



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

# **Determinación del Precio del Petróleo en México**

**TESIS**

Qué para obtener el título de  
**Ingeniero Petrolero**

**P R E S E N T A**

Castro Pérez Daniel

**DIRECTOR DE TESIS**

Dr. Benítez Eslava Edgardo Ulises



**Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2022**





Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

## ÍNDICE

PREFACIO.....	VII
I. INTRODUCCIÓN.....	8
1. PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN.....	9
1.1. Descripción del Problema.....	9
1.1.1. Variación en los Precios del Petróleo.....	9
1.1.2. Crisis Petroleras.....	10
1.1.3. Agotamiento de los Yacimientos.....	13
1.2. Preguntas de Investigación.....	15
1.3. Objetivos de Investigación.....	16
1.3.1. Objetivo General.....	16
1.4. Justificación de la Investigación.....	16
1.5. Alcances y Límites de Investigación.....	17
2.6. Hipótesis.....	18
2.6.2. Hipótesis Especifica.....	18
2.7. Operacionalización.....	18
2. MARCO TEÓRICO.....	20
2.1. Teoría de la Industria Petrolera.....	20
2.1.1. Sistema Petrolero.....	20
2.1.2. Ciclo de Vida del Yacimiento.....	20
2.1.3. Oferta de Petróleo.....	24

2.1.4.	<b>Demanda de Petróleo</b> .....	25
2.1.5.	<b>Precios del Petróleo</b> .....	27
2.1.6.	<b>Cadena de Valor del Sistema Petrolero</b> .....	28
2.2.	<b>Teoría de la Industria Petrolera Mexicana</b> .....	29
2.2.1.	<b>Oferta y Demanda</b> .....	29
2.2.2.	<b>Precios</b> .....	30
2.2.3.	<b>Cadena de Valor</b> .....	31
2.3.	<b>Conceptos Fundamentales</b> .....	32
2.3.1.	<b>Cadena de Valor</b> .....	32
2.3.2.	<b>Oferta</b> .....	33
2.3.3.	<b>Demanda</b> .....	34
2.3.4.	<b>Crudos Marcadores</b> .....	35
2.3.5.	<b>Reforma Energética</b> .....	37
2.4.	<b>Comercialización del Crudo en México</b> .....	38
2.4.1.	<b>Exportación</b> .....	38
2.4.2.	<b>Mezclas de Exportación</b> .....	40
2.4.3.	<b>Importación</b> .....	42
2.4.4.	<b>Balanza Comercial</b> .....	43
2.5.	<b>Determinación del Precio del Petróleo en el Mundo</b> .....	44
2.6.	<b>Determinación del Precio del Petróleo en México</b> .....	46
2.6.1.	<b>Metodología de PMI Comercio Internacional</b> .....	46

2.6.2. Metodología del Fondo Mexicano del Petróleo (FMPED) .....	50
2.7.3. Metodología de Secretaría de Hacienda y Crédito Público .....	57
<b>3. METODOLOGÍA PROPUESTA.....</b>	<b>60</b>
3.1. Factores por Optimizar .....	60
3.1.1. <i>Upstream</i> .....	61
3.1.2. <i>Downstream</i> .....	61
3.2. Metodología .....	63
3.2.1. Mercado .....	64
3.2.2. Calidad.....	65
3.2.3. Costos .....	66
3.2.4. Formulación .....	67
3.3. Análisis de Sensibilidad .....	68
3.4. Aplicación .....	68
<b>4. RESULTADOS .....</b>	<b>72</b>
<b>5. ANALISIS DE RESULTADOS.....</b>	<b>80</b>
5.6. Caso Ek-Balam .....	80
5.7. Caso Cuichapa Poniente .....	80
<b>6. CONCLUSIONES .....</b>	<b>82</b>
6.6. Conclusiones Generales .....	82
6.7. Conclusiones Específicas .....	82
6.8. Aportaciones y Sugerencias .....	83

6.9. Comprobación de la Hipótesis.....	83
7. REFERENCIAS .....	84
8. ANEXOS: .....	87
8.6. Definiciones para determinar el precio de la MME .....	87
8.7. División Actual de la Industria Petrolera en México .....	88
8.7.2. Empresa Productiva del Estado .....	88
8.8. Resumen de la Ingeniería Petrolera .....	91
1.1. Exploración.....	91
1.1.1. Procesamiento e Interpretación Sísmica.....	91
1.1.2. Instrumentos Sísmicos .....	92
1.2. Geología Petrolera .....	93
1.3. Registros Geofísicos de Pozos.....	94
1.3.1. Rayos Gamma (GR).....	94
1.3.2. Sónico.....	95
1.3.3. Potencial Espontáneo (SP) .....	95
1.3.4. Resistividad y Conductividad.....	95
2.1. Ventana Operativa.....	97
2.1.1. Presión Hidrostática.....	97
2.1.2. Presión de Sobrecarga.....	98
2.1.3. Presión del Fluido de Perforación.....	99
2.1.4. Presión de Fractura .....	100

2.1.5. Margen de Seguridad .....	100
2.2. Terminación.....	101
2.2.1. Programa de Terminación de Pozos.....	102
PRODUCCIÓN.....	105
3.5. Flujo Multifásico en Tuberías (FMT) .....	105
3.5.1. Flujo Multifásico Vertical .....	105
3.5.2. Flujo Multifásico Horizontal .....	106
3.5.3. Flujo Multifásico en Estranguladores .....	106
3.6. Curvas de Declinación.....	107
3.6.1. Exponencial.....	108
3.6.2. Armónica .....	109
3.6.3. Hiperbólica .....	109
3.7. Sistemas Artificiales de Producción (SAP).....	111
3.7.1. Bombeo Neumático (BN) .....	112
3.7.2. Bombeo Mecánico (BM).....	112
3.7.3. Bombeo Electro Centrífugo (BEC) .....	112
3.7.4. Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP).....	113
3.7.5. Bombeo Hidráulico (BH) .....	113
9. GLOSARIO DE TABLAS .....	116
10. GLOSARIO.....	118

## AGRADECIMIENTOS

*A Dios, por darme la dicha de tener una gran familia.*

*A mi familia, que pese a todos los contratiempos siempre han estado conmigo.*

*Al Dr. Edgardo Ulises Benítez Eslava, por mostrarme nuevos horizontes y apoyarme en el desarrollo de la investigación.*

*A mis sinodales, por sus amables comentarios y constante participación en la elaboración del presente documento.*

*A la Mtra. Tatiana Carrera Calvo, por el aprendizaje que he obtenido gracias a sus consejos.*

*A todos aquellos que no nombro, pero han sido parte fundamental de mi formación profesional.*

*En especial, a mis abuelos, por su apoyo incondicional a lo largo de mi vida. Esta tesis es dedicada en su honor.*

## PREFACIO

El propósito de la presente investigación tiene sus orígenes en una duda que me nació en la clase de “Comercialización de Crudo y Gas” durante el sexto semestre de la carrera de ingeniería petrolera que me encontraba cursando en ese momento.

Al analizar los diferentes crudos marcadores a nivel mundial (a lo largo del presente documento se definen) en dicha clase, me percaté de la importancia que tenían, gracias a que, en esencia son el principal insumo para determinar el precio del petróleo en México.

Posteriormente, profundizando más en el tema, descubrí que los crudos marcadores más importantes a nivel mundial eran dos: *West Texas Intermediate* (WTI) y *Brent Dated* (Brent), aprendí de donde provenían cada uno de ellos, los precios promedio de los últimos meses e incluso años y lo más interesante de todo: la calidad de estos.

Al estudiar más a detalle la calidad de los crudos marcadores encontré un fenómeno, que hasta entonces desconocía, y estaba basado en la siguiente falacia: “entre mejor calidad, mayor es el precio”. Dado que el WTI posee mayor calidad respecto al Brent, lo más racional sería que el precio también fuese mayor. Es entonces donde surge el fenómeno: el Brent a pesar de cotizarse más alto que el WTI posee una calidad inferior. Y de ahí comienza el interés de la presente investigación.

A través de los años logré aprender en la Facultad de Ingeniería que no solo los precios a nivel internacional son importantes, sino que los factores operativos son esenciales en el proceso de producción de un yacimiento para obtener el petróleo al menor costo posible, sin embargo, los tipos de yacimiento en México son particularmente diferentes a los de otros países, además de ser complejos de desarrollar, en su mayoría conllevan costos de producción más elevados que el promedio internacional.

Entonces entendí que el objetivo de mi tesis tenía que ser el siguiente: desarrollar una metodología que no sólo incluya los precios de los diferentes crudos marcadores, sino también la calidad del petróleo e incluir los costos de producción para poder mejorar la determinación del precio del petróleo mexicano.

---

---

## I. INTRODUCCIÓN

Para comenzar, los resultados expuestos en la presente investigación son de suma relevancia a nivel nacional, dado que, se trata de una metodología para determinar el precio del petróleo utilizando los factores más relevantes en la industria petrolera.

A lo largo de la investigación se presentan algunos de los temas más importantes, involucrados en la determinación del precio del petróleo en México. Desde el punto de vista operativo, existen innumerables procesos que generan costos, pueden ser de inversión u operación. Cualquiera que sea el caso, dichos costos terminan siendo un tanto irrelevantes con las metodologías actuales para la determinación del precio del petróleo en México.

Debido a la objetividad de los modelos actuales, surge un inconveniente al no saber si los costos de producción por barril superan a los precios del mercado, y en caso de saberlo, no es posible reflejar estos costos de producción en el precio del petróleo.

Derivado de lo anterior, en esta investigación se realiza un análisis de cuáles son las variables más relevantes que influyen en la determinación del precio del petróleo. Posteriormente se desarrolla, mediante un método numérico y matemáticas aplicadas, un modelo capaz de percibir el impacto de las variables relevantes en la determinación del precio del petróleo.

El modelo también es evaluado con cifras reales para corroborar su funcionamiento y su posible aplicación en caso de ser necesario, sin embargo, como todos los modelos posee algunas limitantes.

Y para finalizar, se recomienda al lector, en caso de no ser afín a la industria petrolera, seguir el flujo propuesto en el presente escrito para poder comprender la importancia de todos los procesos involucrados en la determinación del precio del petróleo en México.

---

---

## 1. PROBLEMA DE LA INVESTIGACIÓN

Existen diversos factores que influyen en la determinación del precio del petróleo en México, para problematizar este tema se comenzará con la deducción de la importancia del precio del petróleo en el mundo, posteriormente se infiere la importancia de éste en México.

### 1.1. Descripción del Problema

En cuanto a los principales problemas de la industria petrolera mexicana, la investigación se centra en tres, mismos que se encuentran enlistados a continuación: a) Variación de los precios del petróleo; b) Crisis petroleras y; c) Agotamiento de los yacimientos

#### 1.1.1. Variación en los Precios del Petróleo

El primer problema es la variación en el precio del petróleo, como se puede ver en la **Gráfica 1. Precio de la Mezcla Mexicana de Exportación** *Gráfica 1* los precios a nivel internacional poseen una volatilidad alta puesto que dependen de un sinnúmero de variables, algunas incluso especulativas. Por lo que no es posible predecir el comportamiento del precio del petróleo en México con certeza.

---

---

**Gráfica 1. Precio de la Mezcla Mexicana de Exportación**  
(dólares por barril)

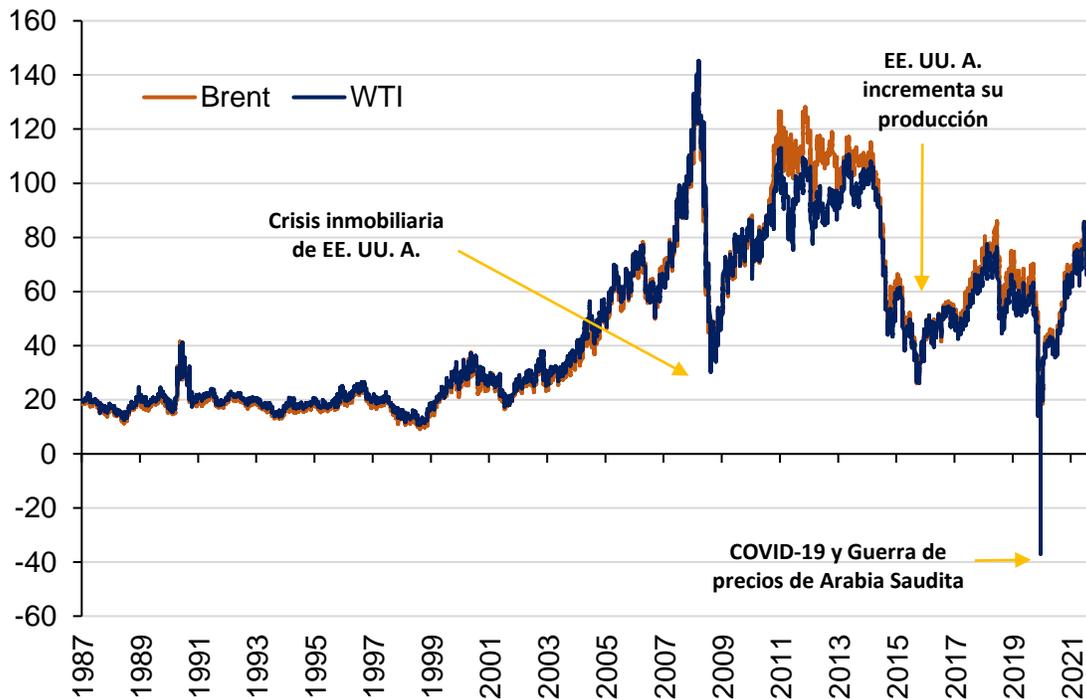


Fuente: Elaboración personal con información de Banco de México., (2022).

### 1.1.2. Crisis Petroleras

El segundo problema es la recurrente caída de los precios del petróleo derivado de diversos factores, en la **Gráfica 2** es posible apreciar la caída de los precios en tres puntos señalados, los cuales se destacan tres principalmente por ser caídas a en los precios a nivel internacional. A continuación, se detallan dichos sucesos.

