_{rj}}$$

Haciendo cálculos

$$\hat{z} = \sum_{\substack{i=1 \\ t \neq r}}^m C_{Bi} x_{Bt} - \frac{x_{Br}}{y_{rj}} \sum_{\substack{i=1 \\ t \neq r}}^m C_{Bi} y_{ij} + C_j \frac{x_{Br}}{y_{rj}} = z - \frac{x_{Br}}{y_{rj}} (z_j - C_j)$$

Se puede concluir que

$$\hat{z} = z - \frac{x_{Br}}{y_{rj}}(z_j - c_j) \quad \text{Ec.1.1.9}$$

Por lo tanto,

$$\hat{z} \geq z \leftrightarrow -\frac{x_{Br}}{y_{rj}}(z_j - c_j) \geq 0 \leftrightarrow \frac{x_{Br}}{y_{rj}}(z_j - c_j) \leq 0$$

Como $x_{Br} \geq 0$ e $y_{rj} > 0$, si $z_j - c_j < 0$, entonces $\hat{z} \geq z$

El criterio que debe cumplir un vector a_j para entrar en la base a sustituir al vector a_r es tener un valor asociado $z_j - c_j < 0$. Es usual elegir entre todos los valores negativos el menor, seleccionando para entrar en la base el vector a_k que cumpla el siguiente criterio:

$$z_k - c_k = \min \left\{ z_j - \frac{c_j}{z_j} - c_j < 0 \right\} \quad \text{Ec.1.1.10}$$

4.3.7 Fórmulas para el cálculo de \widehat{x}_B y \hat{z}

Teniendo en cuenta las anteriores reglas de selección del vector de entrada y de salida, las fórmulas para calcular la nueva solución factible básica y el nuevo valor de la función objetivo queda fijadas de la siguiente forma:

1. Cálculo de la nueva solución

$$\widehat{X}_B = \begin{cases} x_{Bi} - x_{Br} \frac{y_{ij}}{y_{rj}} ; i \neq r \\ \frac{x_{Br}}{y_{rj}} ; i = r \end{cases} \quad \text{Ec.1.1.11}$$

2. Cálculo del nuevo valor de la función objetivo

$$\hat{z} = z - \frac{x_{Br}}{y_{rj}}(z_j - c_j) \quad \text{Ec.1.1.12}$$

4.3.8 Solución óptima no acotada

Como observamos en la solución gráfica, en algunos casos el valor óptimo de la función objetivo no es finito. Las condiciones para que la solución sea no acotada son de las del siguiente teorema.

Teorema 1.2. Sea el problema lineal en forma estándar.

$$\max z = c^T x$$

Ecuación 12. Teorema 1.2

Sujeto a

$$Ax = b$$

$$x \geq 0$$

Sea \mathbf{B} una base elegida en la matriz A y sean $x_B = B^{-1}b$ la solución factible básica asociada y $z = c_B^T x_B$ el valor de la función objetivo. Si existe un vector a_k en la matriz A , tal que $z_k - c_k < 0$ y, para ese vector a_k , todas las coordenadas $y_{ik}, i = 1, \dots, m$, son menores o iguales que cero, entonces la solución del modelo es no acotada

Demostración

Sea x_B Una solución factible básica. Por ser solución verifica las restricciones de problema

$$x_{B1}a_1 + x_{B2}a_2 + \dots + x_{Bm}a_m \quad \text{Ec. 1.2.1}$$

Si existe a_k tal que $z_k - c_k < 0$, es posible mejorar el valor de la función objetivo.

Pero, dado que $y_{ik} \leq 0$, para todo $i = 1, \dots, m$, no es posible sustituir ningún vector de la base para obtener una nueva solución básica que sea factible. Sin embargo, se puede dar una solución (no básica) factible que da a z un valor que tiende a infinito, es decir, el valor de la función objetivo será no acotado.

en la fórmula 1.1 se puede sumar y restar θa_k , siendo θ cualquier valor real positivo. Se obtiene

$$x_{B1}a_1 + x_{B2}a_2 + \dots + x_{Bm}a_m - \theta a_k + \theta a_k = b,$$

$$\sum_{i=1}^m x_{Bi}a_i - \theta a_k + \theta a_k = b \quad \text{Ec. 1.2.2}$$

a_k Es un vector que no está en B y se puede escribir como combinación lineal de los vectores de B

$$a_k = \sum_{i=1}^m Y_{iK}a_i$$

Sustituyendo en la ecuación (1.2) el vector a_k por su expresión en función de la base, la solución se puede escribir de la forma

$$\sum_{i=1}^m x_{Bi}a_i - \theta \sum_{i=1}^m Y_{iK}a_i + \theta a_k = b$$

Haciendo cálculos

$$\sum_{i=1}^m (x_{Bi} - \theta y_{ik}) a_i + \theta a_k = b$$

Así, se obtiene la cinta solución que depende de $m+1$ vectores y, por tanto, es una solución no básica

$$\hat{x} = \begin{pmatrix} x_{B1} - \theta y_{1k} \\ x_{B2} - \theta y_{2k} \\ \vdots \\ x_{Bm} - \theta y_{mk} \\ 0 \\ \vdots \\ \theta \\ \vdots \\ 0 \end{pmatrix} \quad \text{Ec. 1.2.3}$$

Teniendo en cuenta que $x_{Bi} \geq 0, y_{ik} \leq 0$ para $i = 1, \dots, m$ y que $\theta > 0$

$$x_{Bi} - \theta y_{ik} \geq 0, i = 1, \dots, m.$$

Y, por tanto, la solución es factible. El valor de la función objetivo en esa solución

$$\begin{aligned} \hat{z} &= \sum_{i=1}^m c_{Bi}(x_{Bi} - \theta y_{ik}) + c_k \theta = \sum_{i=1}^m c_{Bi} x_{Bi} - \theta \sum_{i=1}^m c_{Bi} y_{ik} + c_k \theta = z - \theta z_k + \theta c_k \\ &= z - \theta(z_k - c_k). \end{aligned}$$

Como $z_k - c_k < 0$, \hat{z} crece en función de θ y la solución óptima del problema es no acotada.

4.3.9 Soluciones óptimas múltiples

En la solución gráfica hemos visto que puede existir más de una solución óptima para el problema; se dice que el problema tiene soluciones óptimas múltiples u óptimos alternativos. Este tipo de soluciones se pueden encontrar para variables acotadas, o para variables no acotadas.

En los siguientes teoremas se dan las condiciones de existencia de óptimos múltiples

Teorema 1.3 Sea problema lineal en forma estándar

Sea B una base elegida en la matriz A y sean $x_B = B^{-1}b$ la solución factible básica asociada y $z = c_B^T x_B$ el valor de la función objetivo. Si para todo vector a_j de la matriz A se verifica que $z_j - c_j \geq 0$, entonces x_B es solución óptima.

Si, además, existe un vector a_k no perteneciente a la base tal que $z_k - c_k = 0$ y alguna coordenada $y_{ik} > 0, i = 1, \dots, m$, entonces existen soluciones óptimas múltiples.

Demostración. Sea x_B una solución factible básica. Dado que para todo $a_j \in A$ se verifica que $z_j - c_j \geq 0$, por el teorema 1.2 podemos decir que x_B es óptima.

Si existe a_k que no pertenece a la base B y tal que $z_k - c_k = 0$ y, para ese k existe $y_{rk} > 0$, entonces a_k puede entrar en la base y sustituir a a_r que verifica

$$\frac{x_{Br}}{y_{rk}} = \min \left\{ \frac{x_{Bi}}{y_{ik}} / y_{ik} > 0 \right\}.$$

Ecuación 13. Teorema 1.3

Se tiene una nueva base \hat{B} Y una nueva solución factible básica \hat{x}_B .

El valor de la función objetivo en la nueva solución.

$$\hat{z} = z - \frac{x_{Br}}{y_{rk}}(z_k - c_k) = z - 0 = z.$$

Por tanto, \hat{x}_B es también óptima, dado que el valor de la función objetivo es el mismo que el obtenido en x_B .

Teorema 1.4. Sea el problema lineal en forma estándar.

$$\max z = c^T x$$

Ecuación 14. Teorema 1.4

Sujeto a

$$Ax = b$$

$$x \geq 0$$

Sean x_1, \dots, x_p soluciones factibles básicas óptimas. Entonces las combinaciones lineales convexas generalizadas son soluciones factibles óptimas.

Demostración. Sea x el vector de todas las combinaciones lineales convexas.

$$x = \sum_{i=1}^p \mu_i x_i, \mu_i \geq 0, i = 1, \dots, p, \sum_{i=1}^p \mu_i = 1$$

Probemos que x es solución, factible y óptima.

1. x es solución

Dado que $x_i, i = 1, \dots, p$, es solución, se verifica $Ax_i = b$. Entonces,

$$Ax = A \left(\sum_{i=1}^p \mu_i x_i \right) = \sum_{i=1}^p \mu_i Ax_i = b \sum_{i=1}^p \mu_i = b$$

Por tanto, x es solución.

2. x es factible

Por ser $x_i \geq 0$ y $\mu_i \geq 0, i = 1, \dots, p$, entonces

$$\sum_{i=1}^p \mu_i x_i \geq 0$$

Por tanto, x es factible.

3. x es óptima.

Se tiene que $x_i, i = 1, \dots, p$, es óptima, es decir, $z^* = c^T x_i$. Entonces,

$$c^T x = c^T \sum_{i=1}^p \mu_i x_i = \sum_{i=1}^p \mu_i c^T x_i = z^* \sum_{i=1}^p \mu_i = z^*.$$

Por tanto, x es óptima.

En las condiciones del teorema 1.3 y del teorema 1.4, se obtienen soluciones óptimas múltiples con variables acotadas, pero, pueden existir soluciones óptimas múltiples para valores no acotados de las variables y que den a la función objetivo un valor acotado. El siguiente teorema de las condiciones en las que se obtiene ese tipo de soluciones al aplicar el teorema de mejora.

Teorema 1.5 Sea el problema lineal en forma estándar.

$$\max z = c^T x$$

Ecuación 15. Teorema 1.5

Sujeto a

$$Ax = b$$

$$x \geq 0$$

Sea B una base elegida en la matriz A y sean $x_B = B^{-1}b$ la solución factible básica asociada y $z = c_B^T x_B$ el valor de la función objetivo. Si para todo vector a_j de la matriz A se verifica que $z_j - c_j \geq 0$, entonces la solución c es óptima.

Si, existe un vector a_k que no esté en la base tal que $z_k - c_k = 0$ y todas sus coordenadas, son menores o iguales a cero, entonces existen soluciones óptimas múltiples con valores no acotados para las variables.

Demostración. Las soluciones se calculan como en el Teorema 1.2.

De la misma forma que en el mencionado teorema el valor de la función objetivo es

$$\hat{z} = z - \theta(z_k - c_k)$$

En este caso como $z_k - c_k = 0$, se cumple $\hat{z} = z$. En estas condiciones las soluciones del tipo \hat{x} obtenidas como en el Teorema 1.2 son óptimas.

4.3.10 Solución factible básica inicial

con una solución factible básica. Si se elige primera base $B = I$, la solución factible básica asociada se calcula fácilmente dado que $B^{-1} = B = I$. Una vez calculada la primera solución se aplica el Teorema de mejora hasta que se verifican las condiciones de optimalidad. Para elegir primera base $B=I$ se pueden dar dos casos:

Caso 1. Primera base formada por variables de holgura

Si el modelo inicial es

$$\max z = c^t x$$

Sujeto a

$$\begin{aligned} Ax &\leq b \\ x &\geq 0 \end{aligned}$$

Así podemos elegir la base $B = I$. Entonces, $B^{-1} = I$ y hacemos los cálculos correspondientes a esta base.

- Cálculo de la solución

$$x_B = B^{-1}b = Ib > 0$$

La solución es factible

- Valor de la función objetivo

$$z = c_B^T x_B = 0^T x_B = 0$$

La solución es factible

- Para todos los vectores a_j de la matriz A se realizan los siguientes cálculos:
 - Vector de coordenadas.

$$v_j = B^{-1}a_j = I a_j = a_j$$

- Cálculo de $(z_j - c_j)$. Por ser todos los vectores de la base elegida B de holgura, el vector $c_B^T = 0$

$$z_j - c_j = c_B^T y_j - c_j = c_j$$

La ventaja de elegir primera base la canónica es que los cálculos asociados a esta primera base coinciden con los parámetros del problema.

Caso 2. Variables artificiales en la base inicial

Si el modelo tiene restricciones con igualdad o restricciones del tipo \geq y con la componente del vector b no negativa, entonces no es posible obtener como primera base la canónica formada por vectores de holgura. Para resolver este inconveniente y poder elegir primera base la canónica utilizaremos variables auxiliares, a las que se les da el nombre de variables artificiales.

4.4 Tabla método Simplex

Una forma ordenada de proceder para calcular la solución óptima de un modelo lineal en forma estándar es recoger los cálculos asociados a cada base en una tabla, llamada Tabla del Simplex. El proceso siempre empieza eligiendo la base canónica en la matriz de coeficientes A. Si una vez obtenida la forma estándar no es posible elegir la base canónica formada por variables de holgura se añaden tantas variables artificiales como sean necesarias. La tabla del Simplex es la siguiente:

- Sobre la tabla se tienen las variables originales del modelo, x_1, \dots, x_n y las de holgura y/o artificiales que se han añadido al modelo $x_{n+1}, \dots, x_{j,\dots}$
- En la primera columna los vectores básicos: $a_{B1}, \dots, a_{Bi}, \dots, a_{Bm}$. Fuera de la tabla esta las componentes básicas de C: $c_{B1}, \dots, c_{Bi}, \dots, c_{Bm}$
- En el resto de las columnas aparecen las coordenadas y_j de todos los vectores a_j del modelo en función de la base.
- La última columna de la tabla contiene las componentes de la solución factible básica: $x_{B1}, \dots, x_{Bi}, \dots, x_{Bm}$

En la primera fila los valores indicadores $z_j - c_j$. El último valor de la fila, z, **es el valor de la función objetivo.**

4.5 Algoritmo simplex

Consideremos un problema escrito en forma estándar de maximización, con las variables artificiales que sean necesarias, para poder elegir primera base **B=I**.