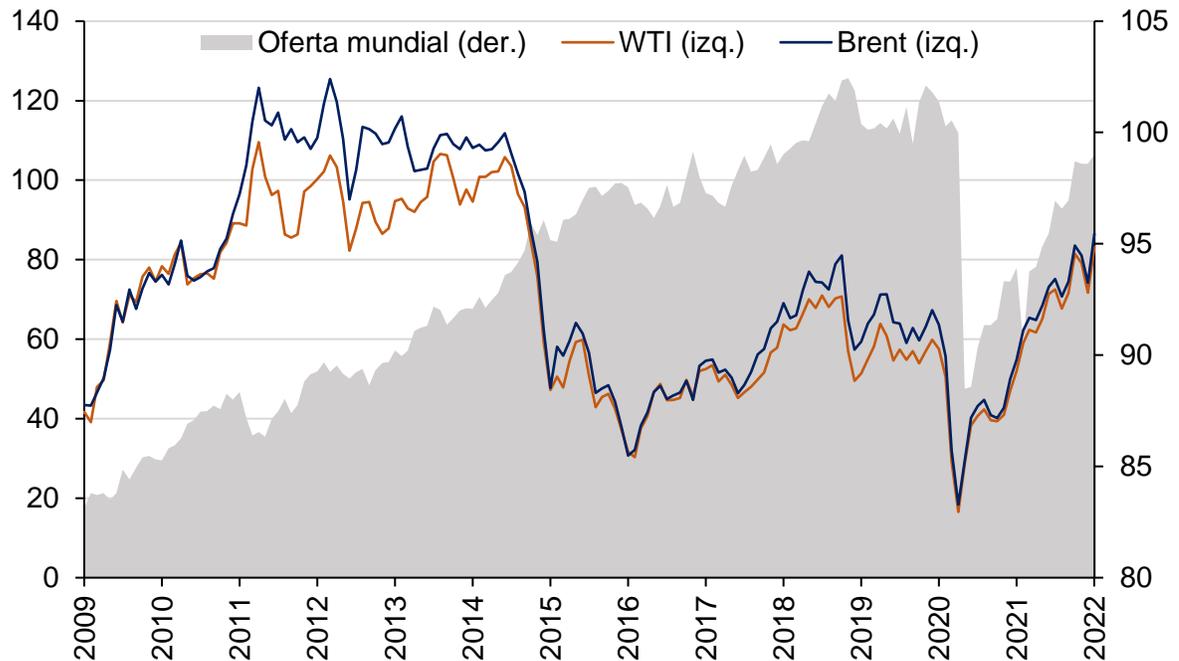
**Gráfica 2. Precios del Brent y WTI con acontecimientos relevantes**  
(dólares por barril)



Fuente: Elaboración personal con datos de Energy Information Administration (EIA)., (2021).

- a) La crisis inmobiliaria de EE. UU., ésta no fue como tal una crisis aislada de la industria petrolera, en particular se trató de una crisis global en la que la demanda mundial disminuyó y con ella los precios del petróleo.
- b) La sobre producción a nivel internacional, a inicios de 2014 Estados Unidos de América (EE. UU.) comenzó a desarrollar sus reservas de petróleo de lutitas (*shale oil*) y provocó un incremento en la oferta mundial como se observa en la **Gráfica 3**. Cabe mencionar que, en ese momento EE. UU. era uno de los principales importadores de crudo en el mundo, debido a lo anterior, los precios del petróleo cayeron a nivel internacional llegando a mínimos históricos.

**Gráfica 3. Precios de los Crudos Marcadores y oferta mundial de petróleo crudo**  
(dólares por barril / millones de barriles día)



Fuente: Elaboración personal con datos de EIA., (2022).

- c) La pandemia de la COVID-19 y la guerra de precios de Arabia Saudita, los efectos de la pandemia a nivel mundial fueron similares a los de la crisis de inmobiliaria de 2008. En ese sentido, derivado de dichos los efectos en el mercado de hidrocarburos, la OPEP+ se reunió para discutir un recorte para lograr compensar el balance mundial de petróleo y así compensar la caída en los precios, sin embargo, Arabia Saudita (AS) y Rusia no lograron llegar a un acuerdo, a lo que AS respondió con un aumento en su suministro y una reducción a los precios de venta de su petróleo, lo que impactó a los mercados internacionales llevando por primera vez en la historia a cotizar en terreno negativo al WTI.

Este último fenómeno es crucial para la investigación, puesto que refuerza parte del objetivo de esta.

---

---

### 1.1.3. Agotamiento de los Yacimientos

El último de los problemas es el decremento en la producción de petróleo del país, ocasionado en su mayoría por la declinación natural de los yacimientos que más aportaban a la producción del país. En la **Tabla 1** se muestra la producción promedio de petróleo de México en los años abarcados por la investigación.

**Tabla 1. Producción de Petróleo en México**

<b>Año</b>	<b>Producción (miles de barriles diarios)</b>
2013	2,522
2014	2,429
2015	2,267
2016	2,147
2017	1,944
2018	1,810
2019	1,679
2020	1,727
2021	1,664

*Fuente: Elaboración personal con datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)., (2022).*

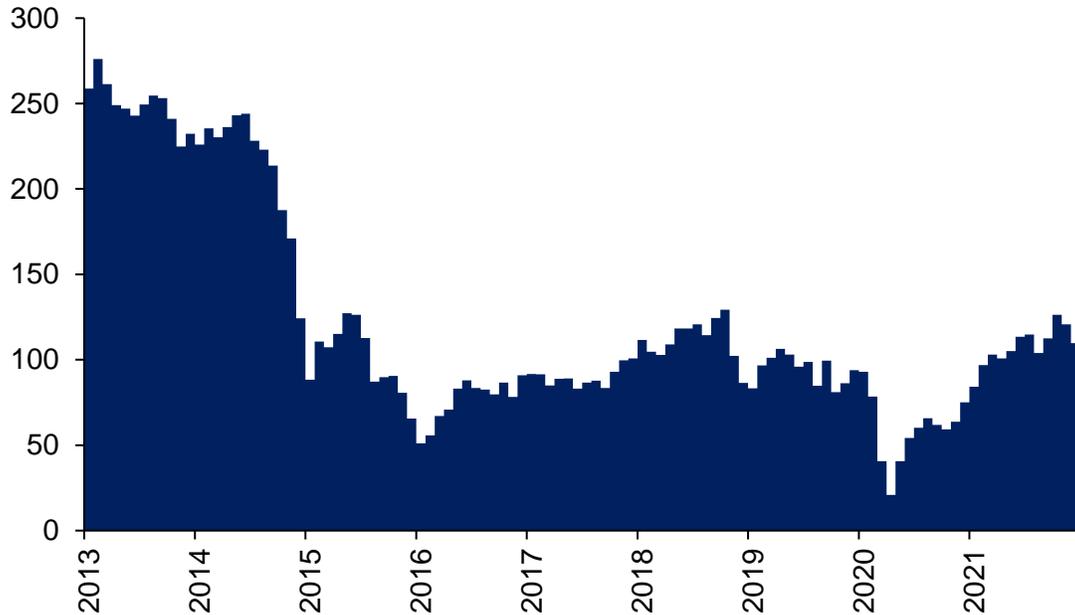
Con base en los datos observados, en la *Tabla 1* podemos inferir que, es primordial incrementar las inversiones en la industria petrolera a nivel nacional, además de realizar cambios en las políticas públicas, con el fin de incorporar reservas e incrementar la producción de hidrocarburos. Sin lo anterior, la producción seguirá disminuyendo con el paso del tiempo. Mientras tanto es prudente incrementar los ingresos por la venta del petróleo en la actualidad.

Además, el ingreso obtenido de las ventas de petróleo en el país se puede calcular con los precios y la producción, para fines de esta investigación se propondrá el cálculo del ingreso utilizando la metodología de precio multiplicado por la producción, los resultados se muestran en la **Gráfica 4**.

---

---

**Gráfica 4. Ingresos Estimados de la Producción Nacional**  
(millones de dólares)



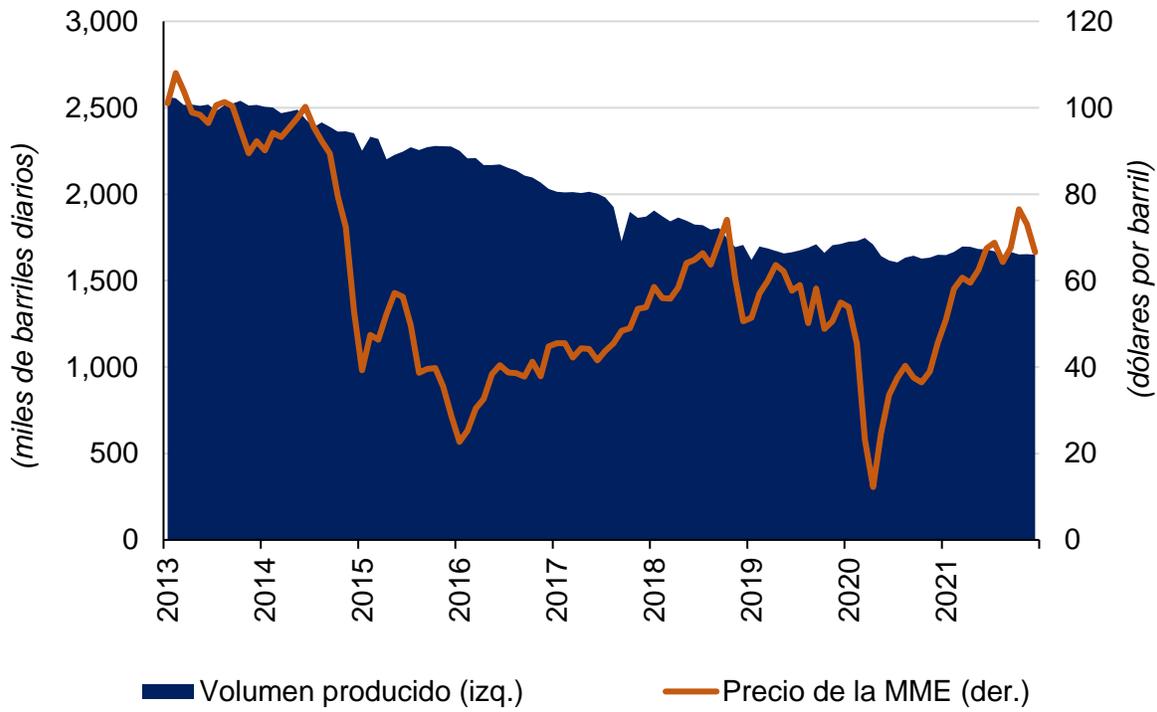
*Fuente: Elaboración Personal con datos de CNH y Banco de México., (2022).*

*Nota: Para los ingresos estimados se tomó el supuesto que todo el petróleo producido mensualmente era vendido al precio promedio mensual en términos corrientes, únicamente para fines prácticos.*

En efecto, se logra apreciar que la disminución de los ingresos petroleros es cada vez más notable. Al mismo tiempo podemos observar el comportamiento de los factores que influyen (precio y volumen) por separado para entender de dónde provienen los ingresos con mayor claridad y cuál tiene mayor peso.

En el último año el precio del petróleo ha presentado un ligero repunte como se muestra en la **Gráfica 5**, sin embargo, la constante caída en los volúmenes de producción a nivel nacional sigue su tendencia a la baja.

**Gráfica 5. Comparativa de Volúmenes y Precios**



*Fuente: Elaboración personal con información de CNH y Banco de México., (2022).*

Como resultado, se logra apreciar la relevancia del precio en la determinación del ingreso obtenido de la venta de petróleo en México.

## **1.2. Preguntas de Investigación**

En este apartado de la investigación se definirán las incógnitas que motivaron a realizar la investigación, cabe mencionar que no se responderán los cuestionamientos pues la finalidad es únicamente plantear las principales preguntas de la investigación.

A continuación, se detallan las preguntas:

- I. ¿Es posible conocer cuáles son los factores que influyen en la determinación del precio del petróleo en México?
- II. ¿Cuál es la importancia de esos factores en término de los ingresos del Estado?

- 
- 
- III. ¿Cuál es la metodología para la determinación del precio del petróleo en México?
  - IV. ¿Es posible optimizar el beneficio que se obtiene de la venta del petróleo?
  - V. ¿Qué indicadores existen para cuantificar el beneficio?
  - VI. ¿Cómo impacta ese beneficio a la industria petrolera?

### **1.3. Objetivos de Investigación**

Los objetivos de esta investigación se dividen en dos de acuerdo con su alcance: generales y específicos.

#### **1.3.1. Objetivo General**

Desarrollar un modelo para optimizar el beneficio proveniente del petróleo en México, con base en los factores más relevantes en la industria petrolera.

#### **1.3.2. Objetivos Específicos**

- I. Analizar los principales aspectos técnicos y económicos que influyen en la determinación del precio del petróleo en México.
- II. Encontrar la relación entre los factores que influyen en la determinación del precio del petróleo en México.
- III. Indicar dónde se encuentran las distintas áreas de oportunidad para optimizar el ingreso obtenido del petróleo en México.
- IV. Integrar los objetivos anteriores y proponer un modelo para optimizar los ingresos provenientes de la venta de petróleo en México.

### **1.4. Justificación de la Investigación**

---

---

---

---

A continuación, se justifica la investigación mediante la exposición de los diversos factores que influyen en la determinación del precio del petróleo.

En México el precio del petróleo se determina con base en las referencias internacionales de los diversos crudos marcadores: West Texas Intermediate (WTI), Light Louisiana Sweet (LLS) y Brent. La relevancia de estos se explica posteriormente en el desarrollo de la investigación.

La segunda área de oportunidad se encuentra en la producción, este factor está directamente ligado a la implementación de tecnología y la administración en los yacimientos petroleros.

Por último, y no por eso menos importante, los costos de producción actualmente no figuran en la determinación del precio del petróleo en México, y es por eso que esta es otra gran área de oportunidad para incrementar los ingresos.

Cabe resaltar que existen otros factores que influyen en la determinación del precio del petróleo en México como la densidad, viscosidad, porcentaje de azufre entre otras características físicas del petróleo, sin embargo, debido a que son características dependientes del tipo de yacimiento no se hace énfasis en ellas, ya que conllevaría un análisis intensivo y éste queda fuera de los objetivos de la investigación.

En conclusión, existen al menos tres áreas de oportunidad para mejorar los ingresos obtenidos de la venta de petróleo en México, y dado a que el país es netamente exportador de petróleo surge una importante necesidad por entender y maximizar los ingresos obtenidos de la venta de petróleo.