Paso 1. Construir la tabla inicial

Mostrada en el **Figura 32**.

		Variables originales			Variables auxiliares			
		x_1	...	x_n	x_{n+1}	...	x_j	...
		$z_1 - c_1$...	$z_n - c_n$	$z_{n+1} - c_{n+1}$...	$z_j - c_j$...
c_{B1}	a_{B1}	y_{11}	...	y_{1n}	$y_{1,n+1}$...	y_{1j}	...
\vdots	\vdots	\vdots		\vdots	\vdots		\vdots	\vdots
c_{Bi}	a_{Bi}	y_{i1}	...	y_{in}	$y_{i,n+1}$...	y_{ij}	...
\vdots	\vdots	\vdots		\vdots	\vdots		\vdots	\vdots
c_{Bm}	a_{Bm}	y_{m1}	...	y_{mn}	$y_{m,n+1}$...	y_{mj}	...
								z

Figura 32. Construcción de algoritmo Simplex.

Paso 2.

- **Si existe** $z_j - c_j < 0$, Entonces la solución se puede mejorar. Ir al Paso 4.
- Si para todo vector a_j de la matriz **A** se cumple $z_j - c_j \geq 0$, entonces no se puede mejorar. Ir al Paso 3.

Paso 3.

- Si en la base hay alguna variable artificial con valor positivo, **el problema es no factible**. Por lo que se tiene que detener el procedimiento.
- Si no hay variables artificiales en la base, la solución x_B De la tabla es **óptima**.
 - Si para todos los vectores a_j de la matriz **A** que no están en la base se cumple $z_j - c_j > 0$, entonces x_B es **solución óptima única**. Parar.
 - Si existe un vector a_k de la matriz **A** que no esté en la base tal que $z_j - c_j = 0$ y, para ese vector, alguna coordenada $y_{ik}, i = 1, \dots, m$, es mayor que cero, entonces se puede calcular una **nueva solución factible óptima**. Ir al Paso 5.
 - Si existe un vector a_k en la matriz **A** Que no esté en la base tal que $z_j - c_j = 0$ y, parece vector $y_{ik} \leq 0, i = 1, \dots, m$, Entonces el problema tiene **soluciones óptimas múltiples**, pero no son soluciones básicas. Parar.

Paso 4.

- Si existe un vector a_j tal que $z_j - c_j < 0$ y su vector de coordenadas y_j no tienen componentes positivas, entonces la solución es **no acotada**. Parar.
- Si existe un vector a_j tal que $z_j - c_j < 0$ y parece vector alguna coordenada y_{ij} es mayor que cero. Ir al Paso 5.

Paso 5.

Selección de la nueva base

- Entrar en la base el vector a_k que cumple

$$z_k - c_k = \min_j \left\{ \frac{z_j - c_j}{y_{jk}} \leq 0 \right\}.$$

la columna k es la **columna pivote**.

- Sale de la base el vector a_r que cumple

$$\frac{x_{Br}}{y_{rk}} = \min_i \left\{ \frac{x_{Br}}{y_{rk}} / y_{ik} > 0 \right\}.$$

La fila r es la **fila pivote**.

Pivote: y_{rk} , pero tienes a la columna pivote y a la fila pivote.

Paso 6.

Calcular la nueva tabla

- La fila r de la nueva tabla se calcula dividiendo la fila r de la tabla actual por el pivote y_{rk} .
- Para $i = 1, \dots, m, i \neq r$, nueva fila $i = \text{fila } i \text{ actual} - m_i \times \text{fila pivote}$.
El multiplicador $m_i = \frac{y_{ik}}{y_{rk}}, i = 1, \dots, m, i \neq r$
- Nueva fila de indicadores = fila de indicadores actual $- m_o \times \text{fila pivote}$. El multiplicador por esta fila es $m_o = \frac{z_k - c_k}{y_{rk}}$.

Ir al Paso 2.

Y en el caso de que el problema tenga óptimos múltiples se calcularán las nuevas bases óptimas hasta que no se repitan las ya calculadas.

4.6 Tecnologías de solución.

En este caso se optó por emplear Solver, contenido en la paquetería de Excel, debido al fácil acceso de este software además de proporcionar una interfaz fácil de usar que nos permite como usuarios definir variables, establecer restricciones y especificar la función objetivo a optimizar, sin embargo, existen diversos softwares para poder resolver el problema expuesto con anterioridad:

- Solver: Es una herramienta de optimización contenida en Microsoft Excel que permite resolver problemas de programación lineal y no lineal. Esta herramienta se utiliza para encontrar la solución óptima (mínimo o máximo) posible dado un conjunto de restricciones y objetivos definidos. El funcionamiento de Solver se basa en algoritmos de optimización numérica, que buscan iterativamente la solución óptima a través de diferentes combinaciones de valores con las variables expuestas. Utiliza métodos como el método Simplex para problemas de programación lineal y métodos de

búsqueda no lineal para problemas de programación no lineal. Solver permite definir variables ajustables, restricciones lineales y no lineales, así como especificar si la función objetivo debe maximizarse o minimizarse. Luego, se puede ejecutar Solver para encontrar los valores óptimos de las variables que satisfacen las restricciones y optimizan la función objetivo.

- AMPL (A Mathematical Programming Language): Es un lenguaje de modelado matemático diseñado para formular y resolver problemas de optimización.
- AIMMS: Es un entorno de desarrollo integrado para modelado y optimización. Permite formular modelos matemáticos y resolver problemas de optimización complejos.
- CPLEX: Es un software comercial de optimización matemática desarrollado por IBM. Proporciona una amplia gama de algoritmos y técnicas para resolver problemas de optimización lineal, entera y mixta.
- LINDO/LINGO: Son softwares comerciales de optimización lineal y no lineal desarrollados por LINDO Systems.
- Gurobi: Es otro software comercial de optimización matemática. Proporciona una amplia gama de técnicas y algoritmos de vanguardia para resolver problemas de programación lineal, entera y cuadrática.
- Google OR-Tools: Es una biblioteca de optimización de código abierto desarrollada por Google. Proporciona una amplia gama de algoritmos y técnicas para resolver problemas de optimización combinatoria, programación lineal y entera.

Capítulo 5

5 Introducción al modelo

5.1 Portafolio de clientes

PEMEX contaba con 40 empresas compradoras de crudo alrededor del mundo en el año 2021, abajo en la **Figura 33**, se perfilan las 10 principales empresas compradoras de crudo, de las cuales 9 empresas compran crudo Maya y la restante crudo Istmo, lo cual representa el 70.77% del total de volumen de exportación en dicho portafolio.

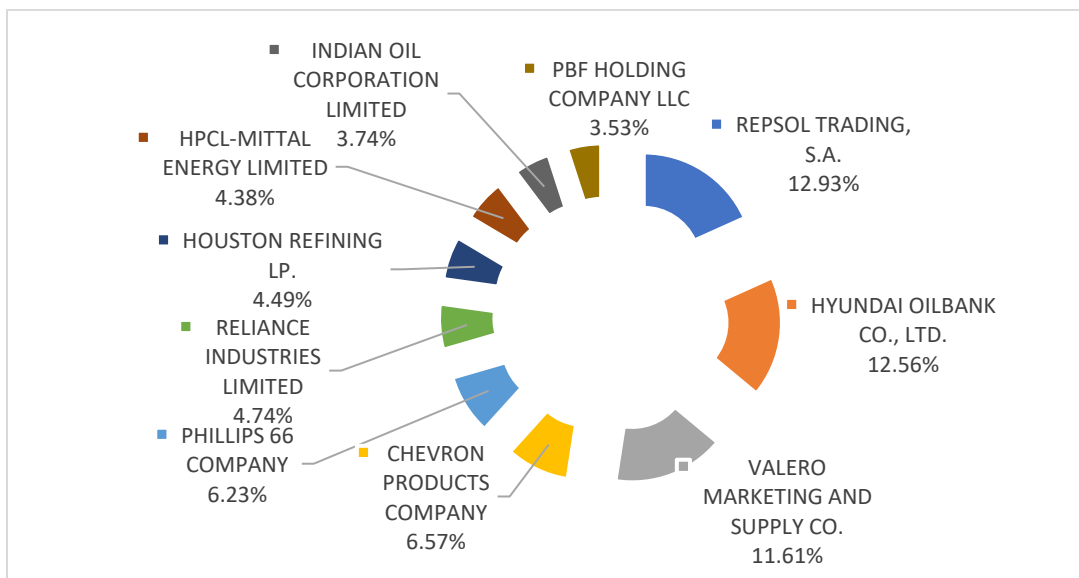


Figura 33. Principales 10 empresas compradoras de volumen de crudo.

5.2 Problema planteado

5.2.1 Modelo matemático

Para desarrollar nuestro modelo matemático, se comienza definiendo nuestro caso de estudio, se cuenta con la cartera de clientes en el mercado de exportación de crudos de PEMEX al año 2021, con el fin de poder diseñar un modelo matemático, que permita maximizar las ganancias de venta, respetando los contratos vigentes para ese año. Se optó por desarrollar un caso base y 3 escenarios, que consideraron diferentes políticas para la comercialización del crudo.

La solución del modelo se basa en el algoritmo del método Simplex, que consiste en la creación de una matriz con la función objetivo y las restricciones de las variables y los diferentes mercados, que son definidas en las **Tablas 9, 10, 11 y 12**, en las que se observa la distribución de la cartera de clientes, clasificada por tipo de crudo y mercado al que pertenecen. Actualmente en México se producen diferentes tipos de crudo y se consideraron exclusivamente: Altamira, Istmo, Maya y Talam, por ser los crudos que se exportaron en el año de referencia. Los mercados

considerados son el americano, europeo y asiático, los cuales son divididos por país y por la compañía que realiza el contrato, finalmente se asigna la nomenclatura a las variables que son empleadas, para el desarrollo del modelo matemático, en cada escenario.

5.2.2 Definiciones de variables

Para la clasificación de petróleo se considera, entre otros, al crudo Altamira, definiendo sus variables con la nomenclatura siguiente, cabe mencionar que este tipo de crudo se exporta exclusivamente en el continente americano, como se muestra en la **Tabla 9**.

Tabla 9. Aceite Altamira, Mercado, País, Compañía y Variable designada

TIPO DE ACEITE	MERCADO	PAÍS	COMPAÑÍA	VARIABLES
Altamira	América	US	Atlantic Trading and Marketing, Inc.	$A_{AM,US,ATM}$
Altamira	América	US	Houston Refining Lp.	$A_{AM,US,HR}$
Altamira	América	US	Marathon Petroleum Supply Llc.	$A_{AM,US,MPS}$
Altamira	América	US	P.M.I.® Norteamerica, S.A. De C.V.	$A_{AM,US,PMI}$
Altamira	América	US	Pbf Holding Company Llc	$A_{AM,US,PBF}$
Altamira	América	US	Valero Marketing and Supply Co.	$A_{AM,US,V}$

La exportación del crudo Istmo, se realiza en 3 continentes, 5 países y 13 compañías, como se observa en la **Tabla 10** y con su designación de variables mostradas: tipo de aceite, mercado, país, compañía y asignación de variable.

Tabla 10. Aceite Istmo, Mercado, País, Compañía y Variable designada

TIPO DE ACEITE	MERCADO	PAÍS	COMPAÑÍA	Variables
Istmo	América	US	Atlantic Trading and Marketing, Inc.	$I_{AM,US,ATM}$
Istmo	América	US	Marathon Petroleum Supply Llc.	$I_{AM,US,MPS}$
Istmo	América	US	Pbf Holding Company Llc	$I_{AM,US,PBF}$
Istmo	América	US	Valero Marketing and Supply Co.	$I_{AM,US,V}$
Istmo	América	US	Chevron Products Company	$I_{AM,US,CH}$
Istmo	América	US	Citgo Petroleum Corporation	$I_{AM,US,C}$
Istmo	América	US	Hunt Crude Oil Supply Company, Llc.	$I_{AM,US,HCO}$
Istmo	América	US	Phillips 66 Company	$I_{AM,US,PHI}$
Istmo	Eur	ES	Cepsa Trading S.A.U.	$I_{EUR,ES,CT}$
Istmo	Eur	ES	Repsol Trading, S.A.	$I_{EUR,ES,RT}$
Istmo	Asia	JP	Cosmo Oil Co., Ltd.	$I_{AS,JP,CO}$
Istmo	Asia	KR	Hyundai Oilbank Co., Ltd.	$I_{AS,KR,HO}$
Istmo	Asia	IN	Reliance Industries Limited	$I_{AS,IN,RIL}$

Para la definición de las viables correspondientes al crudo Maya, se consideraron 3 continentes, 5 países y 17 compañías, como se muestra en la **Tabla 11**.