### **1.5. Alcances y Límites de Investigación**

En este apartado se expondrán los alcances y límites de la investigación. Para comenzar, la investigación es de corte cuantitativo-cualitativo, con un límite definido en el tiempo, entre los años 2013 y 2021. Dichas fechas corresponden al periodo de apertura del mercado de la industria petrolera, derivado de la Reforma Energética (Reforma).

---

---

En que respecta a los límites de la investigación, debido a sus objetivos, se enfoca únicamente en la industria petrolera nacional incluyendo en algunos casos a empresas privadas.

Debido a la profundidad que conlleva hablar de algunos temas relacionados a la apertura del mercado de la industria petrolera, no se hará un análisis de ésta, ni se expondrán posturas al respecto sobre los beneficios obtenidos por el Estado, sin embargo, es primordial recalcar que la Reforma si tiene una fuerte injerencia en los ingresos del Estado por los diversos sistemas de determinación del precio del petróleo que ésta trajo consigo, como la determinación de precios contractuales.

En cuanto a los límites de la investigación, no se propone ninguna metodología para mejorar algún apartado técnico-operativo, ya que la investigación se centra en el área de la determinación del precio, es decir, el apartado técnico-económico.

Continuando la investigación, para poder llevar a cabo un proceso sin perder de vista sus prioridades se utiliza el método inducción-deducción. Con base en datos generales se puede inferir un resultado, paralelo al método se utiliza parte de la metodología propuesta por Hernández R. En el libro "*Metodología de la Investigación*".

## **2.6. Hipótesis**

Se analizarán los factores que influyen en la determinación del precio del petróleo en México, derivado del análisis será posible formular una nueva metodología en la que se incluirán los costos de producción y otros factores.

### **2.6.2. Hipótesis Especifica**

La determinación del precio del petróleo en México dependerá de factores técnicos y económicos que serán incluidos en la nueva metodología.

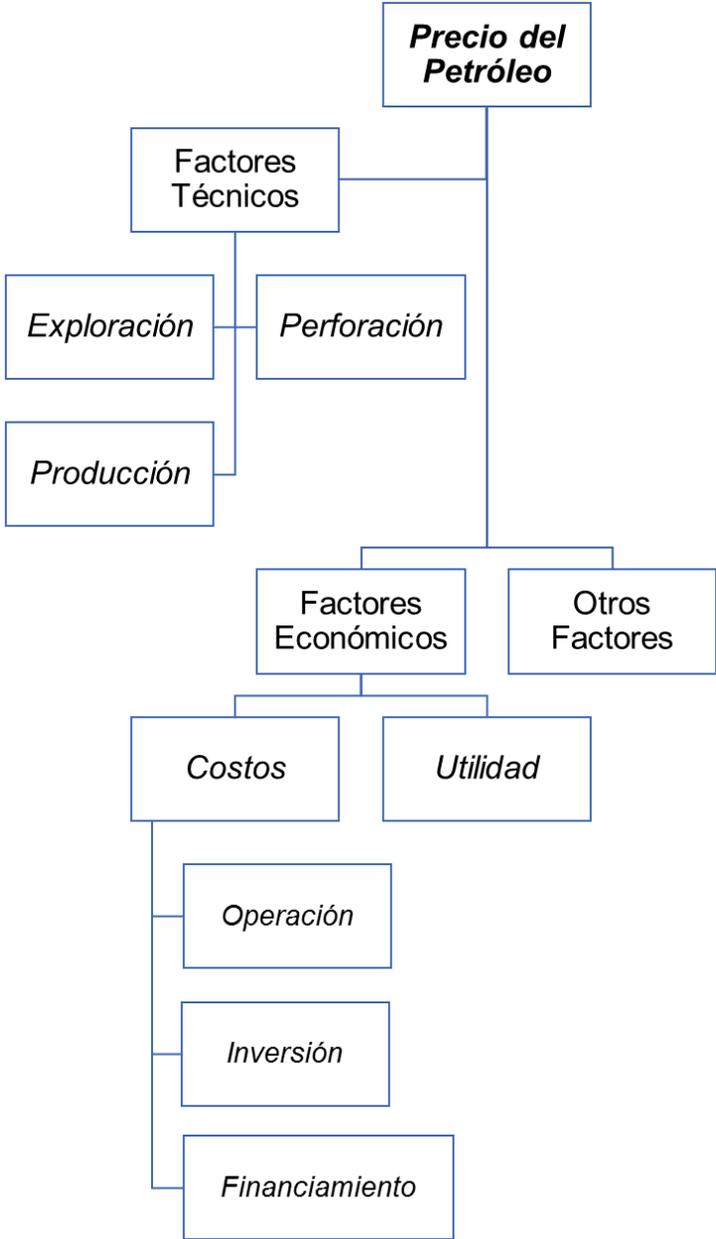
## **2.7. Operacionalización**

---

---

La operacionalización de un tema se refiere al desglose de las principales vertientes involucradas en la investigación de un tema sin hacer énfasis en cada una de las vertientes mencionadas. La operacionalización de esta investigación se puede observar a detalle en el *Diagrama 1*.

**Diagrama 1. Operacionalización del Precio del Petróleo**



Fuente: Elaboración Personal., (2018).

---

---

## 2. MARCO TEÓRICO

En el presente capítulo, se desglosará la información pertinente a esta investigación:

### 2.1. Teoría de la Industria Petrolera

Este apartado busca poner en contexto sobre toda la información teórica relacionada al tema, haciendo hincapié en los objetivos de la investigación.

#### 2.1.1. Sistema Petrolero

Comenzando con el sistema petrolero, éste se define como: *“Los componentes geológicos y los procesos necesarios para generar y almacenar hidrocarburos; esto incluye una roca generadora madura, un trayecto de migración, una roca yacimiento, una trampa y un sello. La secuencia cronológica relativa correcta de estos elementos y los procesos de generación, migración y acumulación de hidrocarburos, son necesarios para la acumulación y la preservación de los hidrocarburos.”* (Schlumberger, 2022).

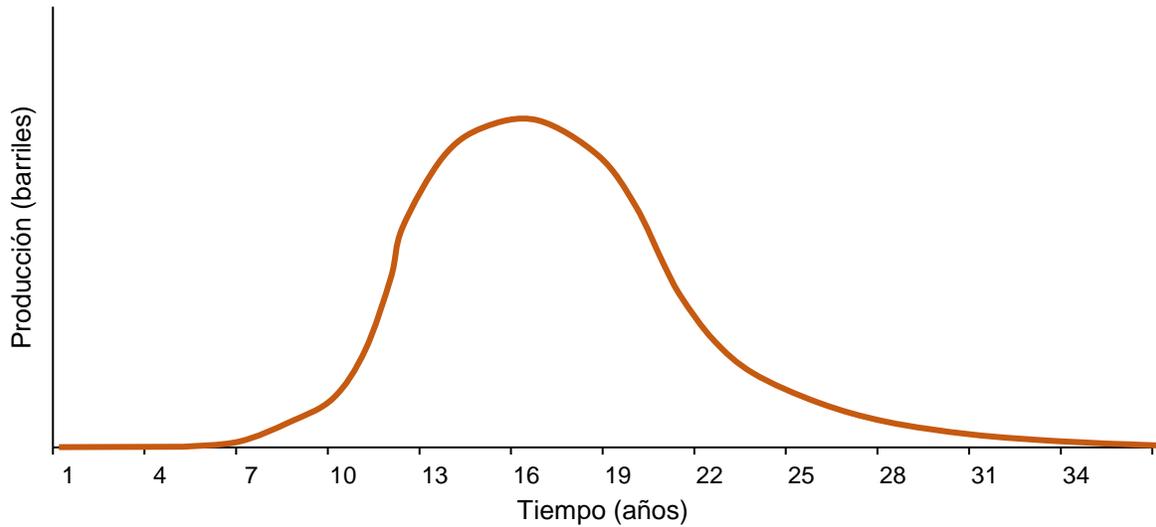
#### 2.1.2. Ciclo de Vida del Yacimiento

En 1956 el geofísico M. King Hubbert propuso una teoría en la que menciona que todos los yacimientos de hidrocarburos tienden a agotarse naturalmente. Hubbert dijo que un yacimiento que produce hidrocarburos tiende a declinar su producción de la misma forma en la que llegó a su cenit hasta agotarse. En la **Ilustración 1** se puede observar el comportamiento mencionado.

---

---

### Ilustración 1. Pico de Hubbert



*Fuente: Elaboración personal con información de Kenneth S., (2019).*

Si bien la teoría del pico de Hubbert no es del todo correcta, debido a que se pueden implementar distintas técnicas para volver a incrementar la producción. No obstante, en lo que respecta al agotamiento natural de los yacimientos, el autor tiene razón.

En concreto, el ciclo de vida de un yacimiento podría desglosarse en las etapas mostradas en el **Diagrama 3**, estas etapas son una muestra clásica de que el petróleo es un recurso no renovable y por esa razón es primordial la correcta administración de los recursos obtenidos de los mismos.

---

---

**Diagrama 2. Ciclo de Vida de un Yacimiento Petrolero**



*Fuente: Elaboración propia con información de Oil & Gas Journal., (2022).*

A continuación, se explicará paso por paso el ciclo de vida de un yacimiento:

### **2.1.2.1. Exploración**

En lo referente a la exploración petrolera, se trata de un proceso mediante el cual se implementan diversos recursos tecnológicos y humanos para poder realizar e interpretar análisis litológicos y sísmicos con la finalidad de buscar un prospecto petrolero. Cabe mencionar que la exploración es un proceso con cierta incertidumbre, dado que se trata de un análisis un tanto teórico, comprobable mediante la perforación de pozos.

---

---

### **2.1.2.2. Descubrimiento**

Si el proceso de exploración resulta exitoso, se puede considerar como un descubrimiento. En esta etapa se tiene certeza de la existencia de recursos prospectivos, no obstante, los recursos no necesariamente son un indicador de viabilidad económica, por ende, en caso de resultar en un descubrimiento el ciclo de vida de yacimiento continua.

### **2.1.2.3. Evaluación y Delimitación**

El proceso seguido del descubrimiento de hidrocarburos es la siguiente etapa es la delimitación del yacimiento, para cual se utilizan diversas técnicas y metodologías como la perforación de pozos que sirven para delimitar con mayor certeza el yacimiento analizado. Lo anterior, sirve para poder evaluar las reservas y el potencial de un yacimiento petrolero, es decir, si factible continuar con la siguiente etapa del ciclo de vida.

### **2.1.2.4. Desarrollo**

Continuando, en caso de que la evaluación arroje como resultado la viabilidad del proyecto, es posible desarrollar el yacimiento y se procede realizar un plan de inversión centrado en infraestructura para lograr el óptimo desarrollo del yacimiento.

### **2.1.2.5. Producción**

Una vez desarrollado el yacimiento, en lo referente a la infraestructura, se procede la producción. Dentro de esta etapa suelen entrar dos o hasta tres etapas de desarrollo:

#### ***I. Primaria***

La producción primaria únicamente se refiere a todo hidrocarburo que se puede extraer con la energía del yacimiento, aunque es importante mencionar que los sistemas artificiales de producción se encuentran en esta etapa, puesto que no intervienen en ningún momento con el yacimiento.

---

---

## II. Secundaria

La recuperación secundaria es la segunda etapa mediante la cual se busca mantener la presión del yacimiento a través de la inyección de un fluido externo, puede ser agua o gas.

## III. Mejorada

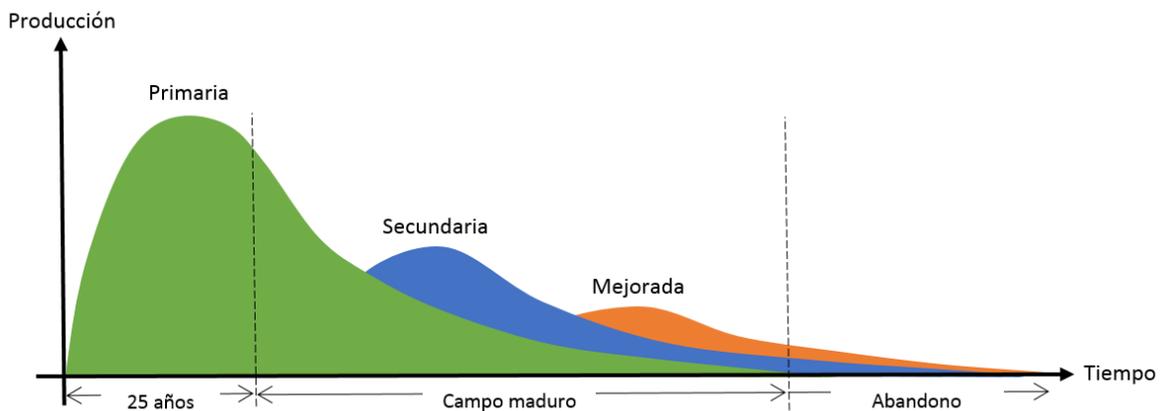
La recuperación mejorada es la última etapa del desarrollo en un yacimiento, debido a la complejidad y los costos de esta etapa no es nada común en México. Esta recuperación consiste en la inyección de fluidos que modifiquen las propiedades roca-fluido del yacimiento como: mojabilidad, tortuosidad, presión de poro, entre otras.

### 2.1.2.6. Abandono

Por último, la etapa final del yacimiento comienza cuando este deja de ser rentable también denominado límite económico. Una vez superado el límite económico se procede a cerrar el pozo, taponarlo, retirar las instalaciones de producción y, posteriormente, terminar por completo con la limpieza de la zona de trabajo.

En el **Diagrama 3**, se pueden observar las etapas antes mencionadas:

**Diagrama 3. Ciclo de Vida de un Yacimiento Petrolero**



Fuente: Elaboración personal con información de la CNH., (2019).