Tabla 11. Aceite Maya, Mercado, País, Compañía y Variable designada

TIPO DE ACEITE	MERCADO	PAÍS	COMPAÑÍA	Variables
Maya	América	US	Atlantic Trading and Marketing, Inc.	$M_{AM,US,ATM}$
Maya	América	US	Houston Refining Lp.	$M_{AM,US,HR}$
Maya	América	US	Marathon Petroleum Supply Llc.	$M_{AM,US,MPS}$
Maya	América	US	P.M.I.® Norteamérica, S.A. De C.V.	$M_{AM,US,PMI}$
Maya	América	US	Pbf Holding Company Llc	$M_{AM,US,PBF}$
Maya	América	US	Valero Marketing and Supply Co.	$M_{AM,US,V}$
Maya	América	US	Chevron Products Company	$M_{AM,US,CH}$
Maya	América	US	Citgo Petroleum Corporation	$M_{AM,US,C}$
Maya	América	US	Hunt Crude Oil Supply Company, Llc.	$M_{AM,US,HCO}$
Maya	América	US	Phillips 66 Company	$M_{AM,US,PHI}$
Maya	América	US	Pecten Trading, Co.	$M_{AM,US,PT}$
Maya	Eur	ES	Repsol Trading, S.A.	$M_{EUR,ES,RT}$
Maya	Asia	KR	Hyundai Oilbank Co., Ltd.	$M_{AS,KR,HO}$
Maya	Asia	IN	Reliance Industries Limited	$M_{AS,IN,RIL}$
Maya	Asia	IN	Hpcl-Mittal Energy Limited	$M_{AS,IN,H-M}$
Maya	Asia	IN	Indian Oil Corporation Limited	$M_{AS,IN,IOCL}$
Maya	Asia	CN	Unipéc América, Inc.	$M_{AS,CN,UA}$

Por último, tenemos la exportación de crudo con la clasificación Talam en dos continentes siendo el americano y asiático, como se muestra en la **Tabla 12**.

Tabla 12. Aceite Talam, Mercado, País, Compañía y Variable designada

TIPO DE ACEITE	MERCADO	PAÍS	COMPAÑÍA	Variables
Talam	América	US	Houston Refining Lp.	$T_{AM,US,HR}$
Talam	América	US	Pbf Holding Company Llc	$T_{AM,US,PBF}$
Talam	América	US	Valero Marketing and Supply Co.	$T_{AM,US,V}$
Talam	Asia	IN	Reliance Industries Limited	$T_{AS,IN,RIL}$

Con las variables ya definidas, se plantean las restricciones y distintos escenarios que nos ayudaran a demostrar la utilidad del modelo desarrollado.

En resumen, nuestras variables quedan como se muestra en la siguiente manera en la **Tabla 13**:

Tabla 13. Total, de variables

Mercado	Países	Crudo	Total, de compañías
América	US	Altamira	6
		Istmo	8
		Maya	11
		Talam	3
Suma América			28
Asia	IN	Istmo	1
		Maya	3
		Talam	1
	JP	Istmo	1
		KR	Istmo
	SN	Maya	1
			Maya
Suma Asia			9
Europa	ES	Istmo	2
		Maya	1
Suma Europa			3
Total, general			40

5.2.3 Restricciones

5.2.3.1 Restricciones contractuales para Altamira.

$$A_{AM,US,ATM} - 2,209,559Y = 0$$

$$A_{AM,US,HR} - 573,387Y = 0$$

$$A_{AM,US,MPS} - 977,500Y = 0$$

$$A_{AM,US,PMI} - 20,266Y = 0$$

$$A_{AM,US,PBF} - 1,615,354Y = 0$$

$$A_{AM,US,V} - 774,684Y = 0$$

$$YA_{AM,US,ATM} + YA_{AM,US,HR} + YA_{AM,US,MPS} + YA_{AM,US,PMI} + YA_{AM,US,PBF} + YA_{AM,US,V} = 6$$

Ecuación 16. Restricciones contractuales para Altamira

5.2.3.2 Restricciones contractuales para Istmo

$$I_{AM,US,ATM} - 993,344Y = 0$$

$$I_{AM,US,MPS} - 6,962,661Y = 0$$

$$I_{AM,US,PBF} - 11,970,341Y = 0$$

$$I_{AM,US,V} - 10,454,678Y = 0$$

$$I_{AM,US,CH} - 7,484,927Y = 0$$

$$I_{AM,US,C} - 1,994,875Y = 0$$

$$I_{AM,US,HCO} - 3,076,305Y = 0$$

$$I_{AM,US,PHI} - 5,885,090Y = 0$$

$$\begin{aligned}
I_{EUR,ES,CT} - 443,707Y &= 0 \\
I_{EUR,ES,RT} - 1,984,466Y &= 0 \\
I_{AS,JP,CO} - 724,077Y &= 0 \\
I_{AS,KR,HO} - 4,987,259Y &= 0 \\
I_{AS,IN,RIL} - 1,996,779Y &= 0
\end{aligned}$$

$$YI_{AM,US,ATM} + YI_{AM,US,MPS} + YI_{AM,US,PBF} + YI_{AM,US,V} + YI_{AM,US,CH} + YI_{AM,US,C} + YI_{AM,US,HCO} + YI_{AM,US,PHI} + YI_{EUR,ES,CT} + YI_{EUR,ES,RT} + YI_{AS,JP,CO} + YI_{AS,KR,HO} + YI_{AS,IN,RIL} = 13$$

Ecuación 17. Restricciones contractuales para Istmo.

5.2.3.3 Restricciones contractuales para Maya

$$\begin{aligned}
M_{AM,US,ATM} - 3,443,824Y &= 0 \\
M_{AM,US,HR} - 15,238,470Y &= 0 \\
M_{AM,US,MPS} - 5,495,726Y &= 0 \\
M_{AM,US,PMI} - 10,111,662Y &= 0 \\
M_{AM,US,PBF} - 3,693,205Y &= 0 \\
M_{AM,US,V} - 39,440,617Y &= 0 \\
M_{AM,US,CH} - 22,299,505Y &= 0 \\
M_{AM,US,C} - 497,243Y &= 0 \\
M_{AM,US,HCO} - 4,039,812Y &= 0 \\
M_{AM,US,PHI} - 21,140,002Y &= 0 \\
M_{AM,US,PT} - 10,111,643Y &= 0 \\
M_{EUR,ES,RT} - 43,913,068Y &= 0 \\
M_{AS,KR,HO} - 42,650,169Y &= 0 \\
M_{AS,IN,RIL} - 16,083,930Y &= 0 \\
M_{AS,IN,H-M} - 14,867,792Y &= 0 \\
M_{AS,IN,IOCL} - 12,706,355Y &= 0 \\
M_{AS,CN,UA} - 1,801,372Y &= 0
\end{aligned}$$

$$YM_{AM,US,ATM} + YM_{AM,US,HR} + YM_{AM,US,MPS} + YM_{AM,US,PMI} + YM_{AM,US,PBF} + YM_{AM,US,V} + YM_{AM,US,CH} + YM_{AM,US,C} + YM_{AM,US,HCO} + YM_{AM,US,PHI} + YM_{AM,US,PT} + YM_{EUR,ES,RT} + YM_{AS,KR,HO} + YM_{AS,IN,RIL} + YM_{AS,IN,H-M} + YM_{AS,IN,IOCL} + YM_{AS,CN,UA} = 17$$

Ecuación 18. Restricciones contractuales para Maya.

5.2.3.4 Restricciones contractuales para Talam

$$\begin{aligned}
T_{AM,US,HR} - 991,267Y &= 0 \\
T_{AM,US,PBF} - 1,549,631Y &= 0 \\
T_{AM,US,V} - 2,379,289Y &= 0 \\
T_{AAS,IN,RIL} - 1,994,510Y &= 0
\end{aligned}$$

$$YT_{AM,US,HR} + YT_{AM,US,PBF} + YT_{AM,US,V} + YT_{AAS,IN,RIL} = 4$$

Ecuación 19. Restricciones contractuales para Talam.

5.2.4 Función objetivo

Una función objetivo, que es una ecuación matemática, se aplica en áreas específicas como la programación lineal y la optimización con el propósito de maximizar o minimizar un valor determinado. Esta función se formula teniendo en cuenta factores como el precio de venta, el mercado, el país y la empresa para cada variable, como se muestra en la **Ecuación 20**. Al sumar estas variables y aplicar un conjunto de restricciones, se puede lograr la maximización de las ganancias.

$$\begin{aligned}
 & (57.32A_{AM,US,ATM}) + (66.78A_{AM,US,HR}) + (67.07A_{AM,US,MPS}) + (53.59A_{AM,US,PMI}) + \\
 & (58.72A_{AM,US,PBF}) + (69.32A_{AM,US,V}) + (70.06I_{AM,US,ATM}) + (66.25I_{AM,US,MPS}) + \\
 & (65.63I_{AM,US,PBF}) + (67.10I_{AM,US,V}) + (67.68I_{AM,US,CH}) + (55.41I_{AM,US,C}) + \\
 & (67.74I_{AM,US,HCO}) + (64.90I_{AM,US,PHI}) + (68.18I_{EUR,ES,CT}) + (68.98I_{EUR,ES,RT}) + \\
 & (69.66I_{AS,JP,CO}) + (72.14I_{AS,KR,HO}) + (69.63I_{AS,IN,RIL}) + (65.11M_{AM,US,ATM}) + \\
 & (65.28M_{AM,US,HR}) + (64.24M_{AM,US,MPS}) + (64.10M_{AM,US,PMI}) + (63.45M_{AM,US,PBF}) + \\
 & (63.35M_{AM,US,V}) + (63.12M_{AM,US,CH}) + (61.92M_{AM,US,C}) + (64.24M_{AM,US,HCO}) + \\
 & (63.56M_{AM,US,PHI}) + (64.10M_{AM,US,PT}) + (63.69M_{EUR,ES,RT}) + (69.13M_{AS,KR,HO}) + \\
 & (68.05M_{AS,IN,RIL}) + (67.56M_{AS,IN,H-M}) + (62.60M_{AS,IN,IOCL}) + (59.29M_{AS,CN,UA}) + \\
 & (56.68T_{AM,US,HR}) + (60.27T_{AM,US,PBF}) + (64.33T_{AM,US,V}) + (71.07T_{AAS,IN,RIL}) = Z_{MAX}
 \end{aligned}$$

Ecuación 20. Función objetivo.

Capítulo 6

6 Construcción de escenarios

6.1 Escenario base

El escenario base es el caso principal del cual se hará un análisis, además de emplearse para los escenarios subsecuentes, para poder obtener el costo de las políticas y elaborar el análisis comparativo que soporte las decisiones.

$$\begin{aligned}
 & (57.32A_{AM,US,ATM}) + (66.78A_{AM,US,HR}) + (67.07A_{AM,US,MPS}) + (53.59A_{AM,US,PMI}) + \\
 & (58.72A_{AM,US,PBF}) + (69.32A_{AM,US,V}) + (70.06I_{AM,US,ATM}) + (66.25I_{AM,US,MPS}) + \\
 & (65.63I_{AM,US,PBF}) + (67.10I_{AM,US,V}) + (67.68I_{AM,US,CH}) + (55.41I_{AM,US,C}) + \\
 & (67.74I_{AM,US,HCO}) + (64.90I_{AM,US,PHI}) + (68.18I_{EUR,ES,CT}) + (68.98I_{EUR,ES,RT}) + \\
 & (69.66I_{AS,JP,CO}) + (72.14I_{AS,KR,HO}) + (69.63I_{AS,IN,RIL}) + (65.11M_{AM,US,ATM}) + \\
 & (65.28M_{AM,US,HR}) + (64.24M_{AM,US,MPS}) + (64.10M_{AM,US,PMI}) + (63.45M_{AM,US,PBF}) + \\
 & (63.35M_{AM,US,V}) + (63.12M_{AM,US,CH}) + (61.92M_{AM,US,C}) + (64.24M_{AM,US,HCO}) + \\
 & (63.56M_{AM,US,PHI}) + (64.10M_{AM,US,PT}) + (63.69M_{EUR,ES,RT}) + (69.13M_{AS,KR,HO}) + \\
 & (68.05M_{AS,IN,RIL}) + (67.56M_{AS,IN,H-M}) + (62.60M_{AS,IN,IOCL}) + (59.29M_{AS,CN,UA}) + \\
 & (56.68T_{AM,US,HR}) + (60.27T_{AM,US,PBF}) + (64.33T_{AM,US,V}) + (71.07T_{AAS,IN,RIL}) = \\
 & 22,155,760,530 \text{ US\$}
 \end{aligned}$$

Ecuación 21. Función objetivo del Escenario base.

6.1.1 Restricciones

Las restricciones están dadas solamente por el volumen total que se tiene en el caso base y su clasificación por tipos de crudos producidos en México, siendo estos: Altamira, Istmo, Maya y Talam.

- Para Altamira contamos con un volumen contratado de 6,170,781 [b], repartido en 6 empresas
- Para Istmo contamos con un volumen contratado de 58,958,509 [b], repartido en 13 empresas
- Para Maya contamos con un volumen contratado de 267,534,395 [b], repartido en 17 empresas
- Para Talam contamos con un volumen contratado de 6,914,697 [b], repartido en 4 empresas

Dando un total de 339,578,382 [b]

En manera de resumen se muestran las ecuaciones de las restricciones mencionadas en las **Ecuaciones 16, 17, 18 y 19**, que serán empleadas para el desarrollo de este escenario.