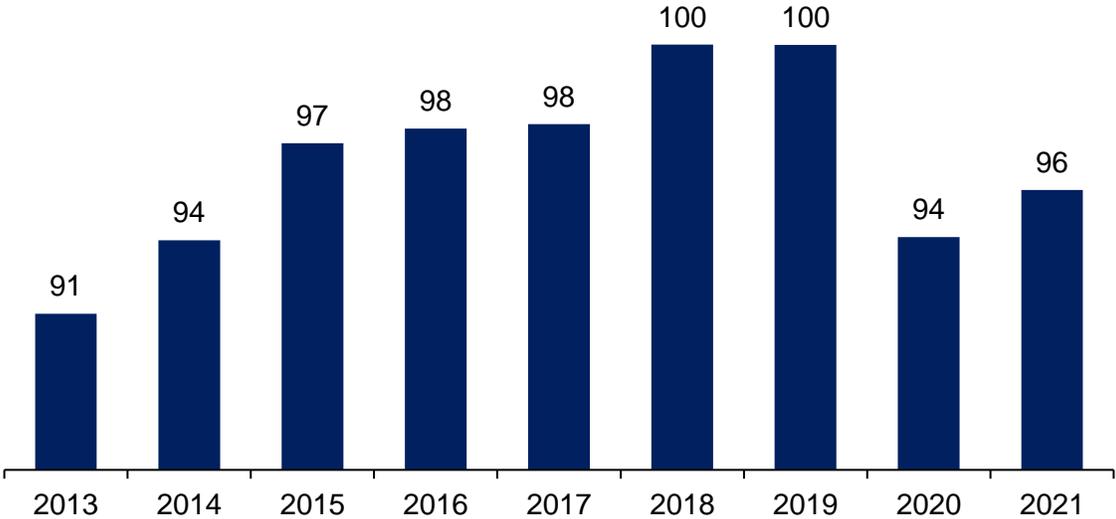
### 2.1.3. Oferta de Petróleo

---

---

Acerca de la oferta de petróleo, se puede medir con base en la producción, en este caso particular se mostrará la producción de petróleo a nivel mundial y posteriormente se mostrará a nivel nacional. A continuación, se muestra en la **Gráfica 6** la oferta de petróleo.

**Gráfica 6. Oferta Mundial de Petróleo**  
(millones de barriles diarios)

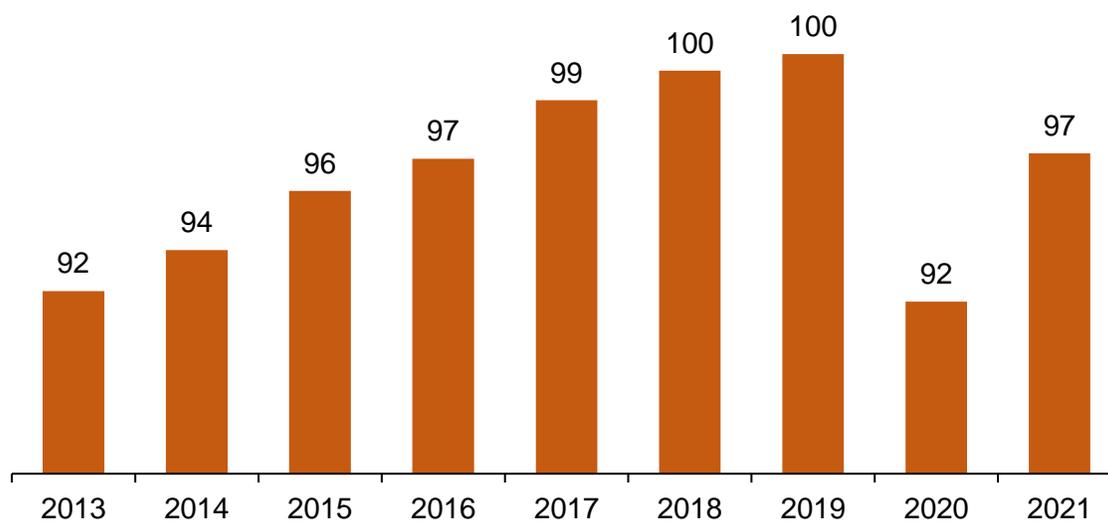


Fuente: *Elaboración personal con información de EIA., (2022).*

**2.1.4. Demanda de Petróleo**

Para entender la oferta, es indispensable hablar de demanda, debido a que son conceptos que se complementan. La demanda mundial de petróleo regularmente tiende al alza derivado de un aumento en la población mundial, sin embargo, existen casos especiales en los que la demanda disminuye: en el año 2020, la demanda mundial disminuyó como consecuencia de la pandemia de la COVID-19, es posible apreciar el efecto en la **Gráfica 7**.

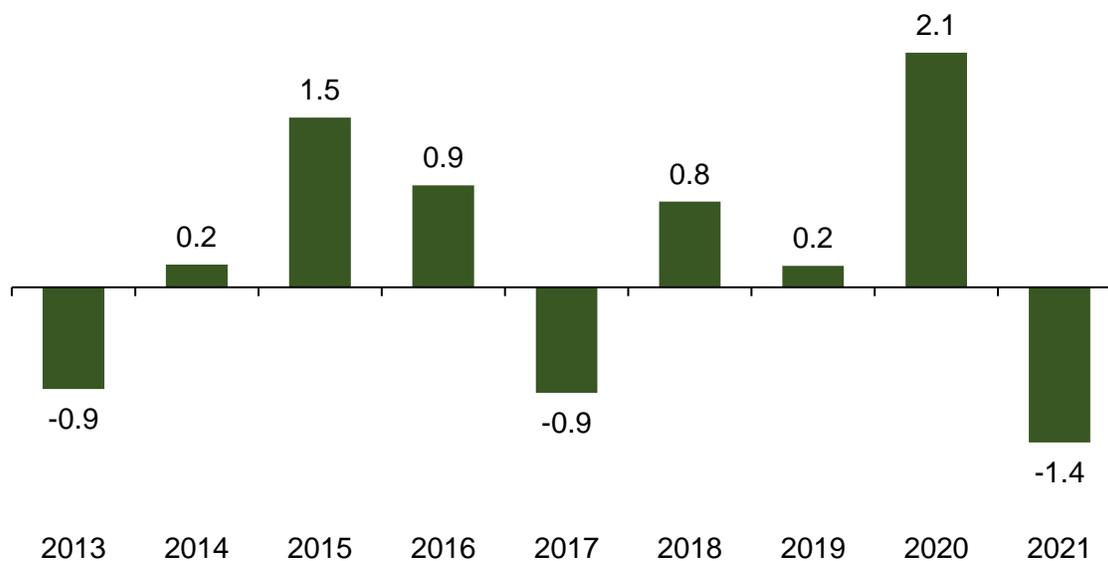
**Gráfica 7. Demanda Mundial de Petr6leo**  
(millones de barriles diarios)



Fuente: Elaboración personal con informaci6n de la IEA., (2022).

Una vez observada la oferta y la demanda podemos comparar ambos parámetros para un análisis realizado en la **Gráfica 8**, donde se muestra dicha comparaci6n.

**Gráfica 8. Balance de Oferta y Demanda Mundial de Petr6leo<sup>1/</sup>**  
(millones de barriles diarios)



Fuente: Elaboraci6n personal con informaci6n de la IEA., (2022).

1/ Por balance se refiere a la diferencia entre la oferta y la demanda.

---

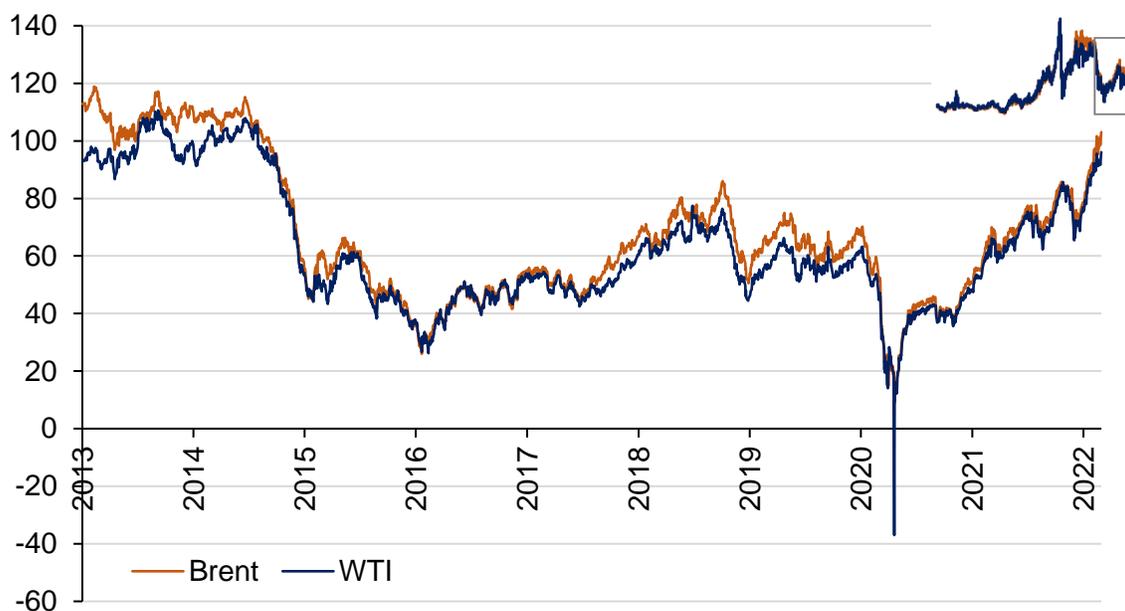
---

### 2.1.5. Precios del Petróleo

Existen diferentes tipos de crudo (petróleo) considerados los importantes a nivel mundial, no sólo por la producción de éstos a nivel global sino por las zonas estratégicas que cada uno representa. Dos de los principales crudos a nivel global son West Texas Intermediate y Brent.

A continuación, se muestra la **Gráfica 9** con los niveles de precios desde el año 2013 hasta 2021, con la finalidad de observar el comportamiento de éstos, que a nivel mundial son los más representativos.

**Gráfica 9. Precios de los Crudos Marcadores**  
(dólares por barril)



Fuente: Elaboración personal con información de la EIA., (2022).

La relación entre ambos crudos es de suma importancia para esta investigación gracias a que, como se logra apreciar en la *gráfica anterior*, el Brent se ha cotizado con una diferencia positiva en los últimos años respecto al WTI, a pesar de que la calidad del Brent es superior a la del WTI, en cuanto a porcentaje de azufre y grados American Petroleum Institute (API). La principal razón por la que el precio del Brent es superior al WTI, sería la mayor demanda

---

---

del primer crudo, no obstante, también influyen otros factores como el mercado en que se cotizan cada uno de ellos.

### **2.1.6. Cadena de Valor del Sistema Petrolero**

Ahora se estudiará un tópico que existe en la mayoría de las industrias y/o empresas: la cadena de valor. Es posible definirla como: un modelo teórico que permite organizar los procesos llevados a cabo en determinada industria y/o empresa con el objetivo de generar valor de acuerdo con (Instituto Nacional de la Economía Social, 2022).

En particular, la industria petrolera se puede dividir en tres secciones: *upstream*, *midstream* y *downstream*, aunque para fines prácticos se tomará al *midstream* como un subproceso del *downstream*, es decir, como un elemento en la cadena de valor, resultando en únicamente dos eslabones.

#### **2.1.6.1. *Upstream***

Este eslabón de la cadena abarca los procesos incluidos en la exploración, evaluación, desarrollo y extracción de hidrocarburos de un yacimiento petrolero.

En esta etapa de la cadena ocurren procesos como el modelado geológico, la toma de muestras, la sísmica regional, la perforación de pozos exploratorios, la evaluación económica, entre otros procesos realizados en la extracción de hidrocarburos desde el subsuelo hasta la superficie.

#### **2.1.6.2. *Downstream***

Cuando se refiere al *downstream* y *midstream*, se entiende por todos los procesos que ocurren después de la extracción hasta la venta de los hidrocarburos como: transporte, almacenamiento, procesamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos.

Este apartado involucra subprocesos relacionados con la compra/venta de hidrocarburos, importaciones, exportaciones, refinación, construcción de oleo-gaseoductos, almacenamiento, licuefacción, bombeo y re-bombeo, entre otros que tienen como objeto llevar desde la superficie hasta los puntos de venta los hidrocarburos.

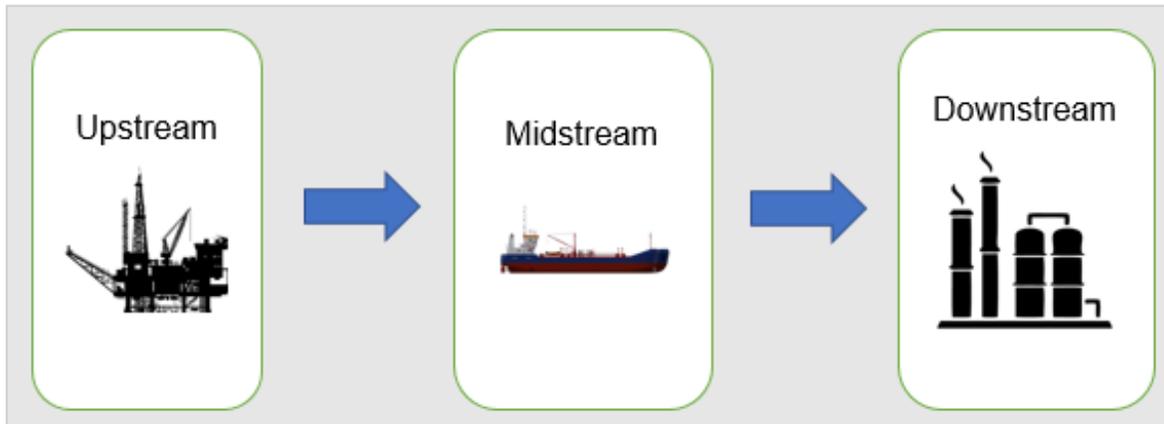
---

---

Este eslabón es de gran importancia en la cadena de valor gracias a la transformación de la materia prima en derivados y el intercambio de la mercancía por el dinero.

En la **Ilustración 2** se puede observar la cadena de valor de la industria petrolera.

### Ilustración 2. Cadena de Valor de la Industria Petrolera



Fuente: *Elaboración Personal con información de la Secretaría de Energía (SENER).*, (2019).

## 2.2. Teoría de la Industria Petrolera Mexicana

Para comprender el entorno de la investigación es necesario hacer referencia al marco teórico referencial, es decir, mostrar la importancia de la industria petrolera en México.

### 2.2.1. Oferta y Demanda

La oferta y demanda ya quedaron definidas en anteriores apartados, en esta ocasión se hace referencia a la oferta - demanda del país. Es importante realizar una comparación de la variación en la producción y en el consumo del país para tener una clara referencia de la situación en la que se encuentra.