6.1.1.1 Restricciones contractuales para Altamira

$$A_{AM,US,ATM} - 2,209,559Y A_{AM,US,ATM} = 0$$

$$A_{AM,US,HR} - 573,387Y A_{AM,US,HR} = 0$$

$$A_{AM,US,MPS} - 977,500Y A_{AM,US,MPS} = 0$$

$$A_{AM,US,PMI} - 20,266Y A_{AM,US,PMI} = 0$$

$$A_{AM,US,PBF} - 1,615,354Y A_{AM,US,PBF} = 0$$

$$A_{AM,US,V} - 774,684Y A_{AM,US,V} = 0$$

$$Y A_{AM,US,ATM} + Y A_{AM,US,HR} + Y A_{AM,US,MPS} + Y A_{AM,US,PMI} + Y A_{AM,US,PBF} + Y A_{AM,US,V} = 6$$

6.1.1.2 Restricciones contractuales para Istmo.

$$I_{AM,US,ATM} - 993,344Y I_{AM,US,ATM} = 0$$

$$I_{AM,US,MPS} - 6,962,661Y I_{AM,US,MPS} = 0$$

$$I_{AM,US,PBF} - 11,970,341Y I_{AM,US,PBF} = 0$$

$$I_{AM,US,V} - 10,454,678Y I_{AM,US,V} = 0$$

$$I_{AM,US,CH} - 7,484,927Y I_{AM,US,CH} = 0$$

$$I_{AM,US,C} - 1,994,875Y I_{AM,US,C} = 0$$

$$I_{AM,US,HCO} - 3,076,305Y I_{AM,US,HCO} = 0$$

$$I_{AM,US,PHI} - 5,885,090Y I_{AM,US,PHI} = 0$$

$$I_{EUR,ES,CT} - 443,707Y I_{EUR,ES,CT} = 0$$

$$I_{EUR,ES,RT} - 1,984,466Y I_{EUR,ES,RT} = 0$$

$$I_{AS,JP,CO} - 724,077Y I_{AS,JP,CO} = 0$$

$$I_{AS,KR,HO} - 4,987,259Y I_{AS,KR,HO} = 0$$

$$I_{AS,IN,RIL} - 1,996,779Y I_{AS,IN,RIL} = 0$$

$$Y I_{AM,US,ATM} + Y I_{AM,US,MPS} + Y I_{AM,US,PBF} + Y I_{AM,US,V} + Y I_{AM,US,CH} + Y I_{AM,US,C} + Y I_{AM,US,HCO} + Y I_{AM,US,PHI} + Y I_{EUR,ES,CT} + Y I_{EUR,ES,RT} + Y I_{AS,JP,CO} + Y I_{AS,KR,HO} + Y I_{AS,IN,RIL} = 13$$

6.1.1.3 Restricciones contractuales para Maya.

$$M_{AM,US,ATM} - 3,443,824Y M_{AM,US,ATM} = 0$$

$$M_{AM,US,HR} - 15,238,470Y M_{AM,US,HR} = 0$$

$$M_{AM,US,MPS} - 5,495,726Y M_{AM,US,MPS} = 0$$

$$M_{AM,US,PMI} - 10,111,662Y M_{AM,US,PMI} = 0$$

$$M_{AM,US,PBF} - 3,693,205Y M_{AM,US,PBF} = 0$$

$$M_{AM,US,V} - 39,440,617Y M_{AM,US,V} = 0$$

$$M_{AM,US,CH} - 22,299,505Y M_{AM,US,CH} = 0$$

$$M_{AM,US,C} - 497,243Y M_{AM,US,C} = 0$$

$$M_{AM,US,HCO} - 4,039,812Y M_{AM,US,HCO} = 0$$

$$M_{AM,US,PHI} - 21,140,002Y M_{AM,US,PHI} = 0$$

$$M_{AM,US,PT} - 10,111,643Y M_{AM,US,PT} = 0$$

$$M_{EUR,ES,RT} - 43,913,068Y M_{EUR,ES,RT} = 0$$

$$M_{AS,KR,HO} - 42,650,169Y M_{AS,KR,HO} = 0$$

$$M_{AS,IN,RIL} - 16,083,930Y M_{AS,IN,RIL} = 0$$

$$M_{AS,IN,H-M} - 14,867,792Y M_{AS,IN,H-M} = 0$$

$$M_{AS,IN,IOCL} - 12,706,355Y_{M_{AS,IN,IOCL}} = 0$$

$$M_{AS,CN,UA} - 1,801,372Y_{M_{AS,CN,UA}} = 0$$

$$Y_{M_{AM,US,ATM}} + Y_{M_{AM,US,HR}} + Y_{M_{AM,US,MPS}} + Y_{M_{AM,US,PMI}} + Y_{M_{AM,US,PBF}} + Y_{M_{AM,US,V}} + Y_{M_{AM,US,CH}} + Y_{M_{AM,US,C}} + Y_{M_{AM,US,HCO}} + Y_{M_{AM,US,PHI}} + Y_{M_{AM,US,PT}} + Y_{M_{EUR,ES,RT}} + Y_{M_{AS,KR,HO}} + Y_{M_{AS,IN,RIL}} + Y_{M_{AS,IN,H-M}} + Y_{M_{AS,IN,IOCL}} + Y_{M_{AS,CN,UA}} = 17$$

6.1.1.4 Restricciones contractuales para Talam.

$$T_{AM,US,HR} - 991,267YT_{AM,US,HR} = 0$$

$$T_{AM,US,PBF} - 1,549,631YT_{AM,US,PBF} = 0$$

$$T_{AM,US,V} - 2,379,289YT_{AM,US,V} = 0$$

$$T_{AAS,IN,RIL} - 1,994,510YT_{AAS,IN,RIL} = 0$$

$$YT_{AM,US,HR} + YT_{AM,US,PBF} + YT_{AM,US,V} + YT_{AAS,IN,RIL} = 4$$

6.2 Escenario 1

Para la construcción del escenario 1, se realiza una variación en los contratos del escenario base, siendo las variables modificadas las que se muestran en la **Tabla 14**, aumentando en 15% la producción original de crudo por Istmo, pasando de 58,958,509 [b] a 67,802,285 [b] y aumentando 20% en la producción original de Maya, pasando de 267,534,395 [b] a 321,041,274 [b], obteniendo la variación mostrada de igual forma en la **Tabla 14**, quedando para istmo de 8,843,776 [b] y para Maya de 53,506,879 [b], esto será reflejado en la Z_{Max} , a causa del aumento de volumen de producción.

Como se enuncia en el contrato de la siguiente manera:

“Respetando los contratos vigentes. Suponiendo un incremento del 20% en las exportaciones de maya y el 15% en las exportaciones de Istmo. Conservando los mismos clientes.”

Tabla 14. Variables afectadas por contratos.

Producto	Variable	Volumen [Bbl]	Porcentaje
Istmo	IAS,KR,HO	8,843,776	15%
Maya	MAS,KR,HO	53,506,879	20%

La función objetivo queda de la siguiente forma, con la variación de Z_{Max} , quedando de 26,492,962,582 [US\$]

$$(57.32A_{AM,US,ATM}) + (66.78A_{AM,US,HR}) + (67.07A_{AM,US,MPS}) + (53.59A_{AM,US,PMI}) + (58.72A_{AM,US,PBF}) + (69.32A_{AM,US,V}) + (70.06I_{AM,US,ATM}) + (66.25I_{AM,US,MPS}) + (65.63I_{AM,US,PBF}) + (67.10I_{AM,US,V}) + (67.68I_{AM,US,CH}) + (55.41I_{AM,US,C}) + (67.74I_{AM,US,HCO}) + (64.90I_{AM,US,PHI}) + (68.18I_{EUR,ES,CT}) + (68.98I_{EUR,ES,RT}) + (69.66I_{AS,JP,CO}) + (72.14I_{AS,KR,HO}) + (69.63I_{AS,IN,RIL}) + (65.11M_{AM,US,ATM}) + (65.28M_{AM,US,HR}) + (64.24M_{AM,US,MPS}) + (64.10M_{AM,US,PMI}) + (63.45M_{AM,US,PBF}) +$$

$$\begin{aligned}
& (63.35M_{AM,US,V}) + (63.12M_{AM,US,CH}) + (61.92M_{AM,US,C}) + (64.24M_{AM,US,HCO}) + \\
& (63.56M_{AM,US,PHI}) + (64.10M_{AM,US,PT}) + (63.69M_{EUR,ES,RT}) + (69.13M_{AS,KR,HO}) + \\
& (68.05M_{AS,IN,RIL}) + (67.56M_{AS,IN,H-M}) + (62.60M_{AS,IN,IOCL}) + (59.29M_{AS,CN,UA}) + \\
& (56.68T_{AM,US,HR}) + (60.27T_{AM,US,PBF}) + (64.33T_{AM,US,V}) + (71.07T_{AAS,IN,RIL}) = \\
& 26,492,962,582 [US\$]
\end{aligned}$$

Ecuación 22. Función objetivo Escenario 1

6.2.1 Restricciones

En el escenario 1, en particular difieren los volúmenes de Istmo y de Maya, acorde con los contratos y reflejado en sus restricciones como se muestra a continuación.

- Para Altamira contamos con un volumen contratado de 6,170,781 [b], repartido en 6 empresas.
- Para Istmo contamos con un volumen contratado de 67,802,285 [b], repartido en 13 empresas
- Para Maya contamos con un volumen contratado de 321,041,274 [b], repartido en 17 empresas
- Para Talam contamos con un volumen contratado de 6,914,697 [b], repartido en 4 empresas

Dando un total de 401,929,037 [b]

6.2.1.1 Restricciones para volumen total por clasificación de aceite en México.

Se tienen que implementar nuevas restricciones para el escenario 1, ya que se cuenta con un aumento para el volumen total por clasificación de aceite dando como resultado que aumenten el volumen vendido de crudo para Istmo y para Maya, tal como es señalado en los contratos, contemplando ese aumento solo en las **Ecuaciones 24 y 25**.

1. Altamira

$$A_{AM,US,ATM} + A_{AM,US,HR} + A_{AM,US,MPS} + A_{AM,US,PMI} + A_{AM,US,PBF} + A_{AM,US,V} = 6,170,781$$

Ecuación 23. Restricciones para volumen total de Altamira.

2. Istmo

$$\begin{aligned}
& I_{AM,US,ATM} + I_{AM,US,MPS} + I_{AM,US,PBF} + I_{AM,US,V} + I_{AM,US,CH} + I_{AM,US,C} + I_{AM,US,HCO} + \\
& I_{AM,US,PHI} + I_{EUR,ES,CT} + I_{EUR,ES,RT} + I_{AS,JP,CO} + I_{AS,KR,HO} + I_{AS,IN,RIL} = 58,958,509 * 1.15
\end{aligned}$$

Ecuación 24. Restricciones para volumen total de Istmo.

3. Maya

$$\begin{aligned}
& M_{AM,US,ATM} + M_{AM,US,HR} + M_{AM,US,MPS} + M_{AM,US,PMI} + M_{AM,US,PBF} + M_{AM,US,V} + M_{AM,US,CH} + \\
& M_{AM,US,C} + M_{AM,US,HCO} + M_{AM,US,PHI} + M_{AM,US,PT} + M_{EUR,ES,RT} + M_{AS,KR,HO} + M_{AS,IN,RIL} + \\
& M_{AS,IN,H-M} + M_{AS,IN,IOCL} + M_{AS,CN,UA} = 267,534,395 * 1.20
\end{aligned}$$

Ecuación 25. Restricciones para volumen total de Maya.**4. Talam**

$$T_{AM,US,HR} + T_{AM,US,PBF} + T_{AM,US,V} + T_{AAS,IN,RIL} = 6,914,697$$

Ecuación 26. Restricciones para volumen total de Talam.

Simplificando las ecuaciones anteriores, se tiene la **Tabla 15**, la cual muestra el cambio de volumen por el porcentaje adicional de las nuevas políticas.

Tabla 15. Volumen original más porcentaje adicional (Escenario 1).

Producto	Volumen [b]	Porcentaje adicional de volumen	Volumen [b]
Altamira	6,170,781	0%	6,170,781
Istmo	58,958,509	15%	67,802,285
Maya	267,534,395	20%	321,041,274
Talam	6,914,697	0%	6,914,697
Total	339,578,382		401,929,037

En manera de resumen se muestran las ecuaciones de las restricciones mencionadas en las **Ecuaciones 16, 17, 18 y 19**, que serán empleadas para el desarrollo de este escenario.

6.2.1.2 Restricciones contractuales para Altamira

$$A_{AM,US,ATM} - 2,209,590Y_{AM,US,ATM} \geq 0$$

$$A_{AM,US,HR} - 573,387Y_{AM,US,HR} \geq 0$$

$$A_{AM,US,MPS} - 977,500Y_{AM,US,MPS} \geq 0$$

$$A_{AM,US,PMI} - 20,266Y_{AM,US,PMI} \geq 0$$

$$A_{AM,US,PBF} - 1,615,354Y_{AM,US,PBF} \geq 0$$

$$A_{AM,US,V} - 774,684Y_{AM,US,V} \geq 0$$

$$Y_{AM,US,ATM} + Y_{AM,US,HR} + Y_{AM,US,MPS} + Y_{AM,US,PMI} + Y_{AM,US,PBF} + Y_{AM,US,V} = 6$$

6.2.1.3 Restricciones contractuales para Istmo.

$$I_{AM,US,ATM} - 993,344Y_{AM,US,ATM} \geq 0$$

$$I_{AM,US,MPS} - 6,962,661Y_{AM,US,MPS} \geq 0$$

$$I_{AM,US,PBF} - 11,970,341Y_{AM,US,PBF} \geq 0$$

$$I_{AM,US,V} - 10,454,678Y_{AM,US,V} \geq 0$$

$$I_{AM,US,CH} - 7,484,927Y_{AM,US,CH} \geq 0$$

$$I_{AM,US,C} - 1,994,875Y_{AM,US,C} \geq 0$$

$$I_{AM,US,HCO} - 3,076,305Y_{AM,US,HCO} \geq 0$$

$$I_{AM,US,PHI} - 5,885,090Y_{AM,US,PHI} \geq 0$$

$$I_{EUR,ES,CT} - 443,707Y_{EUR,ES,CT} \geq 0$$

$$I_{EUR,ES,RT} - 1,984,466Y_{EUR,ES,RT} \geq 0$$

$$I_{AS,JP,CO} - 724,077Y_{AS,JP,CO} \geq 0$$

$$I_{AS,KR,HO} - 4,987,259Y_{AS,KR,HO} \geq 0$$

$$I_{AS,IN,RIL} - 1,996,779YI_{AS,IN,RIL} \geq 0$$

$$YI_{AM,US,ATM} + YI_{AM,US,MPS} + YI_{AM,US,PBF} + YI_{AM,US,V} + YI_{AM,US,CH} + YI_{AM,US,C} + YI_{AM,US,HCO} + YI_{AM,US,PHI} + YI_{EUR,ES,CT} + YI_{EUR,ES,RT} + YI_{AS,JP,CO} + YI_{AS,KR,HO} + YI_{AS,IN,RIL} = 13$$

6.2.1.4 Restricciones contractuales para Maya.

$$\begin{aligned} M_{AM,US,ATM} - 3,443,824YM_{AM,US,ATM} &\geq 0 \\ M_{AM,US,HR} - 15,238,470YM_{AM,US,HR} &\geq 0 \\ M_{AM,US,MPS} - 5,495,726YM_{AM,US,MPS} &\geq 0 \\ M_{AM,US,PMI} - 10,111,662YM_{AM,US,PMI} &\geq 0 \\ M_{AM,US,PBF} - 3,693,205YM_{AM,US,PBF} &\geq 0 \\ M_{AM,US,V} - 39,440,617YM_{AM,US,V} &\geq 0 \\ M_{AM,US,CH} - 22,299,505YM_{AM,US,CH} &\geq 0 \\ M_{AM,US,C} - 497,243YM_{AM,US,C} &\geq 0 \\ M_{AM,US,HCO} - 4,039,812YM_{AM,US,HCO} &\geq 0 \\ M_{AM,US,PHI} - 21,140,002YM_{AM,US,PHI} &\geq 0 \\ M_{AM,US,PT} - 10,111,643YM_{AM,US,PT} &\geq 0 \\ M_{EUR,ES,RT} - 43,913,068YM_{EUR,ES,RT} &\geq 0 \\ M_{AS,KR,HO} - 42,650,169YM_{AS,KR,HO} &\geq 0 \\ M_{AS,IN,RIL} - 16,083,930YM_{AS,IN,RIL} &\geq 0 \\ M_{AS,IN,H-M} - 14,867,792YM_{AS,IN,H-M} &\geq 0 \\ M_{AS,IN,IOCL} - 12,706,355YM_{AS,IN,IOCL} &\geq 0 \\ M_{AS,CN,UA} - 1,801,372YM_{AS,CN,UA} &\geq 0 \end{aligned}$$

$$YM_{AM,US,ATM} + YM_{AM,US,HR} + YM_{AM,US,MPS} + YM_{AM,US,PMI} + YM_{AM,US,PBF} + YM_{AM,US,V} + YM_{AM,US,CH} + YM_{AM,US,C} + YM_{AM,US,HCO} + YM_{AM,US,PHI} + YM_{AM,US,PT} + YM_{EUR,ES,RT} + YM_{AS,KR,HO} + YM_{AS,IN,RIL} + YM_{AS,IN,H-M} + YM_{AS,IN,IOCL} + YM_{AS,CN,UA} = 17$$

6.2.1.5 Restricciones contractuales para Talam

$$\begin{aligned} T_{AM,US,HR} - 991,267YT_{AM,US,HR} &\geq 0 \\ T_{AM,US,PBF} - 1,549,631YT_{AM,US,PBF} &\geq 0 \\ T_{AM,US,V} - 2,379,289YT_{AM,US,V} &\geq 0 \\ T_{AAS,IN,RIL} - 1,994,510YT_{AAS,IN,RIL} &\geq 0 \end{aligned}$$

$$YT_{AM,US,HR} + YT_{AM,US,PBF} + YT_{AM,US,V} + YT_{AAS,IN,RIL} = 4$$

6.3 Escenario 2

Para la construcción del escenario 2, se hará una variación en los contratos del escenario base, siendo las variables modificadas las que se muestran en la **Tabla 16**, aumentando en 15% la producción original de crudo por Istmo, pasando de 58,958,509 [b] a 67,802,285 [b] y aumentando 20% en la producción original de Maya, variando su volumen de 267,534,395 [b] a 321,041,274 [b], obteniendo los resultados mostrados en la **Tabla 16**, como resultado para el crudo Istmo con un volumen de 8,843,776 [b] y para Maya de 53,506,879 [b], esto será reflejado en la Z_{Max} , a causa del aumento de volumen de producción.

Como se enuncia en el contrato de la siguiente manera:

“Respetando los contratos vigentes. Suponiendo un incremento del 20% en las exportaciones de maya y el 15% en las exportaciones de Istmo. Conservando los mismos clientes. Suponiendo un incremento del 20% en las ventas de maya a Repsol y un 15% en las ventas de maya a Valero. Suponiendo un incremento del 20% en las ventas de istmo a PBF Holding Co. y un 25% en las ventas de istmo a Marathon Petroleum.”

Tabla 16. Variables afectadas por contratos.

Producto	Variable	Volumen [Bbl]
Istmo	IAM,US,MPS	1,740,665
Istmo	IAM,US,PBF	2,394,068
Istmo	IAS,KR,HO	4,709,043
Maya	MAM,US,V	5,916,093
Maya	MEUR,ES,RT	8,782,614
Maya	MAS,KR,HO	38,808,173

La función objetivo queda de la siguiente forma, con la variación de Z_{Max} , quedando de 26,385,069,874 [US\$]

$$\begin{aligned}
 & (57.32A_{AM,US,ATM}) + (66.78A_{AM,US,HR}) + (67.07A_{AM,US,MPS}) + (53.59A_{AM,US,PMI}) + \\
 & (58.72A_{AM,US,PBF}) + (69.32A_{AM,US,V}) + (70.06I_{AM,US,ATM}) + (66.25I_{AM,US,MPS}) + \\
 & (65.63I_{AM,US,PBF}) + (67.10I_{AM,US,V}) + (67.68I_{AM,US,CH}) + (55.41I_{AM,US,C}) + \\
 & (67.74I_{AM,US,HCO}) + (64.90I_{AM,US,PHI}) + (68.18I_{EUR,ES,CT}) + (68.98I_{EUR,ES,RT}) + \\
 & (69.66I_{AS,JP,CO}) + (72.14I_{AS,KR,HO}) + (69.63I_{AS,IN,RIL}) + (65.11M_{AM,US,ATM}) + \\
 & (65.28M_{AM,US,HR}) + (64.24M_{AM,US,MPS}) + (64.10M_{AM,US,PMI}) + (63.45M_{AM,US,PBF}) + \\
 & (63.35M_{AM,US,V}) + (63.12M_{AM,US,CH}) + (61.92M_{AM,US,C}) + (64.24M_{AM,US,HCO}) + \\
 & (63.56M_{AM,US,PHI}) + (64.10M_{AM,US,PT}) + (63.69M_{EUR,ES,RT}) + (69.13M_{AS,KR,HO}) + \\
 & (68.05M_{AS,IN,RIL}) + (67.56M_{AS,IN,H-M}) + (62.60M_{AS,IN,IOCL}) + (59.29M_{AS,CN,UA}) + \\
 & (56.68T_{AM,US,HR}) + (60.27T_{AM,US,PBF}) + (64.33T_{AM,US,V}) + (71.07T_{AAS,IN,RIL}) = \\
 & 26,385,069,874 [US\$]
 \end{aligned}$$

Ecuación 27. Función objetivo Escenario 2.

6.3.1 Restricciones

6.3.1.1 Restricciones para volumen total por clasificación de aceite en México

Al igual que en el escenario 1, se anexan restricciones para el volumen total por clasificación de aceite dando como resultado que aumenten el volumen vendido de crudo para Istmo y para Maya, tal como es señalado en los contratos, contemplando ese aumento solo en las **Ecuaciones 24 y 25**.

1. Altamira

$$A_{AM,US,ATM} + A_{AM,US,HR} + A_{AM,US,MPS} + A_{AM,US,PMI} + A_{AM,US,PBF} + A_{AM,US,V} = 6,170,781$$

2. Istmo

$$I_{AM,US,ATM} + I_{AM,US,MPS} + I_{AM,US,PBF} + I_{AM,US,V} + I_{AM,US,CH} + I_{AM,US,C} + I_{AM,US,HCO} + I_{AM,US,PHI} + I_{EUR,ES,CT} + I_{EUR,ES,RT} + I_{AS,JP,CO} + I_{AS,KR,HO} + I_{AS,IN,RIL} = 58,958,509 * 1.15$$

3. Maya

$$M_{AM,US,ATM} + M_{AM,US,HR} + M_{AM,US,MPS} + M_{AM,US,PMI} + M_{AM,US,PBF} + M_{AM,US,V} + M_{AM,US,CH} + M_{AM,US,C} + M_{AM,US,HCO} + M_{AM,US,PHI} + M_{AM,US,PT} + M_{EUR,ES,RT} + M_{AS,KR,HO} + M_{AS,IN,RIL} + M_{AS,IN,H-M} + M_{AS,IN,IOCL} + M_{AS,CN,UA} = 267,534,395 * 1.20$$

4. Talam

$$T_{AM,US,HR} + T_{AM,US,PBF} + T_{AM,US,V} + T_{AAS,IN,RIL} = 6,914,697$$

Simplificando las ecuaciones anteriores, se tiene la **Tabla 17**, la cual muestra el cambio de volumen por el porcentaje adicional de las nuevas políticas.

Tabla 17. Volumen original más porcentaje adicional (Escenario 2).

Producto	Volumen [b]	Porcentaje adicional de volumen	Volumen [b]
Altamira	6,170,781	0%	6,170,781
Istmo	58,958,509	15%	67,802,285
Maya	267,534,395	20%	321,041,274
Talam	6,914,697	0%	6,914,697
Total	339,578,382		401,929,037

En manera de resumen se muestran las ecuaciones de las restricciones mencionadas en las **Ecuaciones 16, 17, 18 y 19**, que serán empleadas para el desarrollo de este escenario.

6.3.1.2 Restricciones contractuales para Altamira.

$$A_{AM,US,ATM} - 2,209,590Y_{AM,US,ATM} \geq 0$$

$$A_{AM,US,HR} - 573,387Y_{AM,US,HR} \geq 0$$

$$A_{AM,US,MPS} - 977,500Y_{AM,US,MPS} \geq 0$$

$$A_{AM,US,PMI} - 20,266Y_{AM,US,PMI} \geq 0$$

$$A_{AM,US,PBF} - 1,615,354Y_{AM,US,PBF} \geq 0$$

$$A_{AM,US,V} - 774,684Y_{AM,US,V} \geq 0$$

$$Y_{AM,US,ATM} + Y_{AM,US,HR} + Y_{AM,US,MPS} + Y_{AM,US,PMI} + Y_{AM,US,PBF} + Y_{AM,US,V} = 6$$

6.3.1.3 Restricciones para Istmo.

$$I_{AM,US,ATM} - 993,344Y_{AM,US,ATM} \geq 0$$

$$I_{AM,US,MPS} - 6,962,661Y_{AM,US,MPS} \geq 0$$

$$I_{AM,US,PBF} - 11,970,341Y_{AM,US,PBF} \geq 0$$

$$I_{AM,US,V} - 10,454,678Y_{AM,US,V} \geq 0$$

$$I_{AM,US,CH} - 7,484,927Y_{AM,US,CH} \geq 0$$

$$I_{AM,US,C} - 1,994,875Y_{AM,US,C} \geq 0$$

$$\begin{aligned}
I_{AM,US,HCO} - 3,076,305YI_{AM,US,HCO} &\geq 0 \\
I_{AM,US,PHI} - 5,885,090YI_{AM,US,PHI} &\geq 0 \\
I_{EUR,ES,CT} - 443,707YI_{EUR,ES,CT} &\geq 0 \\
I_{EUR,ES,RT} - 1,984,466YI_{EUR,ES,RT} &\geq 0 \\
I_{AS,JP,CO} - 724,077YI_{AS,JP,CO} &\geq 0 \\
I_{AS,KR,HO} - 4,987,259YI_{AS,KR,HO} &\geq 0 \\
I_{AS,IN,RIL} - 1,996,779YI_{AS,IN,RIL} &\geq 0
\end{aligned}$$

$$YI_{AM,US,ATM} + YI_{AM,US,MPS} + YI_{AM,US,PBF} + YI_{AM,US,V} + YI_{AM,US,CH} + YI_{AM,US,C} + YI_{AM,US,HCO} + YI_{AM,US,PHI} + YI_{EUR,ES,CT} + YI_{EUR,ES,RT} + YI_{AS,JP,CO} + YI_{AS,KR,HO} + YI_{AS,IN,RIL} = 13$$