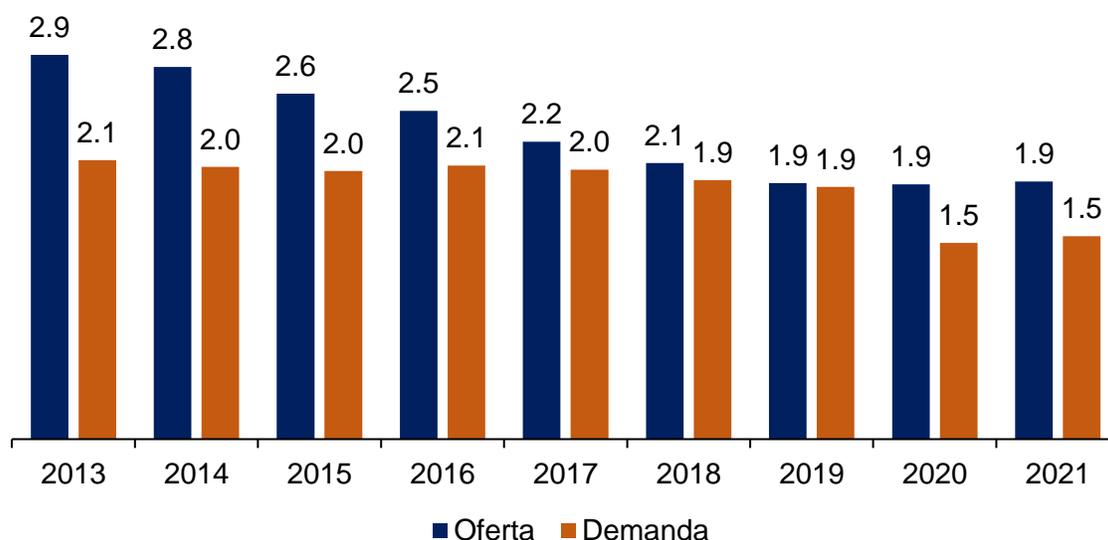
Como es posible observar en la **Gráfica 10**, la demanda de petróleo en México ha ido disminuyendo paulatinamente, esto se explica principalmente por un ascenso en la demanda de gas natural, la cual ha incrementado en los últimos años, promediando más de 4 mil millones de pies cúbicos diarios en 2021.

Por otro lado, la oferta de petróleo en el país disminuye de una forma un poco más radical, esto se explica con el decremento de la producción nacional.

---

---

**Gráfica 10. Oferta y Demanda de Hidrocarburos Líquidos en México**  
(millones de barriles diarios)



Fuente: Elaboración personal con información de EIA., (2022).

### 2.2.2. Precios

Asimismo, los precios son una parte fundamental de esta investigación puesto que son de vital importancia para conocer la situación de la industria petrolera nacional e internacional.

Como referencia en México se utilizan los precios de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME), debido a que ésta es el resultado de ponderar los precios de las mezclas de exportación más importantes a nivel nacional. En la *Gráfica 11* es posible observar las variaciones en el precio de la MME.

---

---

**Gráfica 11. Precio de la Mezcla Mexicana de Exportación**  
(dólares por barril)



Fuente: Elaboración personal con información de Banco de México., (2022).

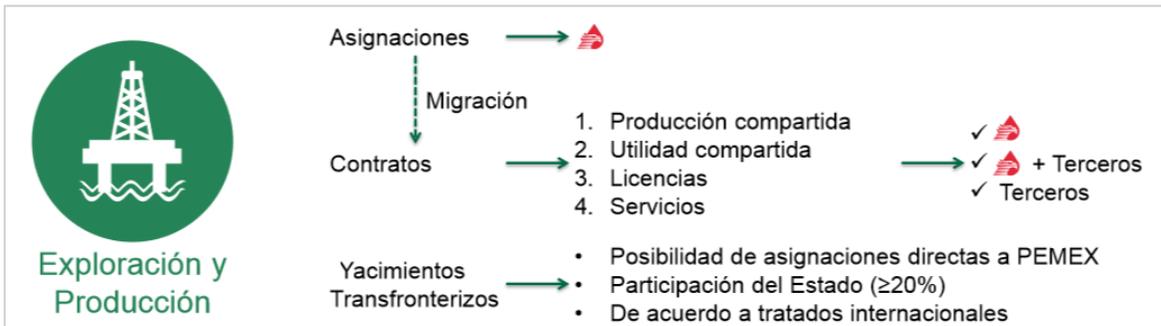
### 2.2.3. Cadena de Valor

En el caso de la cadena de valor a nivel nacional, debido a los procesos de la apertura del mercado de la industria petrolera mexicana, el país sufrió una apertura de mercado en la que Petróleos Mexicanos (PEMEX) pasó de ser un monopolio estatal a ser una empresa productiva del Estado.

Lo anterior, implica competencia en el sector, ésta obliga a las empresas a expandir sus horizontes, recrear el modelo de negocio y buscar nuevas oportunidades a lo largo de la cadena de valor tal es el caso de PEMEX, como lo muestra la **Ilustración 3**.

En el *upstream* tiene nuevos modelos de competencia en los cuales PEMEX puede buscar contratos como empresa privada, al mismo tiempo posee el carácter de empresa productiva del Estado siendo así acreedora a asignaciones; áreas proporcionadas por la Secretaría de Energía (SENER) para su desarrollo.

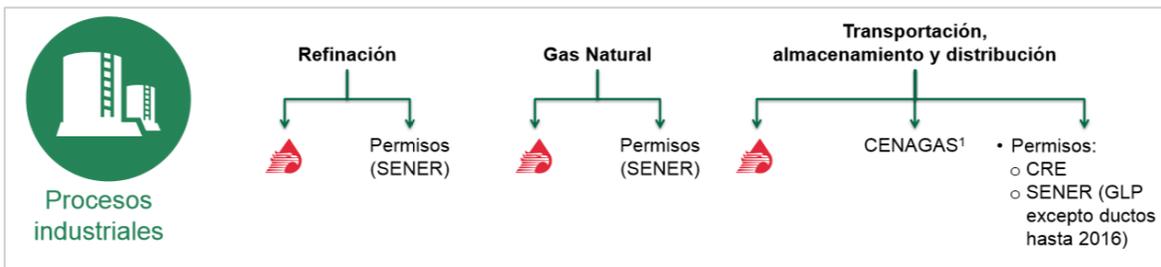
### Ilustración 3. Exploración y Producción de PEMEX



Fuente: PEMEX., (2014)

De la misma manera el *downstream* también cambió sus procesos, debido a la reforma energética, PEMEX ya no es el encargado de los poliductos, sino que sede parte de ellos a otras empresas productivas del Estado y filiales como la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y CENAGAS (Centro Nacional de Control de Gas Natural), respectivamente, el esquema se muestra en la **Ilustración 4**.

### Ilustración 4. Procesos Industriales de PEMEX



Fuente: PEMEX., (2014).

## 2.3. Conceptos Fundamentales

El propósito de desarrollar los conceptos fundamentales utilizados en el marco teórico es introducir al lector a un entorno más amigable, el cual facilite la comprensión del tema.

### 2.3.1. Cadena de Valor

La cadena de valor se trata de un esquema de representación visual y estructural de cómo la empresa/industria va a desarrollar diversos procesos desde el inicio hasta el final, se suele dividir en actividades primarias y actividades secundarias que tienen un margen del

---

---

cual no se pueden salir dichas actividades, un esquema común se muestra en la **Ilustración 5**.

**Ilustración 5. Ejemplo de una Cadena de Valor**



Fuente: Michael Porter., (2017).

### 2.3.2. Oferta

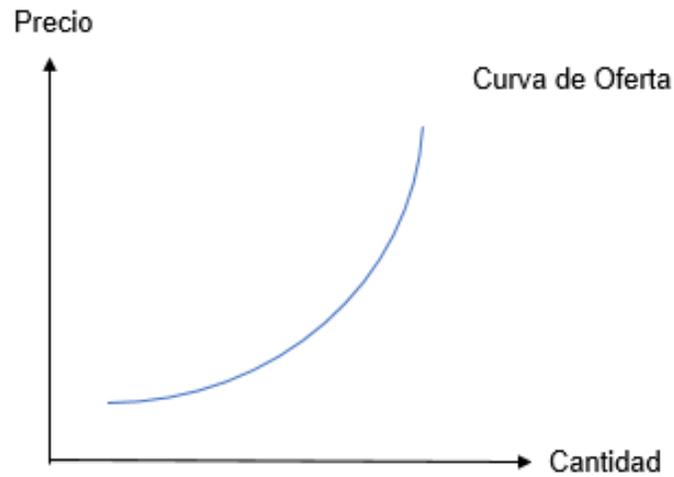
Como concepto es muy utilizado a nivel mundial, debido a la importancia que tiene en la presente investigación resulta importante definirlo, la oferta es la cantidad de cierta mercancía que un productor está dispuesto a ofrecer a determinado precio.

La oferta es tan importante que económicamente posee una ley llamada “Ley de Oferta” en ésta se enuncia que la oferta es directamente proporcional al precio del bien en cuestión, y se representa con una curva de oferta que es posible apreciar en la **Ilustración 6**.

---

---

### Ilustración 6. Curva de Oferta



Fuente: *Elaboración Personal con información de Varian Hal., (2018).*

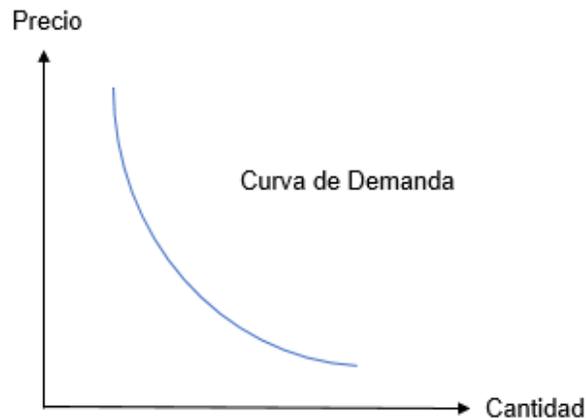
#### 2.3.3. Demanda

En lo que refiere a la demanda, podemos definirla como: la cantidad de cierta mercancía que están dispuestos a comprar los miembros de un mercado a un determinado precio. Al igual que la oferta, la demanda posee una ley de orden económico, denominada: “Ley de Demanda” y dicha ley puede ser enunciada como: la demanda es inversamente proporcional al precio de cierto bien. Este fenómeno genera una curva que se muestra en la **Ilustración 7**.

---

---

### Ilustración 7. Curva de Demanda



Fuente: Elaboración Personal con información de Varian Hal., (2018).

#### 2.3.4. Crudos Marcadores

De acuerdo con los mercados internacionales de petróleo existen tipos de petróleo distintivos por zonas de refinación o lugar de origen, algunos son tan importantes que se consideran “*commodities*” o mercancías. Dichas mercancías sirven como indicadores a nivel bursátil para determinar el precio del petróleo a nivel mundial.

El distintivo más importante es la calidad del petróleo, ya que las refinerías de la zona en cuestión se realizan basadas en esa calidad, misma que es posible cuantificar mediante indicadores como, y no por eso se limita a ellos: gravedad específica, viscosidad, contenido de impurezas y componentes pesados.

Algunos de los principales crudos a nivel mundial son:

##### *I. WTI*

El West Texas Intermediate (WTI) es un crudo marcador de la costa del golfo, ubicado al este de Texas, EE.UU. Se considera que es uno de los principales crudos debido a su consumo, ubicación y relevancia en el mercado de petróleo a nivel mundial, las características se pueden observar en la **Tabla 2**.

---

---

## II. Brent

El Brent es el crudo marcador por excelencia de gran parte el continente europeo, es originario del Mar de Norte y al igual que el WTI, tiene una relevancia significativa para los mercados internacionales por la cantidad de países que lo adquieren a nivel mundial, las características se pueden observar en la **Tabla 2**.

**Tabla 2. Características de los principales crudos marcadores**

Mezcla	Grados API	% De Azufre
Brent	38.3°	0.37
WTI	39.6°	0.24

Fuente: Elaboración Personal con información de S&P Global Platts. (2017).

## III. MME

Por su parte la Mezcla Mexicana de Exportación (MME), no es como tal un crudo marcador con una calidad determinada, sino que se trata de un promedio ponderado de las principales mezclas de exportación en México, tales como: Olmeca, Maya, Istmo y Altamira, según PMI Comercio Internacional, estos crudos son los que más se comercializan a nivel nacional. Las características de las mezclas de exportación pueden observarse en la **Tabla 3**.

**Tabla 3 .Características de las principales mezclas de exportación de México**

Mezcla	Grados API	Porcentaje de Azufre <sup>1/</sup>
Maya	21.5°	3.4
Istmo	32.5°	1.8
Olmeca	38.5°	0.74
Altamira	16°	5.75

Fuente: Elaboración Personal con información de PMI Comercio Internacional

1/ Es una propiedad intensiva de la materia y se mide en porcentaje por muestra de petróleo.

De igual modo, dentro de la industria también existe otra clasificación de los crudos según los grados API (**Tabla 4**) y dichos grados están relacionados directamente con la gravedad específica del fluido ( $\gamma$ ) como se muestra en la ecuación (1).

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{\gamma} - 131.5 \quad (1)$$

Fuente: API., (2017).

**Tabla 4. Clasificación del Petróleo**

Tipo de Petróleo	Grados API
Extra-pesado	<10
Pesado	10.0 - 22.3
Mediano	22.3 - 31-1
Ligero	31.1 - 39
Super ligero	>39

Fuente: M. Domènech., (2012).

### 2.3.5. Reforma Energética

El objetivo principal de este apartado es explicar la relevancia que merece un proceso de apertura del mercado en México, sin generar polémica ni mostrar postura alguna.

Antes del año 2013 la industria petrolera mexicana se consideraba una actividad estratégica, misma que sólo el Estado a través de sus empresas estatales podían realizar, justo en ese año se realizó una modificación (Reforma) a la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia energética. Los artículos constitucionales 25, 27 y 28 fueron reformados con la finalidad de abrir el mercado de la industria petrolera, la Reforma realizó una serie modificaciones a 22 leyes secundarias y 24 reglamentos.

Además de la creación de nuevas entidades como la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA), el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo (FMPED), Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS).

También fortaleció a los órganos reguladores en materia energética: Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE). Por último, realizó un

---

---

cambio a las empresas paraestatales para volverlas empresas productivas del Estado (PEMEX y CFE).

## **2.4. Comercialización del Crudo en México**

Definitivamente la comercialización posee un gran peso en la investigación, es el proceso en la cadena de valor mediante el cual se compra y vende el petróleo. También es el encargado de gran parte del abastecimiento energético de México.