6.3.1.4 Restricciones para Maya.

$$\begin{aligned}
M_{AM,US,ATM} - 3,443,824YM_{AM,US,ATM} &\geq 0 \\
M_{AM,US,HR} - 15,238,470YM_{AM,US,HR} &\geq 0 \\
M_{AM,US,MPS} - 5,495,726YM_{AM,US,MPS} &\geq 0 \\
M_{AM,US,PMI} - 10,111,662YM_{AM,US,PMI} &\geq 0 \\
M_{AM,US,PBF} - 3,693,205YM_{AM,US,PBF} &\geq 0 \\
M_{AM,US,V} - 39,440,617YM_{AM,US,V} &\geq 0 \\
M_{AM,US,CH} - 22,299,505YM_{AM,US,CH} &\geq 0 \\
M_{AM,US,C} - 497,243YM_{AM,US,C} &\geq 0 \\
M_{AM,US,HCO} - 4,039,812YM_{AM,US,HCO} &\geq 0 \\
M_{AM,US,PHI} - 21,140,002YM_{AM,US,PHI} &\geq 0 \\
M_{AM,US,PT} - 10,111,643YM_{AM,US,PT} &\geq 0 \\
M_{EUR,ES,RT} - 43,913,068YM_{EUR,ES,RT} &\geq 0 \\
M_{AS,KR,HO} - 42,650,169YM_{AS,KR,HO} &\geq 0 \\
M_{AS,IN,RIL} - 16,083,930YM_{AS,IN,RIL} &\geq 0 \\
M_{AS,IN,H-M} - 14,867,792YM_{AS,IN,H-M} &\geq 0 \\
M_{AS,IN,IOCL} - 12,706,355YM_{AS,IN,IOCL} &\geq 0 \\
M_{AS,CN,UA} - 1,801,372YM_{AS,CN,UA} &\geq 0
\end{aligned}$$

$$YM_{AM,US,ATM} + YM_{AM,US,HR} + YM_{AM,US,MPS} + YM_{AM,US,PMI} + YM_{AM,US,PBF} + YM_{AM,US,V} + YM_{AM,US,CH} + YM_{AM,US,C} + YM_{AM,US,HCO} + YM_{AM,US,PHI} + YM_{AM,US,PT} + YM_{EUR,ES,RT} + YM_{AS,KR,HO} + YM_{AS,IN,RIL} + YM_{AS,IN,H-M} + YM_{AS,IN,IOCL} + YM_{AS,CN,UA} = 17$$

6.3.1.5 Restricciones para Talam.

$$\begin{aligned}
T_{AM,US,HR} - 991,267YT_{AM,US,HR} &\geq 0 \\
T_{AM,US,PBF} - 1,549,631YT_{AM,US,PBF} &\geq 0 \\
T_{AM,US,V} - 2,379,289YT_{AM,US,V} &\geq 0 \\
T_{AAS,IN,RIL} - 1,994,510YT_{AAS,IN,RIL} &\geq 0
\end{aligned}$$

$$YT_{AM,US,HR} + YT_{AM,US,PBF} + YT_{AM,US,V} + YT_{AAS,IN,RIL} = 4$$

6.4 Escenario 3

Para la construcción del escenario 3, se hará una variación en los contratos del escenario base, siendo las variables modificadas las que se muestran en la **Tabla**

17, aumentando en 15% la producción original de crudo por Istmo, pasando de 58,958,509 [b] a 67,802,285 [b] y aumentando 20% en la producción original de Maya, variando su volumen de 267,534,395 [b] a 321,041,274 [b], obteniendo los resultados mostrados en la **tabla 17**, como resultado para el crudo Istmo con un volumen de 8,843,776 [b] y para Maya de 53,506,879 [b], esto será reflejado en la Z_{Max} , a causa del aumento de volumen de producción.

Como se enuncia en el contrato de la siguiente manera:

“Respetando los contratos vigentes. Suponiendo un incremento del 20% en las exportaciones de Maya y el 15% en las exportaciones de Istmo. Conservando los mismos clientes. Suponiendo cero crecimientos en las exportaciones hacia Asia.”

Tabla 18. Variables afectadas por contratos.

Producto	Variable	Volumen [Bbl]
Istmo	IAM,US,ATM	8,843,776
Maya	MAM,US,HR	53,506,879

La función objetivo queda de la siguiente forma, con la variación de Z_{Max} , quedando de 26,268,431,363 [US\$]

$$\begin{aligned}
 & (57.32A_{AM,US,ATM}) + (66.78A_{AM,US,HR}) + (67.07A_{AM,US,MPS}) + (53.59A_{AM,US,PMI}) + \\
 & (58.72A_{AM,US,PBF}) + (69.32A_{AM,US,V}) + (70.06I_{AM,US,ATM}) + (66.25I_{AM,US,MPS}) + \\
 & (65.63I_{AM,US,PBF}) + (67.10I_{AM,US,V}) + (67.68I_{AM,US,CH}) + (55.41I_{AM,US,C}) + \\
 & (67.74I_{AM,US,HCO}) + (64.90I_{AM,US,PHI}) + (68.18I_{EUR,ES,CT}) + (68.98I_{EUR,ES,RT}) + \\
 & (69.66I_{AS,JP,CO}) + (72.14I_{AS,KR,HO}) + (69.63I_{AS,IN,RIL}) + (65.11M_{AM,US,ATM}) + \\
 & (65.28M_{AM,US,HR}) + (64.24M_{AM,US,MPS}) + (64.10M_{AM,US,PMI}) + (63.45M_{AM,US,PBF}) + \\
 & (63.35M_{AM,US,V}) + (63.12M_{AM,US,CH}) + (61.92M_{AM,US,C}) + (64.24M_{AM,US,HCO}) + \\
 & (63.56M_{AM,US,PHI}) + (64.10M_{AM,US,PT}) + (63.69M_{EUR,ES,RT}) + (69.13M_{AS,KR,HO}) + \\
 & (68.05M_{AS,IN,RIL}) + (67.56M_{AS,IN,H-M}) + (62.60M_{AS,IN,IOCL}) + (59.29M_{AS,CN,UA}) + \\
 & (56.68T_{AM,US,HR}) + (60.27T_{AM,US,PBF}) + (64.33T_{AM,US,V}) + (71.07T_{AAS,IN,RIL}) = \\
 & 26,268,431,363 [US\$]
 \end{aligned}$$

Ecuación 28. Función objetivo Escenario 3.

6.4.1 Restricciones

6.4.1.1 Restricciones para volumen total por clasificación de aceite en México.

Al igual que los escenarios anteriores, se incluyen restricciones para el volumen total por clasificación de aceite dando como resultado que aumenten el volumen vendido de crudo para Istmo y para Maya, tal como es señalado en los contratos, contemplando ese aumento solo en las **Ecuaciones 24 y 25**.

1. Altamira

$$A_{AM,US,ATM} + A_{AM,US,HR} + A_{AM,US,MPS} + A_{AM,US,PMI} + A_{AM,US,PBF} + A_{AM,US,V} = 6,170,781$$

2. Istmo

$$I_{AM,US,ATM} + I_{AM,US,MPS} + I_{AM,US,PBF} + I_{AM,US,V} + I_{AM,US,CH} + I_{AM,US,C} + I_{AM,US,HCO} + I_{AM,US,PHI} + I_{EUR,ES,CT} + I_{EUR,ES,RT} + I_{AS,JP,CO} + I_{AS,KR,HO} + I_{AS,IN,RIL} = 58,958,509 * 1.15$$

3. Maya

$$M_{AM,US,ATM} + M_{AM,US,HR} + M_{AM,US,MPS} + M_{AM,US,PMI} + M_{AM,US,PBF} + M_{AM,US,V} + M_{AM,US,CH} + M_{AM,US,C} + M_{AM,US,HCO} + M_{AM,US,PHI} + M_{AM,US,PT} + M_{EUR,ES,RT} + M_{AS,KR,HO} + M_{AS,IN,RIL} + M_{AS,IN,H-M} + M_{AS,IN,IOCL} + M_{AS,CN,UA} = 267,534,395 * 1.20$$

4. Talam

$$T_{AM,US,HR} + T_{AM,US,PBF} + T_{AM,US,V} + T_{AAS,IN,RIL} = 6,914,697$$

Simplificando las ecuaciones anteriores, se tiene la **Tabla 18**, la cual muestra el cambio de volumen por el porcentaje adicional de las nuevas políticas.

Tabla 19. Volumen original más porcentaje adicional (Escenario 3).

Producto	Volumen [Bbl]	Porcentaje adicional de volumen	Volumen [Bbl]
Altamira	6,170,781	0%	6,170,781
Istmo	58,958,509	15%	67,802,285
Maya	267,534,395	20%	321,041,274
Talam	6,914,697	0%	6,914,697
Total	339,578,382		401,929,037

En manera de resumen se muestran las ecuaciones de las restricciones mencionadas en las **Ecuaciones 16, 17, 18 y 19**, que serán empleadas para el desarrollo de este escenario.

6.4.1.2 Restricciones contractuales para Altamira.

$$A_{AM,US,ATM} - 2,209,590Y_{AM,US,ATM} \geq 0$$

$$A_{AM,US,HR} - 573,387Y_{AM,US,HR} \geq 0$$

$$A_{AM,US,MPS} - 977,500Y_{AM,US,MPS} \geq 0$$

$$A_{AM,US,PMI} - 20,266Y_{AM,US,PMI} \geq 0$$

$$A_{AM,US,PBF} - 1,615,354Y_{AM,US,PBF} \geq 0$$

$$A_{AM,US,V} - 774,684Y_{AM,US,V} \geq 0$$

$$Y_{AM,US,ATM} + Y_{AM,US,HR} + Y_{AM,US,MPS} + Y_{AM,US,PMI} + Y_{AM,US,PBF} + Y_{AM,US,V} = 6$$

6.4.1.3 Restricciones para Istmo.

$$I_{AM,US,ATM} - 993,344Y_{AM,US,ATM} \geq 0$$

$$I_{AM,US,MPS} - 6,962,661Y_{AM,US,MPS} \geq 0$$

$$I_{AM,US,PBF} - 11,970,341Y_{AM,US,PBF} \geq 0$$

$$\begin{aligned}
I_{AM,US,V} - 10,454,678YI_{AM,US,V} &\geq 0 \\
I_{AM,US,CH} - 7,484,927YI_{AM,US,CH} &\geq 0 \\
I_{AM,US,C} - 1,994,875YI_{AM,US,C} &\geq 0 \\
I_{AM,US,HCO} - 3,076,305YI_{AM,US,HCO} &\geq 0 \\
I_{AM,US,PHI} - 5,885,090YI_{AM,US,PHI} &\geq 0 \\
I_{EUR,ES,CT} - 443,707YI_{EUR,ES,CT} &\geq 0 \\
I_{EUR,ES,RT} - 1,984,466YI_{EUR,ES,RT} &\geq 0 \\
I_{AS,JP,CO} - 724,077YI_{AS,JP,CO} &\geq 0 \\
I_{AS,KR,HO} - 4,987,259YI_{AS,KR,HO} &\geq 0 \\
I_{AS,IN,RIL} - 1,996,779YI_{AS,IN,RIL} &\geq 0
\end{aligned}$$

$$YI_{AM,US,ATM} + YI_{AM,US,MPS} + YI_{AM,US,PBF} + YI_{AM,US,V} + YI_{AM,US,CH} + YI_{AM,US,C} + YI_{AM,US,HCO} + YI_{AM,US,PHI} + YI_{EUR,ES,CT} + YI_{EUR,ES,RT} + YI_{AS,JP,CO} + YI_{AS,KR,HO} + YI_{AS,IN,RIL} = 13$$

6.4.1.4 Restricciones para Maya.

$$\begin{aligned}
M_{AM,US,ATM} - 3,443,824YM_{AM,US,ATM} &\geq 0 \\
M_{AM,US,HR} - 15,238,470YM_{AM,US,HR} &\geq 0 \\
M_{AM,US,MPS} - 5,495,726YM_{AM,US,MPS} &\geq 0 \\
M_{AM,US,PMI} - 10,111,662YM_{AM,US,PMI} &\geq 0 \\
M_{AM,US,PBF} - 3,693,205YM_{AM,US,PBF} &\geq 0 \\
M_{AM,US,V} - 39,440,617YM_{AM,US,V} &\geq 0 \\
M_{AM,US,CH} - 22,299,505YM_{AM,US,CH} &\geq 0 \\
M_{AM,US,C} - 497,243YM_{AM,US,C} &\geq 0 \\
M_{AM,US,HCO} - 4,039,812YM_{AM,US,HCO} &\geq 0 \\
M_{AM,US,PHI} - 21,140,002YM_{AM,US,PHI} &\geq 0 \\
M_{AM,US,PT} - 10,111,643YM_{AM,US,PT} &\geq 0 \\
M_{EUR,ES,RT} - 43,913,068YM_{EUR,ES,RT} &\geq 0 \\
M_{AS,KR,HO} - 42,650,169YM_{AS,KR,HO} &\geq 0 \\
M_{AS,IN,RIL} - 16,083,930YM_{AS,IN,RIL} &\geq 0 \\
M_{AS,IN,H-M} - 14,867,792YM_{AS,IN,H-M} &\geq 0 \\
M_{AS,IN,IOCL} - 12,706,355YM_{AS,IN,IOCL} &\geq 0 \\
M_{AS,CN,UA} - 1,801,372YM_{AS,CN,UA} &\geq 0
\end{aligned}$$

$$YM_{AM,US,ATM} + YM_{AM,US,HR} + YM_{AM,US,MPS} + YM_{AM,US,PMI} + YM_{AM,US,PBF} + YM_{AM,US,V} + YM_{AM,US,CH} + YM_{AM,US,C} + YM_{AM,US,HCO} + YM_{AM,US,PHI} + YM_{AM,US,PT} + YM_{EUR,ES,RT} + YM_{AS,KR,HO} + YM_{AS,IN,RIL} + YM_{AS,IN,H-M} + YM_{AS,IN,IOCL} + YM_{AS,CN,UA} = 17$$

6.4.1.5 Restricciones para Talam.

$$\begin{aligned}
T_{AM,US,HR} - 991,267YT_{AM,US,HR} &\geq 0 \\
T_{AM,US,PBF} - 1,549,631YT_{AM,US,PBF} &\geq 0 \\
T_{AM,US,V} - 2,379,289YT_{AM,US,V} &\geq 0 \\
T_{AAS,IN,RIL} - 1,994,510YT_{AAS,IN,RIL} &\geq 0
\end{aligned}$$

$$YT_{AM,US,HR} + YT_{AM,US,PBF} + YT_{AM,US,V} + YT_{AAS,IN,RIL} = 4$$

Capítulo 7

7 Solución

7.1 Escenario base

En el escenario base es donde los contratos se encuentran sin modificación alguna, no hay restricciones contractuales y se observa la información proporcionada por el software Solver utilizado en nuestro archivo de Excel, donde contamos con un total de 339,578,382 barriles exportados y con un ingreso total de 22,155,760,530 [US\$], siendo este el máximo valor que se puede obtener en nuestro sistema matricial, están repartidos en la clasificación de crudos en México como se observa en la **Figura 34**, se ordena de mayor a menor volumen exportado, al igual se menciona el dinero generado por cada tipo de crudo en [US\$], se debe agregar que esta información se puede visualizar en la **Figura 35**. Además de simplificarse en la **Tabla 20**.

Tabla 20. Volumen exportado e ingresos generados por tipo de crudo en México (Escenario base).

Producto	Volumen [Bbl]	Ingresos
Maya	267,534,395	17,389,389,317
Istmo	58,958,509	3,941,847,237
Talam	6,914,697	444,385,805
Altamira	6,170,781	380,138,171
Total	339,578,382	22,155,760,530



Figura 34. Exportaciones totales del 2021 (Escenario base).

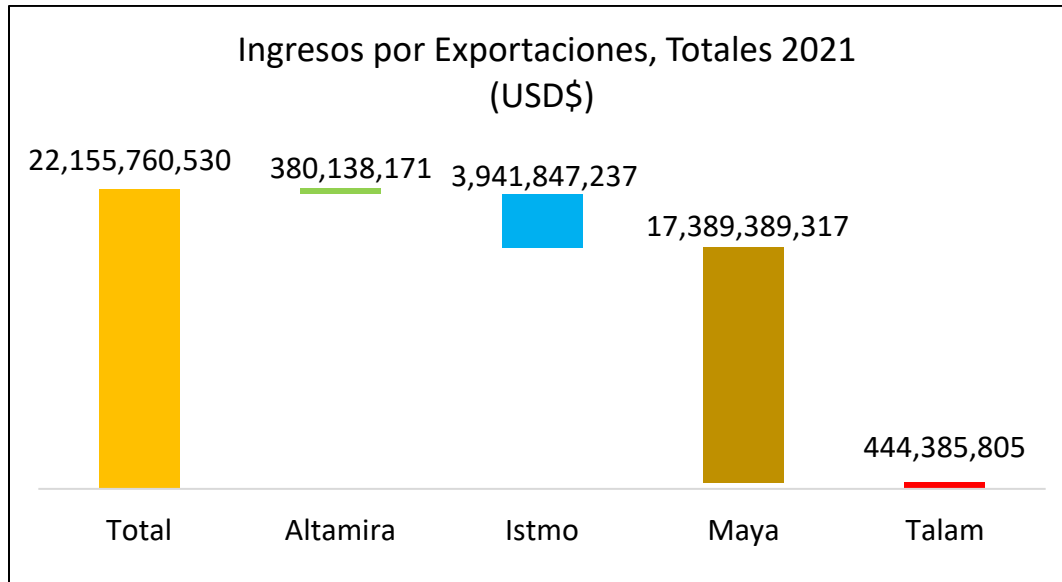


Figura 35. Ingresos por exportaciones, totales 2021 (Escenario base).

En el escenario base es donde no hay afectación alguna por ningún tipo de contrato, no hay supuestos, se mantienen los contratos tal cual fueron efectuados, así como no se tiene modificación en el volumen de producción, puesto que no hay contratos que demanden mayor volumen de barriles.

7.2 Escenarios 1

En el escenario 1 se efectúa una serie de modificaciones a la parte contractual, donde contamos con un total de 401,929,037 barriles exportados y con un ingreso total de 26,492,962,582 [US\$], siendo este el máximo valor que se puede obtener en nuestro sistema matricial, están repartidos en la clasificación de crudos en México como se observa en la **Figura 36**, se ordena de mayor a menor volumen exportado, al igual se menciona el dinero generado por cada tipo de crudo en [US\$], se debe agregar que esta información se puede visualizar en la **Figura 37**. Además de simplificarse en la **Tabla 21**.

Tabla 21. Volumen exportado e ingresos generados por tipo de crudo en México (Escenario 1)

Producto	Volumen [Bbl]	Ingresos
Maya	321,041,274	21,088,565,994
Istmo	67,802,285	4,579,872,613
Talam	6,914,697	444,385,805
Altamira	6,170,781	380,138,171
Total	401,929,037	26,492,962,582



Figura 36. Exportaciones totales del 2021 (Escenario 1).

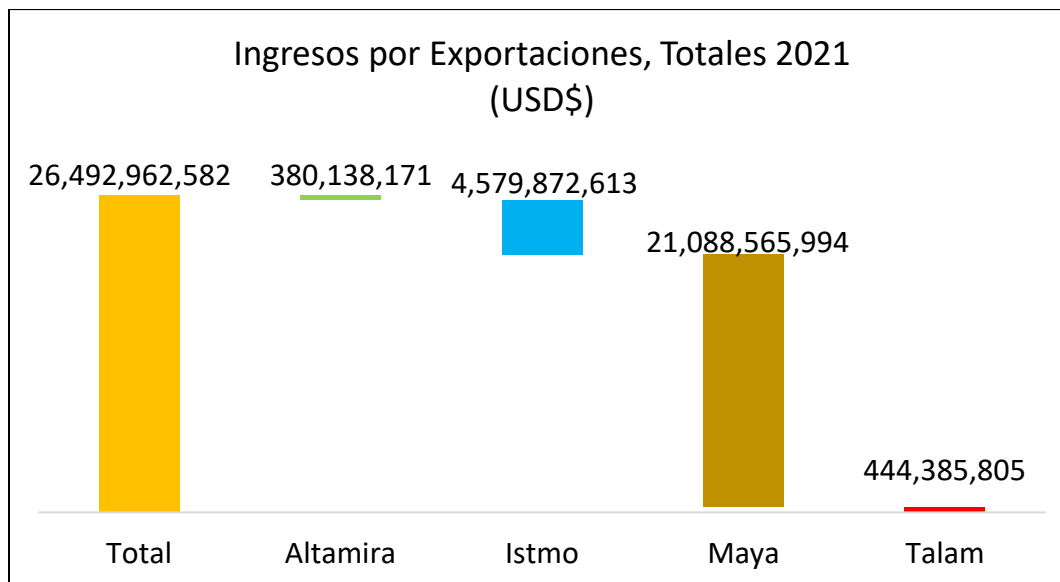


Figura 37. Ingresos por exportaciones, totales 2021 (Escenario 1).

En este primer escenario como ya fue planteado en la “Construcción de escenarios” y haciendo referencia a su problema, *“Respetando los contratos vigentes. Suponiendo un incremento del 20% en las exportaciones de maya y el 15% en las exportaciones de Istmo. Conservando los mismos clientes.”*. Es por lo que se refleja una variación en cuanto al escenario base, debido a que ya hay modificaciones contractuales.

7.3 Escenarios 2

En el segundo escenario encontramos otras nuevas modificaciones en los contratos, lo cual refleja una mayor producción en volumen de barriles a comparación del escenario base, así como una diferencia en los ingresos, tal y como es mostrado en

las **Figura 38 y Figura 39**, en este escenario contamos con un total de 401,929,037 barriles exportados con un ingreso total de 26,385,069,874 [US\$], estos repartidos en la clasificación de crudos en México como se observa en la **Figura 38**, se ordena de mayor a menor volumen exportado, al igual se menciona el dinero generado por cada tipo de crudo en [US\$], se debe agregar que esta información se puede visualizar en la **Figura 39**. Además de simplificarse en la **Tabla 22**.

En este segundo escenario, como ya fue planteado en la “Construcción de escenarios” y haciendo referencia a su problema, “*Respetando los contratos vigentes. Suponiendo un incremento del 20% en las exportaciones de maya y el 15% en las exportaciones de Istmo. Conservando los mismos clientes. Suponiendo un incremento del 20% en las ventas de maya a Repsol y un 15% en las ventas de maya a Valero. Suponiendo un incremento del 20% en las ventas de istmo a PBF Holding Co. y un 25% en las ventas de istmo a Marathon Petroleum.*” En relación con el escenario 1, debido a los precios que se tienen con las distintas empresas, es por lo cual se tiene una menor ganancia, los nuevos porcentajes, representan una restricción, suponiendo una menor ganancia, aun con Solver, se maximiza la función objetivo, sacando el mayor ingreso.

Tabla 22. Volumen exportado e ingresos generados por tipo de crudo en México (Escenario 2).

Producto	Volumen [Bbl]	Ingresos
Maya	321,041,274	21,006,525,947
Istmo	67,802,285	4,554,019,952
Talam	6,914,697	444,385,805
Altamira	6,170,781	380,138,171
Total	401,929,037	26,385,069,874



Figura 38. Exportaciones totales del 2021 (Escenario 2).



Figura 39. Ingresos por exportaciones, totales 2021 (Escenario 2).

7.4 Escenario 3

En el tercer y último escenario se tienen otras nuevas modificaciones en los contratos, lo cual refleja una mayor producción en volumen de barriles a comparación del escenario base, así como una diferencia en los ingresos, tal y como es mostrado en las **Figura 40 y Figura 41**, en este escenario contamos con un total de 401,929,037 barriles exportados con un ingreso total de 26,268,431,363 [US\$], estos repartidos en la clasificación de crudos en México como se observa en la **Figura 40**, se ordena de mayor a menor volumen exportado, al igual se menciona el dinero generado por cada tipo de crudo en [US\$], se debe agregar que esta información se puede visualizar en la **Figura 41**. Además de simplificarse en la **Tabla 23**.

Tabla 23. Volumen exportado e ingresos generados por tipo de crudo en México (Escenario 3).

Producto	Volumen [Bbl]	Ingresos
Maya	321,041,274	20,882,509,397
Istmo	67,802,285	4,561,397,990
Talam	6,914,697	444,385,805
Altamira	6,170,781	380,138,171
Total	401,929,037	26,268,431,363

En este tercer escenario, como ya fue planteado en la “Construcción de escenarios” y haciendo referencia a su problema, *“Respetando los contratos vigentes. Suponiendo un incremento del 20% en las exportaciones de maya y el 15% en las exportaciones de Istmo. Conservando los mismos clientes. Suponiendo cero crecimientos en las exportaciones hacia Asia.”*

En relación con los escenarios 1 y 2, debido a los precios que se tienen con las distintas empresas, es por lo cual se tiene una menor ganancia, los nuevos porcentajes, representan una restricción, suponiendo una menor ganancia, aun con Solver, se maximiza la función objetivo, sacando el mayor ingreso.



Figura 40. Exportaciones totales del 2021 (Escenario 3).

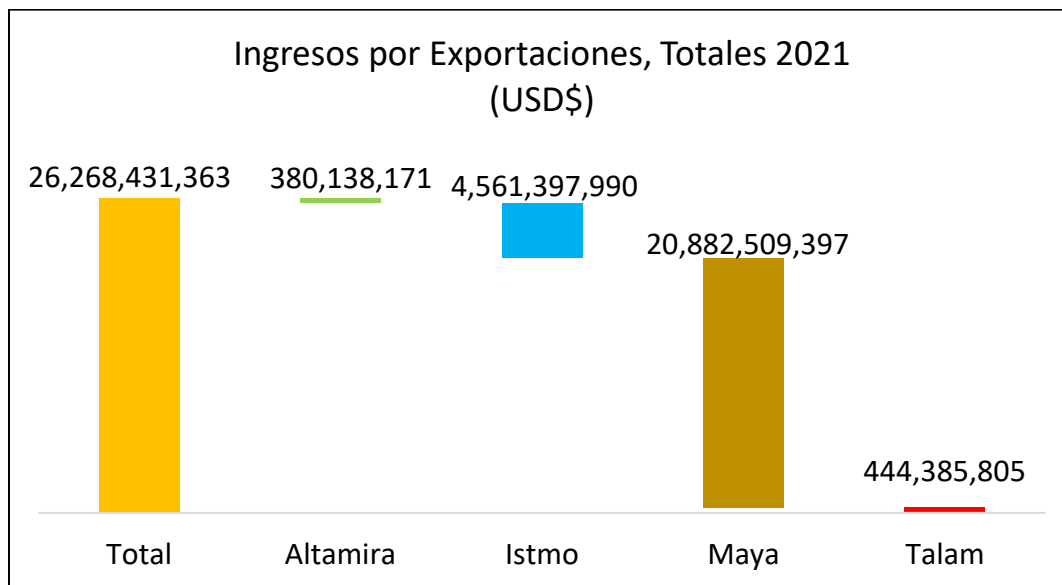


Figura 41. Ingresos por exportaciones, totales 2021 (Escenario 3).