Para entender la comercialización se toman como referencia los procesos del comercializador del Estado: PMI Comercio Internacional (hasta el año 2017 y posterior a 2021), que realiza actividades comerciales en los mercados internacionales de petróleo además dentro de sus actividades está la de establecer alianzas estratégicas con otros participantes de la industria.

Cabe mencionar que los procesos de comercialización en México son un tanto diferentes en la actualidad, y es que a partir de 2018 existen dos comercializadores del Estado, uno es Trafigura y el otro es CFE Energía, ambos estuvieron vigentes hasta el año 2021. Ambos fueron elegidos por la CNH mediante un proceso licitatorio.

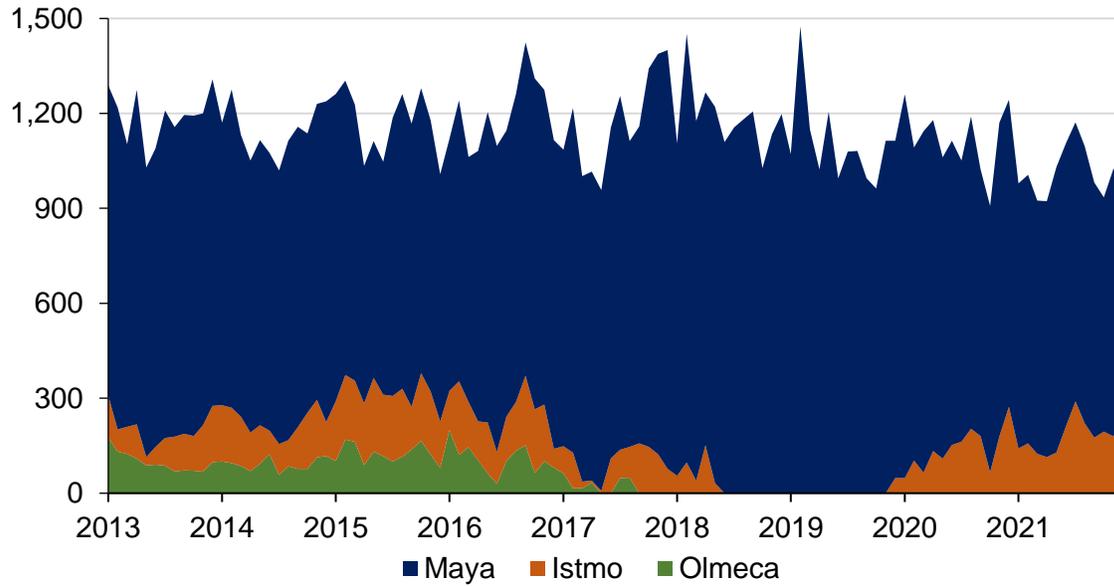
### **2.4.1. Exportación**

En cuanto a las exportaciones, a nivel nacional se pueden contabilizar, el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) posee el acervo digital con estos datos. Con base en ellos podemos inferir la importancia de las exportaciones de petróleo en el país, así como la mezcla más exportada. En la **Gráfica 12** se observa que el país exporta en demasía petróleo pesado tipo Maya, lo que indica que se tiene que hacer un particular énfasis en la venta de este tipo de petróleo y en la determinación de su precio.

---

---

**Gráfica 12. Exportaciones de Petróleo en México**  
(miles de barriles diarios)



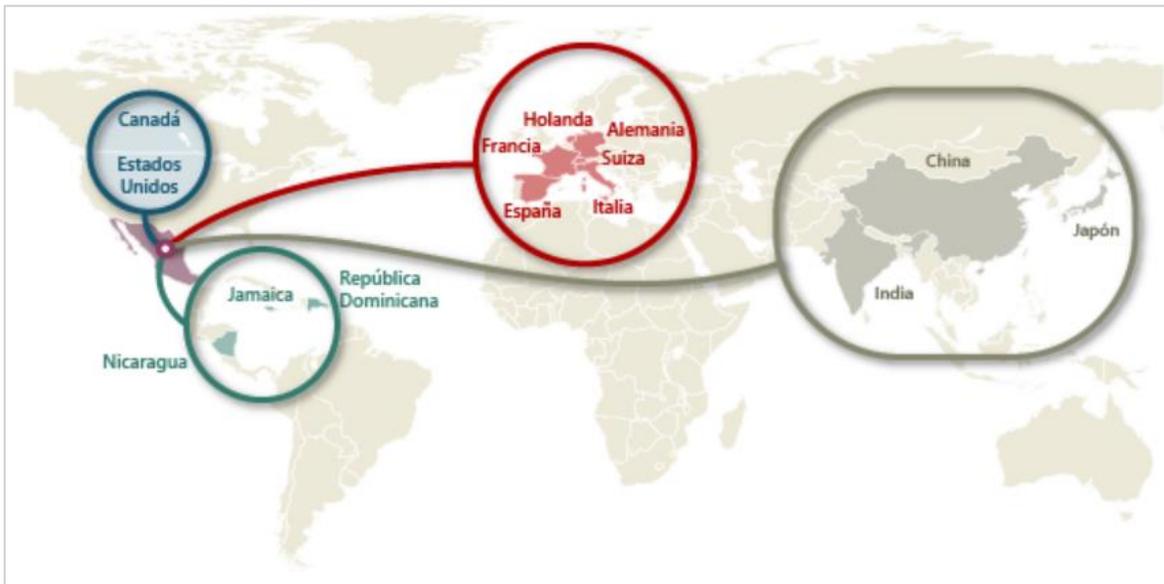
Fuente: Elaboración personal con información de INEGI., (2022).

En lo referente a los destinos de venta de petróleo por parte de PMI Comercio Internacional, mostrados en la **Ilustración 8**, son distintos y tienen su respectiva relevancia volumétrica, algunos de los principales destinos son: Norte América, Europa y Lejano Oriente.

---

---

## Ilustración 8. Destinos de las Exportaciones de Petr6leo



Fuente: PMI Comercio Internacional., (2016).

### 2.4.2. Mezclas de Exportaci3n

Continuando con las principales mezclas mexicanas de exportaci3n, seg3n PMI comercio internacional se describen como:

*“PMI Comercio Internacional comercializa crudo Maya, Istmo, Olmeca y Altamira a los mercados de Am3rica, Europa y Lejano Oriente.*

#### 1) Maya

*Es un crudo pesado (21-22° API) y amargo (3.4-3.8% de azufre en peso) por lo que brinda menores rendimientos de gasolina y di3sel en esquemas de refinaci3n simples en comparaci3n con crudos m3s ligeros. Las terminales mar3timas de carga del Maya son: Cayo Arcas - en mar abierto, aproximadamente a 162 kil6metros de Ciudad del Carmen, en el estado de Campeche-; Dos Bocas, en Tabasco, y Salina Cruz, en Oaxaca.*

*Con objeto de maximizar el valor econ3mico de este crudo, su procesamiento requiere de refiner3as con unidades de alta conversi3n,*

---

---

las cuales transforman la fracción pesada (residuo) del crudo en productos con mayor valor para el refinador. Para estos efectos PMI Comercio Internacional ha celebrado contratos de suministro de largo plazo con refinadores que cuentan con unidades de alta conversión o que aceptaron expandir la complejidad de sus refinerías para obtener el mayor valor del crudo Maya.

#### II) Istmo

Es un crudo medio (32-33° API) y amargo (1.8% de azufre en peso) con buenos rendimientos de gasolina y destilados intermedios (diésel y keroseno). Las terminales marítimas de carga del Istmo son: Dos Bocas, en el estado de Tabasco; Salina Cruz, en Oaxaca, y Pajaritos, en Veracruz.

El mayor valor económico de este crudo se obtiene en refinerías con unidades FCC (Fluid Catalítico Cracker). Su calidad es similar a la del crudo Árabe Ligero y a la del crudo ruso Urales.

#### III) Olmeca

Es el más ligero de los crudos mexicanos, con una gravedad de 38-39° API y un contenido de azufre de 0.73% a 0.95% en peso, por lo que es un crudo ligero y amargo. Sus características lo hacen un buen productor de lubricantes y petroquímicos. Los cargamentos de crudo Olmeca se exportan desde la Terminal Marítima Pajaritos, en el estado de Veracruz.

#### IV) Altamira

Es un crudo pesado, con una gravedad de 15.5° a 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 físico-químicas lo hacen adecuado para la producción de asfalto. Los cargamentos de crudo Altamira se exportan

---

---

desde la Terminal Marítima Cd. Madero, en el estado de Tamaulipas.”.

(PMI Comercio Internacional, 2018)

En la **Tabla 5** se detallan cualidades de las principales mezclas de exportación.

**Tabla 5. Características de las Mezclas Mexicanas de Importación**

<b>Tipo Crudo</b>	<b>Altamira</b>	<b>Maya</b>	<b>Istmo</b>	<b>Olmeca</b>
°API (Gravedad)	15.0-16.5	21.0-22.0	32.0-33.0	38.0-39.0
Viscosidad (cP@100 °F)	1,280-1,750	320	60	38
Azufre (%)	5.5-6.0	3.4-3.8	1.8	0.73-0.95
Punto De Escurrimiento (°F)	32	-25	-35	-55

Fuente: PMI Comercio Internacional., (2017).

### **2.4.3. Importación**

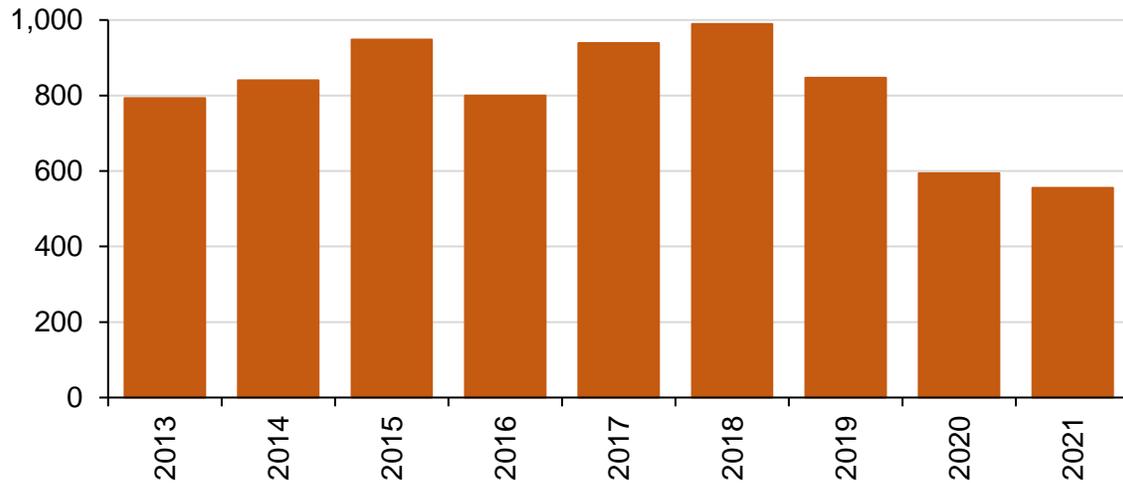
En lo que respecta a las importaciones de México, actualmente el país depende en gran medida del gas natural importado, aunado a la falta de infraestructura, el país ha incrementado su déficit en el gas natural. En concreto, durante 2021 las importaciones provenientes de EE. UU. Incrementaron 7% alcanzando un nivel de 5,950 millones de pies cúbicos diarios. En 2021, México absorbió 33% del gas natural que exportó EE. UU., el nivel más bajo desde el 2010 (29%) y lejano al máximo de 60% registrado en el 2016, de acuerdo con EIA (El Economista, 2022).

El ejemplo se muestra en la **Gráfica 13**, en la cual se observa una tendencia lineal creciente (con estacionalidades) en el intervalo analizado. Para fines de la investigación se tratarán en conjunto al gas natural y derivados del petróleo como un solo componente de importación puesto que México no es considerado un importador de petróleo, motivo por el cual no se hace énfasis en las importaciones de petróleo.

---

---

**Gráfica 13. Importaciones de Petrolíferos y Gas Natural**  
(miles de barriles día)



Fuente: Elaboración Personal con información de INEGI., (2022).

Con base en la **Gráfica 13**, que muestra las importaciones de petrolíferos y gas natural en México, se logra apreciar una tendencia al alza el periodo analizado, sin embargo, las importaciones de petróleo en México se pueden deprecia, debido a que son menores a 500 barriles diarios y no poseen una gran relevancia.

Por otro lado, el valor de las importaciones netas causa un déficit, como se observa en **Tabla 5**. Sin embargo, con base en los objetivos de la investigación no se considera relevante el valor de las importaciones de petróleo puesto que los productos petrolíferos y el gas natural quedan fuera de los alcances de esta investigación.

#### **2.4.4. Balanza Comercial**

Haciendo alusión a las exportaciones e importaciones se tiene que hablar de la balanza comercial, en ella se detalla la situación del país, en lo que concierne a transacciones internacionales en determinado periodo, el saldo de dicha balanza es la diferencia entre las exportaciones e importaciones, es decir, lo que el país compra y vende, en concreto la balanza comercial de la industria petrolera mexicana de 2013 a 2021 se pueden observar en la **Tabla 6**.

---

---

**Tabla 6. Balanza Comercial de la Industria Petrolera Mexicana**

Año	Exportaciones	Importaciones	Saldo
	<i>(millones de dólares)</i>		
2013	380,015	381,210	-1,195
2014	396,912	399,977	-3,065
2015	380,550	395,234	-14,684
2016	373,948	387,070	-13,122
2017	409,433	420,395	-10,962
2018	450,685	464,302	-13,618
2019	461,116	455,295	5,820
2020	416,999	382,986	34,013
2021	446,532	458,613	-12,081

*Fuente: Elaboración personal con datos de PEMEX., (2022).*

En la **Tabla 6** se puede observar que, al menos en lo relacionado la cantidad monetaria las importaciones superan las exportaciones en los últimos años, no obstante, durante 2019 y 2020 se observó que las exportaciones fueron mayores a las importaciones, lo anterior se explica principalmente a un cambio en la política energética del país.

## **2.5. Determinación del Precio del Petróleo en el Mundo**

La determinación del precio del petróleo a nivel mundial, actualmente, el precio del petróleo se determina mediante una serie de complejos indicadores de oferta y demanda. Si bien, algunos factores como el nivel de inventarios, la calidad del petróleo, entre otros; están implícitos, el precio se rige por factores de oferta y demanda.

A continuación, se enlistarán una serie acontecimientos que impactaron en el precio internacional del petróleo y si corresponden a una variación en la oferta o la demanda:

### **a) Inventarios de crudo**

Los inventarios de crudo, se trata del nivel de almacenamiento físico que posee determinado país, por ejemplo: EE. UU. reporta semanalmente el nivel de crudo que tienen almacenado, el cual es dividido en reservas comerciales y estratégicas. Lo anterior, se considera como un factor de oferta, puesto que se trata de petróleo listo para consumirse.

Este factor puede jugar de ambos lados de la partida; para subir o bajar el precio del petróleo. En específico, durante 2022, el presidente de EE. UU., en conjunto con otros países liberó parte de sus reservas estratégicas para incrementar la oferta y disminuir el

---

---

precio intencional del petróleo, no obstante, al reducir sus reservas de crudo a niveles críticos (para los analistas del mercado), los precios comenzaron a subir ante una posible falta de suministro de petróleo en caso de una emergencia.

#### **b) Cortes en los suministros**

Los cortes en los suministros de petróleo, se consideran netamente un factor relacionado con la oferta, por ejemplo: en el invierno de 2021, EE. UU. padeció una temporada de fríos extremos lo que llevo a los oleo gaseoductos a congelarse, de esta manera se interrumpió el suministro de petróleo e incremento los precios del crudo.

#### **c) Políticas públicas**

En lo que respecta a las políticas públicas, existen diversos mecanismos mediante los cuales los Gobiernos pueden afectar el precio de determinadas mercancías y el petróleo no es una excepción. Por ejemplo: La Organización Marítima Internacional, declaró que a partir de 2020 los barcos tenían que seguir una norma para reducir sus emisiones de dióxido de carbono, lo anterior, redujo la demanda de crudos pesados, en tanto la oferta se mantuvo relativamente constante, por lo que el precio de los crudos pesados bajó.

#### **d) Crecimiento mundial**

Normalmente, la variación de las economías es directamente proporcional a la variación del consumo mundial de petróleo. En concreto: durante 2020, el consumo mundial de petróleo disminuyó derivado de una reducción en el consumo de petróleo, por lo que el precio internacional de los crudos cayó.

En conclusión, el precio de los principales crudos marcadores se rige por la oferta y demanda. En concreto, el precio que observamos en el WTI a nivel internacional se trata del precio de la opción (financiera) más cercana a vencer. Es decir, en el mercado financiero se determina el precio de referencia con base en lo que los compradores estén dispuestos a pagar por el futuro más cercano a vencer en la bolsa de Nueva York. Como resultado, tenemos el precio de referencia del WTI, cabe mencionar que, los factores técnicos están implícitos en la determinación de este precio, aunque no existe una fórmula como tal para determinación de estos precios (Bloomberg, 2022).

---

---

## 2.6. Determinación del Precio del Petróleo en México

El tema central de la investigación es la determinación del precio del petróleo, en la industria existen diferentes metodologías para determinar el precio en México, la utilizada por PMI Comercio Internacional (PMI) para las mezclas de exportación, además, coexiste la implementada por el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo (FMPED) para determinar el pago de contraprestaciones, la cual está diseñada por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).

Esta metodología está estipulada en cada contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos licitado por la CNH, cabe mencionar que dicha metodología puede ser actualizada con la finalidad de reflejar los ajustes estructurales en el mercado de los hidrocarburos, con base en la información que la SHCP publique en el reporte anual al que se refiere el artículo 5 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH).

Tal y como se mencionó en metodología utilizada por FMPED, para determinar el precio del petróleo y como lo marcan las Reglas de Carácter General para definir los métodos de ajuste del valor de los hidrocarburos de los derechos sobre hidrocarburos. En noviembre de 2017 fue publicada una actualización a las fórmulas misma que se volvió aplicable a partir de 2018.

Para fines prácticos de la presente investigación, la metodología válida hasta el 2018 es denominada como: *Metodología del FMP*. Y la metodología válida en la actualidad es denominada como: *Metodología de SHCP*.<sup>1</sup>

### 2.6.1. Metodología de PMI Comercio Internacional

En lo referente a las mezclas de exportación, se han detallado las cualidades de las principales mezclas en capítulos anteriores, en particular, se hace énfasis en la determinación del precio de estas. Para hablar de la metodología de PMI es necesario definir el factor de ajuste (K), utilizado en las fórmulas para ajustar el precio de acuerdo con los mercados de destino, dicho factor cambia respecto al tiempo y ubicación en la que se

---

<sup>1</sup> Únicamente para facilitar la comparación de las metodologías.

---

---

---

---

realiza la venta. En cada subtema se muestran los distintos factores para el periodo de diciembre del 2017 hasta enero del 2018.

Para dar paso a la explicación de cada una de las metodologías de acuerdo con su región de exportación, es necesario definir el factor K. Es uno de los componentes en todas las metodologías de PMI y es utilizado como un ajuste temporal/estratégico en las fórmulas, es decir, este factor puede incorporar alguna estacionalidad no captada por los demás componentes o alguna otra afección del mercado fuera de los estándares contemplados. Cabe mencionar que el factor K puede funcionar como ajuste a la baja o al alza.

A continuación, se describen cada una de las metodologías implementadas por PMI hasta el momento de su publicación en diciembre de 2017.

#### 2.6.1.2. Costa Estadounidense del Golfo de México

Debido a la ubicación estratégica, éste es uno de los destinos más frecuentados en cuanto a exportaciones de México. Los precios se determinan con base en los tres factores: los precios de los crudos marcadores West Texas Sour (WTS), Light Louisiana Sweet (LLS) y Brent Dated (BRENT DTD), el precio del combustóleo con un contenido de azufre de 3.5% (USGC HSFO) y el factor K mostrado en la **Tabla 7**

Las metodologías para las diferentes mezclas se desglosan a continuación:

$$ISTMO = 0.40 (WTS + LLS) + 0.20 (BRENT DTD) + K \quad (1)$$

Fuente: PMI., (2017)

$$MAYA = 0.40 (WTS + USGC HSFO) + 0.10 (LLS + BRENT DTD) + K \quad (2)$$

Fuente: PMI., (2017)

$$OLMECA = 0.333 (WTS + LLS + BRENT DTD) + K \quad (3)$$

Fuente: PMI., (2017)

**Tabla 7. Comparativa del Factor K en Costa Estadounidense del Golfo de México**

Tipo Crudo	K @ dic-17	K @ ene-18	Cambio
MAYA	-2.25	-2.15	0.1
ISTMO	1.3	1.8	0.5
OLMECA	3.5	3.5	0

Fuente: PMI., (2017).

### 2.6.1.3. Costa Oeste de los Estados Unidos

Siendo Estados Unidos el principal comprador de petróleo en México, los destinos se dividen en dos zonas, sin embargo, los crudos de referencia son los mismos que en la Costa Estadounidense del Golfo de México, aunque se añade a la metodología el factor K que varía para esta zona como se puede observar en la **Tabla 8**, esta región solo considera exportaciones de Istmo y Maya.

$$ISTMO = 0.40 (WTS + LLS) + 0.20 (BRENT DTD) + K \quad (4)$$

Fuente: PMI., (2017).

$$MAYA = 0.40 (WTS + USGC HSFO) + 0.10 (LLS + BRENT DTD) + K \quad (5)$$

Fuente: PMI., (2017).

**Tabla 8. Comparativa del Factor K en Costa Oeste de los Estados Unidos**

Tipo Crudo	K @ dic-17	K @ ene-18	Cambio
ISTMO	-2	-0.15	1.85
MAYA	-4.7	-4.3	0.4

Fuente: PMI., (2017).

### 2.6.1.4. Europa

El continente europeo considera el factor K mostrado en la **Tabla 9**, el precio del Brent Dated (BRENT DTD), el precio del combustóleo No.6 con un contenido de azufre de 1% (F.O. No.6 1%S) y el precio del combustóleo No.6 con un contenido de azufre de 3.5% (F.O. No.6 3.5%S). La metodología para cada mezcla de exportación es expresada de la siguiente manera:

$$ISTMO = 0.887 (BRENT DTD) + 0.113 (F.O.No.6 3.5\%S) - 0.16 (F.O.No.6 1\%S - F.O.No.6 3.5\%S) + K \quad (6)$$

Fuente: PMI., (2017).

$$MAYA = 0.527 (BRENT DTD) + 0.467 (F.O.No.6 3.5\%S) - 0.25 (F.O.No.6 1\%S - F.O.No.6 3.5\%S) + K \quad (7)$$

Fuente: PMI., (2017).

$$OLMECA = BRENT DTD + K \quad (8)$$

Fuente: PMI., (2017).

**Tabla 9. Comparativa del Factor K en Europa**

Tipo Crudo	K @ dic-17	K @ ene-18	Cambio
MAYA	-6	-5.35	0.65
ISTMO	-1.65	-1.25	0.4
OLMECA	-1.5	-1.5	0

Fuente: PMI., (2017).

### 2.6.1.5. Lejano Oriente

En cuanto al lejano oriente, sólo se exporta Istmo y Maya, donde se consideran precios de dos crudos marcadores: Omán y Dubái, al igual que los distintos destinos considera su propio factor K para la zona, mostrado en la **Tabla 10**. En seguida, se detallan las metodologías:

$$ISTMO = (OMÁN + DUBÁI)/2 + K \quad (9)$$

Fuente: PMI., (2017).

$$MAYA = (OMÁN + DUBÁI)/2 + K \quad (10)$$

Fuente: PMI., (2017).

**Tabla 10. Comparativa del Factor K en Lejano Oriente**

Tipo Crudo	K @ dic-17	K @ ene-18	Cambio
MAYA	-8.15	-8.05	0.1
ISTMO	-1.45	-1.05	0.4

Fuente: PMI., (2017).

### 2.6.2. Metodología del Fondo Mexicano del Petróleo (FMPED)

Al abordar la metodología determinada por SHCP, que es necesaria para la determinación del pago de contraprestaciones provenientes de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, se presenta una situación: en el periodo que compete a la investigación dicha metodología fue cambiada. Gracias al cambio, a continuación, se analiza la metodología implementada hasta el año 2018.

Cabe mencionar que esta metodología tuvo validez desde septiembre de 2015 (firma del primer contrato) hasta la entrada en vigor de la nueva metodología y para la determinación del precio del petróleo es necesario consultar el Anexo 3 de los contratos<sup>2</sup>.

En general para el petróleo se aplica la siguiente fórmula:

$$P_i^{COMER} = \sum_{j=1}^n P_{i,j}^{COMER} * w_{i,j} \quad (11)$$

Fuente: FMPED., (2016).

$$w_{i,j} = \frac{v_{i,j}}{V_i} \quad (12)$$

Fuente: FMPED., (2016).

Donde:

<sup>2</sup> Se refiere al Anexo 3 de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos.

---

---

$P_i^{COMER}$  = Precio promedio mensual ponderado de comercialización en el punto de medición bajo condiciones de mercado. Este precio se registra en el reporte mensual de volúmenes y precios.

$w$  = Ponderador de cada operación de comercialización utilizado en el promedio ponderado.

$V$  = Volumen del hidrocarburo comercializado por el contratista bajo condiciones de mercado registrado en el reporte mensual.

$v$  = Volumen comercializado por el contratista bajo condiciones de mercado registrado en el reporte de operación es de comercialización.

$i$  = Tipo de hidrocarburo (petróleo, metano, etano, propano, butano o condensados).

$j$  = Un registro en el volumen de hidrocarburos vendido por el contratista del reporte de comercialización, siempre y cuando la venta se haya realizado bajo condiciones de mercado.

La ecuación (11) y (12) muestran las variables que influyen en el precio de comercialización de petróleo. Además, existen circunstancias en las cuales la metodología puede cambiar, en concreto se presentan tres casos detallados a continuación:

### 2.7.2.1. Fórmula Promedio Simple

El primero de los casos, si la comercialización del petróleo en el periodo fue cero, en este caso el precio contractual aplicable será el de “fórmula promedio simple” en la **Tabla 11** se detalla la metodología aplicable.

**Tabla 11. Formulación del Precio de Acuerdo con la Clasificación del Petróleo**

Grados API	Fórmula aplicable
API ≤ 21.0°	$PC_{P,t} = 0.481 * LLS_t + 0.508 * Brent_t + 3.678 * S_t$
21.0° < API ≤ 31.1°	$PC_{P,t} = 0.198 * LLS_t + 0.814 * Brent_t + 2.522 * S_t$
31.1° < API ≤ 39.0°	$PC_{P,t} = 0.167 * LLS_t + 0.840 * Brent_t + 1.814 * S_t$
API > 39.0°	$PC_{P,t} = 0.0800 * LLS_t + 0.920 * Brent_t$

Fuente: FMPED., (2015).

Para:

$$LLS_t = \frac{\sum_{d=1}^{D^{LLS}} LLS_d}{D^{LLS}} \quad (13)$$

Fuente: FMPED., (2015).

$$Brent_t = \frac{\sum_{d=1}^{D^{Brent}} Brent_d}{D^{Brent}} \quad (14)$$

Fuente: FMPED., (2015).

Donde:

$PC_{P,t}$  = Precio contractual del petróleo.

API = Parámetro de ajuste por calidad, como promedio ponderado de los grados API de petróleo extraído en el periodo.

LLS = Precio marcador del crudo Louisiana Light Sweet del periodo. La Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) determina el proveedor del precio marcador y lo publica en el Diario Oficial de la Federación (DOF).

Brent = Precio marcador del crudo Brent ICE del periodo. La SHCP determina el proveedor del precio marcador y lo publica en el DOF.

S = Contenido de azufre promedio ponderado en el petróleo extraído en el periodo (considerando 2 decimales).

t = Periodo

---

---

$D^{LLS}$  = Número de días para los que existen precios del marcador LLS durante el periodo.

$D^{Brent}$  = Número de días para los que existen precios del marcador Brent ICE durante el periodo.

$d$  = Cada día para el que existen valores del precio marcador de crudo correspondiente en el periodo.

En la **Tabla 11** se puede observar que los principales factores en este caso son los crudos marcadores LLS y Brent, así como el contenido de azufre que tiene el petróleo crudo. Todos ellos son factores que determinan el precio del petróleo en el caso de que la comercialización del petróleo se realice en un periodo “t” igual a cero, es decir, al inicio del contrato.