7.5 Discusión de resultados

En conclusión para poder tener la mejor solución en cada escenario se compara el desarrollo de los tres escenarios con el escenario base, todo con el fin de denotar, que las cláusulas presentadas en las partes contractuales de cada uno de ellos, tienen un mayor impacto respecto a cada escenario, como se muestra en la **Figura 42**, donde el escenario base, contamos con un volumen de 339,578,382 [b] y ventas por \$ 22,155 [MMUS\$], en contraste con los escenarios siguientes, que se tienen una variación en cuanto a volumen de barriles, en el escenario 1, es donde se encuentra la mayor ganancia, vendiendo 401,929,037 [b] para los tres escenarios mostrados, obteniendo una ganancia de 26,493 [MMUS\$]; en cuanto al escenario 2 se obtiene una ganancia de 26,385 [MMUS\$], observando que debido a las restricciones contractuales tienen una variación de 108 millones de ganancia a comparación con el escenario 1, por último se analiza en escenario 3, que se logra generar una ganancia de 26,268 [MMUS\$], el mismo caso se hace con el escenario 3, por las restricciones contractuales a comparación con el escenario 1, se obtiene una diferencia de 225 [MMUS\$], lo que denota la afectación por nuevos contratos. Esto puede ser a múltiples factores, uno de ellos siendo que un cliente que compra a un precio menor, este solicitando mayor volumen para exportar.

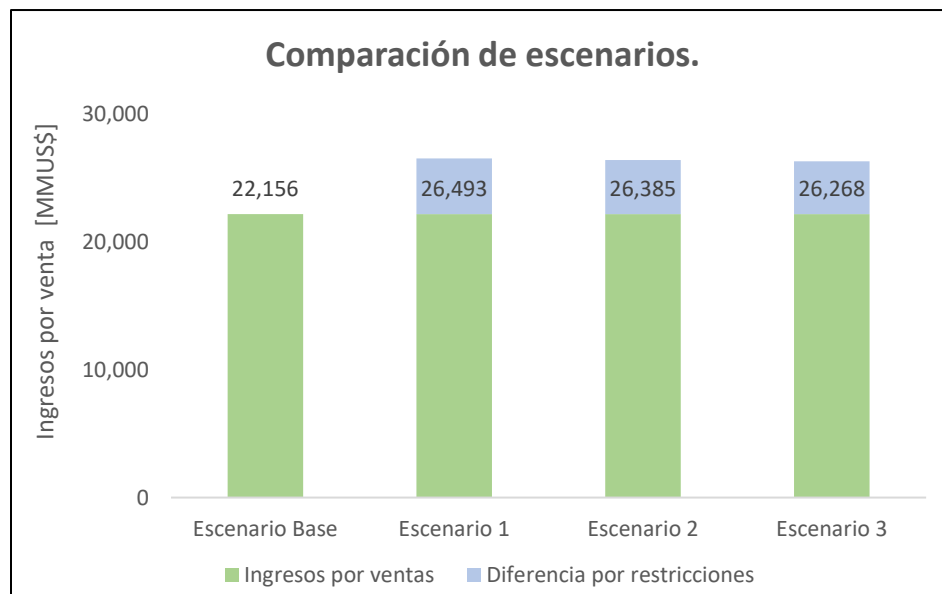


Figura 42. Comparación de escenarios [MMUS\$].

Tabla 24. Comparación de resultados.

Comparación de resultados				
	Caso Base	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Volumen total [b]	339,578,382	401,929,037	401,929,037	401,929,037
<i>Altamira</i>	6,170,781	6,170,781	6,170,781	6,170,781
<i>Istmo</i>	58,958,509	67,802,285	67,802,285	67,802,285
<i>Maya</i>	267,534,395	321,041,274	321,041,274	321,041,274
<i>Talam</i>	6,914,697	6,194,697	6,194,697	6,194,697
Ventas [US\$]	\$ 22,155,760,530.00	\$ 26,492,962,582.00	\$ 26,385,069,874.00	\$ 26,268,431,363.00
<i>Altamira</i>	\$ 380,138,171.00	\$ 380,138,171.00	\$ 380,138,171.00	\$ 380,138,171.00
<i>Istmo</i>	\$ 3,941,847,237.00	\$ 4,579,872,613.00	\$ 4,554,019,952.00	\$ 4,561,397,990.00
<i>Maya</i>	\$ 17,389,389,317.00	\$ 21,088,565,994.00	\$ 21,006,525,947.00	\$ 20,882,509,397.00
<i>Talam</i>	\$ 444,385,805.00	\$ 444,385,805.00	\$ 444,385,805.00	\$ 44,438,505.00
Restricciones (Número)	-	3	7	4

Capítulo 8

8 Conclusiones

Es importante destacar que maximizar las ganancias en la exportación de crudo no debe ser considerado como un objetivo aislado, sino como parte de una estrategia integral que también tome en cuenta consideraciones ambientales, sociales y de sostenibilidad a largo plazo. Es necesario equilibrar los beneficios económicos con la gestión responsable de los recursos naturales y el desarrollo sostenible, asegurando que los ingresos generados se utilicen de manera adecuada para el beneficio de la sociedad en su conjunto.

Es necesario conocer los diferentes tipos de herramientas con los que se cuentan para poder resolver alguna conjetura (problemas).

Desarrollamos a través de este trabajo una herramienta que busca la maximización de ingresos, aplicando un modelo de programación lineal a los contratos efectuados y documentados en el portafolio de clientes de PEMEX, todo con el fin de poder tomar una decisión con mayor certeza y disminuir la incertidumbre, no sólo para obtener el mayor número de ingresos sino también buscar hacer contratos a largo plazo, para tener una mayor estabilidad económica, tratando de generar la mayor utilidad en un período de tiempo largo. Los mercados *spot*, significan una parte del mercado reducido, pero conlleva algunos riesgos al ser en períodos de tiempos cortos, ya que las condiciones geopolíticas, climatológicas, relaciones con los contratistas, capacidad de almacenamiento, transporte entre otros factores, pueden intervenir en la toma de decisiones, para llevar crudo al mercado de exportaciones.

La elección entre exportar crudo o utilizarlo para la refinación en México es una decisión compleja que requiere un equilibrio entre los factores económicos, la seguridad energética, la generación de empleo, la diversificación económica y la sostenibilidad ambiental. Es crucial evaluar cuidadosamente los factores específicos de cada escenario y adoptar políticas y estrategias que maximicen los beneficios a largo plazo para el país en su conjunto.

Admitamos por el momento que la exportación de crudo representa un gran ingreso para México, permitiendo un desarrollo óptimo. Definitivamente México atraviesa muchas adversidades al no incorporar mayor número de reservas mediante la exploración, puesto que se va disminuyendo en volumen la cantidad de reservas probadas.

Recomendaciones

Un modelo de optimización de ganancias para cualquier ámbito tiene varias limitaciones que deben tenerse en cuenta:

1. **Supuestos simplificados:** Estos modelos a menudo se basan en supuestos simplificados de la realidad. Por ejemplo, pueden suponer que todas las demás variables permanecen constantes cuando se cambia una variable, lo cual rara vez es el caso en el mundo real.
2. **Restricciones de recursos:** Los modelos de optimización de ganancias a menudo están sujetos a restricciones, como la disponibilidad de recursos o las regulaciones gubernamentales. Estas restricciones pueden limitar la efectividad del modelo.
3. **Información exacta:** Muchos modelos de optimización asumen que se dispone de información perfecta, lo cual rara vez es el caso. La incertidumbre y la falta de información pueden afectar la precisión de estos modelos.
4. **Cambios en el entorno del mercado:** Los modelos de optimización de ganancias no siempre pueden adaptarse rápidamente a los cambios en el entorno del mercado. Por ejemplo, pueden no tener en cuenta las fluctuaciones de los precios de las materias primas o los cambios en la demanda del consumidor.

Es importante recordar que estos modelos son herramientas que ayudan a tomar decisiones más informadas, pero no pueden capturar completamente la complejidad y la incertidumbre del mundo real. Si bien, hemos hablado de la importancia y las restricciones de manera general acerca del uso de modelos de maximización en cualquier tipo de mercado, es necesario aterrizarlo al ámbito petrolero, los modelos de optimización de ganancias pueden enfrentar varias limitaciones y como recomendación en este modelo elaborado, es de vital importancia considerar los siguientes factores.

1. **Disponibilidad de recursos:** Tener en cuenta que la cantidad de petróleo crudo disponible puede limitar la exportación y con ello, la ganancia económica obtenida en el modelo.
2. **Calidad del producto:** Los requisitos de calidad pueden dictar la proporción de petróleo crudo y por ende el volumen a exportar, se recomienda conocer las calidades de hidrocarburo en México.
3. **Precios de venta:** Determinar el precio de venta que maximizará las utilidades totales puede ser un desafío, se recomienda conocer los competidores del crudo mexicano y su nivel de precio.
4. **Volatilidad del mercado:** Los precios de los productos petroleros pueden fluctuar y no mostrar una tendencia definida en el tiempo, nuevamente se

recomienda tener un amplio conocimiento a nivel global, del desarrollo del mercado petrolero.

5. **Oferta y demanda:** El conocer la oferta y demanda del petróleo, en el momento de utilizar el modelo, será un indicador de gran importancia al momento de querer maximizar dichas ganancias.

Las técnicas de optimización pueden combinarse con otros métodos para asegurar que la flexibilidad se mantenga; y se puedan efectuar bajo condiciones que cambian en el negocio.

Bibliografía

- “Commodity & Energy Price Benchmarks | Argus Media.” *Argusmedia.com*, 2020, www.argusmedia.com/.
- Argus. “Crude Oil Prices, Forecasts & Analysis | Argus Media.” *Www.argusmedia.com*, May 2023, www.argusmedia.com/en/crude-oil.
- . “Crude Oil Prices, Forecasts & Analysis | Argus Media.” *Www.argusmedia.com*, May 2023, www.argusmedia.com/en/crude-oil.
- Banco de México, (2015), “*Comportamiento Reciente Del Mercado Mundial de Petróleo Y Sus Efectos Sobre La Balanza Comercial Petrolera de México.*”, 1st ed., México, 2015, pp. 1–7.
- BP. (2023).” *BP Energy Outlook: BP Statistical Review of World Energy 2022*”. 71st ed.
- Cámara de Diputados. (2021). “*Ley de Hidrocarburos*” consultado en:
https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LHidro_200521.pdf
- “Commodity & Energy Price Benchmarks | Argus Media.” *Argusmedia.com*, 2020, www.argusmedia.com/.
- García, M., “Estados Unidos, petróleo y geopolítica”, México, Plaza y Valdés, pp. 369-370
- Gobierno de México. (2023). “*Puertos y marina mercante*”. Recuperado de <https://www.sct.gob.mx/puertos-y-marina-mercante/puertos/puerto-de-altamira/>
- Jones, D. S. J., & Pujado, P. R. (2015). “*Handbook of Petroleum Processing.*,” Springer.
- Kotler, P. (2023). “*Mercado.*” Recuperado de https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKewjlue_nzM6BAxU_H0QIHXY0CHEQFnoECBcQAQ&url=https%3A%2F%2Flibrosaccesoabierto.uptc.edu.co%2Findex.php%2Feditorial-

uptc%2Fcatalog%2Fdownload%2F48%2F78%2F2862%3Finline%3D1&usg=AOv
Vaw2cOWiJX8v_G_L6S4TgyeVa&opi=89978449

Meyer. L., Morales, I., “*Petróleo y Nación (1900-1987)*...”, p.174

Morales. I., “*La formación de la política petrolera...*”, p.79

ONU. (s.f.). “*Objetivos de Desarrollo Sostenible.*” Recuperado el 30 de abril de 2023, de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>

OPEC. (2022) “*Executive Summary2022.*” Vienna. Austria, www.opec.org.

OPEC. (2023)- “*OPEC: Our Mission.*”. Recuperado de:

https://www.opec.org/opec_web/en/about_us/23.html

OPEP Secretariat, (2022), “*World Oil Outlook 2045*”, OPEP.

PEMEX. (2023). “*Producción de hidrocarburos líquidos*”. Recuperado de

<https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/IndicadoresPetrologos.aspx>

PEMEX. “*Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos Y Sus Empresas Productivas Subsidiarias 2023-2027.*” 1st ed., PEMEX, 13 Dec. 2022.

---. *Resultados al Cuarto Trimestre 2022.* 27 feb. 2023, www.pemex.com.

Rathi, R., & Rao, P. (2015). “*Petroleum Refining Processes.*” CRC Press.

Secretaría de Energía. (2023). “*Sector hidrocarburos.*”, consultado en: <http://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/sector-hidrocarburos>

Secretaria de hacienda. “*Criterios Generales de Política Económica Para La Iniciativa de Ley de Ingresos Y El Proyecto de Presupuesto de Egresos de La Federación*

Correspondientes al Ejercicio Fiscal 2022.” 1st ed., Mexico, Dec. 2022.

Secretariat, “*OPEEC. Word Oil Outlook. A-1010*” ed., 2012, www.opec.org. Accessed 25 May 2023.

SENER. “*Prospectiva de Petróleo Y Petrolíferos 2013-2027.*” 1st ed., México, SENER,

2013.

---. “SENER | Sistema de Información Energética | Balanza Comercial de PEMEX.”

Sie.energia.gob.mx, Jan. 2023,

sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cvecua=DIIE_C20_ESP.

Accessed 28 Sept. 2023.

Sovilla, Bruno , et al. “*La Reforma Energética Y El Problema Petrolero En México .*” 13th

ed., Revista CEA, 2021,

¿*sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cvecua=DIIE_C20_ESP.*

Speight, J. G. (2014). “*The Chemistry and Technology of Petroleum.*” (Fifth Edition).

CRC Press.

Statista. (2022). “Energy independence index of selected countries worldwide as of 2021.”

Recuperado el 1 de mayo de 2023, de

[https://www.statista.com/statistics/1230989/energy-independence-index-of-](https://www.statista.com/statistics/1230989/energy-independence-index-of-selected-countries-worldwide/)

[selected-countries-worldwide/](https://www.statista.com/statistics/1230989/energy-independence-index-of-selected-countries-worldwide/)