### 2.7.2.2. Fórmula Promedio Ponderado

En este caso, si la comercialización del petróleo en el periodo es mayor a cero, pero menor al cincuenta por ciento de la producción se utiliza la “fórmula promedio ponderado”, en la **Tabla 12** se observan las consideraciones y las ecuaciones respectivas.

**Tabla 12. Formulación del Precio de Acuerdo con la Clasificación del Petróleo**

Grados API	Fórmula aplicable
$API \leq 21.0^\circ$	$PC_{P,t} = 0.481 * LLS_t + 0.508 * Brent_t + 3.678 * S_t$
$21.0^\circ < API \leq 31.1^\circ$	$PC_{P,t} = 0.198 * LLS_t + 0.814 * Brent_t + 2.522 * S_t$
$31.1^\circ < API \leq 39.0^\circ$	$PC_{P,t} = 0.167 * LLS_t + 0.840 * Brent_t + 1.814 * S_t$
$API > 39.0^\circ$	$PC_{P,t} = 0.0800 * LLS_t + 0.920 * Brent_t$

Fuente: FMPED., (2015).

Para:

---



---


$$LLS_t = \sum_{j=1}^n LLS_{dj} * w_j \quad (15)$$

Fuente: FMPED., (2015).

$$Brent_t = \sum_{j=1}^n Brent_{dj} * w_j \quad (16)$$

Fuente: FMPED., (2015).

$$w_j = \frac{v_j}{V} \quad (17)$$

Fuente: FMPED., (2015).

Donde:

$PC_{P,t}$  = Precio contractual del petróleo.

API = Parámetro de ajuste por calidad, como promedio ponderado de los grados API de petróleo extraído en el periodo.

LLS = Precio marcador del crudo Louisiana Light Sweet del periodo. La Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) determina el proveedor del precio marcador y lo publica en el Diario Oficial de la Federación (DOF).

Brent = Precio marcador del crudo Brent ICE del periodo. La SHCP determina el proveedor del precio marcador y lo publica en el DOF.

S = Contenido de azufre promedio ponderado en el petróleo extraído en el periodo (considerando 2 decimales).

w = Ponderador de cada operación de comercialización utilizando el promedio ponderado.

V = Volumen de petróleo comercializado por el contratista bajo condiciones de mercado registrado en el reporte mensual.

v = Volumen de petróleo comercializado por el contratista bajo condiciones de mercado registrado en el reporte de operaciones de comercialización.

j = Un registro en el volumen de hidrocarburos vendido por el contratista del reporte de comercialización, siempre y cuando la venta se haya realizado bajo condiciones de mercado.

$d_j$  = Día que se realizó la operación "j".

t = Periodo.

---

---

### 2.7.2.3. Fórmula de Precio de Compensación

Por último, si la comercialización del petróleo en el periodo es igual o mayor al cincuenta por ciento de la producción, se deberá de tomar en cuenta la comercialización de periodos anteriores conforme a tres condiciones que se desarrollan a continuación:

- I) La comercialización de petróleo en el periodo anterior es igual o mayor al cincuenta por ciento de la producción en dicho periodo, entonces el precio contractual aplicable es:

$$PC_{i,t} = P_{i,t}^{COMER} \quad (18)$$

Fuente: FMPEd., (2015).

Donde:

$PC_c$  = Precio contractual del hidrocarburo correspondiente

$p^{COMER}$  = Precio promedio ponderado de la comercialización en el punto de medición cuando la venta se realizó bajo condiciones de mercado.

$i$  = Tipo de hidrocarburo (petróleo, metano, etano, propano, butano o condensados).

- II) Cuando se cumplen las siguientes condiciones:
- a) La comercialización del petróleo en el periodo es igual o mayor al cincuenta por ciento de la producción.
  - b) La comercialización del petróleo en el periodo anterior es menor al cincuenta por ciento de la producción.
  - c) La comercialización del petróleo en el periodo anterior al anterior es igual o mayor al cincuenta por ciento de la producción en el periodo correspondiente.

Entonces el precio contractual aplicable será el de ajuste por uso de precio de fórmula en un periodo anterior “precio de compensación”, según los contratos de exploración y extracción la regla para realizar el ajuste es:

$$P_{i,t}^{COMP} = \frac{P_{i,t}^{COMER} * \sum_{f=0}^{162} VP_{i,t-f} - \sum_{l=1}^{162} VP_{i,t-l}}{VP_{i,t}} \quad (19)$$

Fuente: FMPED., (2015).

Simplificando la Ecuación 19 para dos periodos se puede expresar de la siguiente forma:

$$P_{i,t}^{COMP} = P_{i,t}^{COMER} + (P_{i,t}^{COMP} - P_{i,t-1}^{COMP}) * \frac{VP_{i,t-1}}{VP_{i,t}} \quad (20)$$

Fuente: FMPED., (2015).

Donde:

$P^{COMP}$  = Precio contractual del hidrocarburo correspondiente.

$P^{COMER}$  = Precio promedio ponderado de la comercialización en el punto de medición cuando la venta se realizó bajo condiciones de mercado.

$VP$  = Volumen del hidrocarburo neto del periodo (hidrocarburo producido menos hidrocarburo de autoconsumo), determinado en los puntos de medición.

$i$  = Tipo de hidrocarburo (petróleo, metano, etano, propano, butano o condensados).

$t$  = Periodo.

Los precios de los anteriores apartados están sujetos a los límites establecidos en la **Tabla 13**.

**Tabla 13. Rangos de Aplicación del Precio Contractual**

<b>Criterio</b>	<b>Precio contractual aplicable</b>
$P_{i,t}^{COMP} < 0.5 * P_{i,t}^{COMER}$	$PC_{i,t} = 0.5 * P_{i,t}^{COMER}$
$0.5 * P_{i,t}^{COMER} \leq P_{i,t}^{COMP} \leq 1.5 * P_{i,t}^{COMER}$	$PC_{i,t} = P_{i,t}^{COMP}$
$P_{i,t}^{COMP} > 1.5 * P_{i,t}^{COMER}$	$PC_{i,t} = 1.5 * P_{i,t}^{COMER}$

Fuente: FMPED., (2015).

III) Se cumplen las siguientes condiciones:

- a) La comercialización del petróleo en el periodo es igual o mayor al cincuenta por ciento de la producción.

- 
- 
- b) La comercialización del petróleo en los dos periodos anteriores es menor al cincuenta por ciento de la producción en el periodo correspondiente.

En caso de que las condiciones anteriores se cumplan el precio contractual será el de ajuste por uso de fórmula en dos periodos anteriores “precio de compensación”, la fórmula en periodos anteriores será la misma que la mostrada en la *Ecuación 19*, simplificando ésta para tres periodos resulta:<sup>3</sup>

$$P_{i,t}^{COMP} = P_{i,t}^{COMER} + (P_{i,t}^{COMP} - P_{i,t-1}^{COMP}) * \frac{VP_{i,t-1}}{VP_{i,t}} + (P_{i,t}^{COMP} - P_{i,t-2}^{COMP}) * \frac{VP_{i,t-2}}{VP_{i,t}} \quad (21)$$

Fuente: FMPED., (2015).

Donde:

$P^{COMP}$  = Precio contractual del hidrocarburo correspondiente.

$P^{COMER}$  = Precio promedio ponderado de la comercialización en el punto de medición cuando la venta se realizó bajo condiciones de mercado.

$VP$  = Volumen del hidrocarburo neto del periodo (hidrocarburo producido menos hidrocarburo de autoconsumo), determinado en los puntos de medición.

$i$  = Tipo de hidrocarburo (petróleo, metano, etano, propano, butano o condensados).

$t$  = Periodo.

### 2.7.3. Metodología de Secretaría de Hacienda y Crédito Público

En lo que respecta a la metodología de la SHCP, es la Subsecretaría de Ingresos mediante la Unidad de Ingresos sobre Hidrocarburos, quien diseña los modelos económicos posteriormente implementados por el FMPED para la determinación del precio del petróleo.

Como ya se ha mencionado, derivado del artículo 5 de la LISH la SHCP posee la facultad para ajustar el modelo económico (metodología) suscrito en los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos.

Derivado de una variación en los mercados con la finalidad de maximizar los beneficios para el Estado, en noviembre de 2017 se cambió el modelo económico para la

---

<sup>3</sup> Los precios de este capítulo están sujetos a los límites establecidos en la Tabla 13.

determinación del precio del petróleo. La metodología comenzó a ser válida a partir de enero de 2018 y en la **Tabla 14** se muestran las nuevas fórmulas derivadas del ajuste.

**Tabla 14. Categorías y Fórmulas Aplicables**

Clasificación por grados API		Fórmula aplicable para la determinación del precio del petróleo
Super ligero (a)	$39.0^{\circ} < \text{API}$	$PC = TC * (-12.662 + 0.984 * \text{Brent} + 0.609 * \text{API} - 0.007 * \text{API}^2 - 1.149 * St)$
Ligero (b)	$31.1^{\circ} < \text{API} \leq 39.0^{\circ}$	$PC = TC * (-12.662 + 0.984 * \text{Brent} + 0.609 * \text{API} - 0.007 * \text{API}^2 - 1.149 * St)$
Mediano (c)	$22.3^{\circ} < \text{API} \leq 31.1^{\circ}$	$PC = TC * (-12.662 + 0.984 * \text{Brent} + 0.609 * \text{API} - 0.007 * \text{API}^2 - 1.149 * St)$
Pesado (d)	$10.0^{\circ} < \text{API} \leq 22.3^{\circ}$	$PC = TC * (-12.662 + 0.984 * \text{Brent} + 0.609 * \text{API} - 0.007 * \text{API}^2 - 1.149 * St)$
Extra Pesado (e)	$\text{API} \leq 10.0^{\circ}$	$PC = TC * (-2.493 + 0.781 * \text{Brent})$

Fuente: Elaboración personal con información de SHCP., (2019).

Donde:

$PC$  = Precio del barril de petróleo tipo ( $m_{API,S}$ ), en el periodo ( $t$ ) que se usará como referencia para el cálculo del precio promedio ponderado del barril de petróleo tipo ( $m_{API,S}$ ) en el periodo ( $t$ ).

$TC$  = Tipo de cambio de la moneda nacional por dólar de los Estados Unidos de América (MXN/USD) promedio del periodo ( $t$ ), considerado para sus cálculos los tipos de cambio para solventar obligaciones denominadas en la moneda extranjera pagaderas en la República Mexicana publicados por el Banco de México en el

---

---

diario oficial de la Federación, en el periodo (t), entre el número total de observaciones en dicho periodo (t).

*Brent* = Precio promedio del curdo marcador Brent equivalente a la suma de los precios publicados en el periodo (t), entre el número total de observaciones en dicho periodo (t). Se utilizará la clave del marcador de referencia Brent.

*API* = Promedio ponderado de grados API del petróleo tipo ( $m_{API,S}$ ) extraído en el periodo (t).

$API^2$  = El cuadrado del promedio ponderado de grados API del petróleo tipo ( $m_{API,S}$ ) extraído en el periodo (t).

*St* = Promedio ponderado del porcentaje de contenido de azufre del petróleo tipo ( $m_{API,S}$ ) extraído en el periodo (t), multiplicado por cien, considerando dos decimales.

*t* = Periodo comprendido desde el primer día, hasta el último día del mes al que corresponda el pago.

$m_{API,S}$  = Tipo de Petróleo (Súper-ligero/Dulce; Súper-ligero/Semi-amargo; Súper-ligero/Amargo; Ligero/Dulce; Ligero/Semi-amargo; Ligero/Amargo; Mediano/Dulce; Mediano/Semi-amargo; Mediano/Amargo; Pesado/Dulce; Pesado/Semi-amargo; Pesado/Amargo; Extra-pesado/Dulce; Extra-pesado/Semi-amargo, y Extra-pesado/Amargo).

---

---

### 3. METODOLOGÍA PROPUESTA

Por último, la metodología propuesta, sin duda alguna es el apartado más importante de la investigación debido al aporte que este pretende realizar. A lo largo del presente documento, se han expuesto diversos temas de fundamental importancia en la cadena de valor de la industria petrolera mexicana y, retomando el objetivo general, ahora es posible modelar un sistema que determine el precio del petróleo en el país. Con base en la información recabada, se desarrollará un modelo matemático con el que se pretende incrementar los ingresos por la venta de hidrocarburos en México.

#### 3.1. Factores por Optimizar

Los factores para optimizar dependen en concreto del enfoque de la investigación, dado que en este documento se hace énfasis en los ingresos del Estado, la determinación del precio del petróleo que tomaremos como punto de partida, considera los factores que repercuten en ellos.

En ese sentido, todos los procesos de la cadena de valor generan un costo que debería de repercutir directamente en la determinación del precio del petróleo, sin embargo, los modelos actuales no poseen una vinculación directa con los costos de producción del petróleo. Como se menciona, dichos modelos poseen objetividad en relación a los precios del mercado, aunque no se sabe la importancia de los costos de producción en la industria petrolera mexicana.

Para ejemplificar la problemática de las metodologías que no incluyen los costos de producción planteemos un caso hipotético. En este caso consideraremos los costos de producción de dos yacimientos, el primero de petróleo pesado (Maya) y el segundo de petróleo super ligero (WTI, LLS, Brent). Debido a la infraestructura necesaria para su producción el primero requiere de una inversión mayor con respecto al segundo, razón por la que los costos de producción del yacimiento de crudo pesado son mayores en relación con los de petróleo super ligero.

Retomando el caso hipotético en el cual suponemos que los precios del petróleo a nivel internacional caen a mínimos históricos. Resulta que producir un barril de petróleo super ligero aún genera ganancias gracias a sus bajos costos de producción, caso contrario el

---

---

yacimiento de petróleo pesado, el cual comienza a generar pérdidas ocasionadas por los altos costos de producción que se le atribuyen a este tipo de campos. Al punto donde los costos de producción unitarios son iguales al precio de venta es conocido como Breakeven.

Lo anterior nos muestra la importancia de incluir los costos de producción en una metodología, a continuación, se mencionan los factores a optimizar:

### **3.1.1. Upstream**

En este apartado es importante recalcar que se habla en concreto de los procesos involucrados en la parte de exploración y extracción de hidrocarburos. También hay que mencionar que no se profundiza en cada uno de ellos, debido a la complejidad de cada tema, únicamente se mencionan algunas áreas de oportunidad existentes en los diversos procesos.

Para comenzar, un buen plan de exploración es un parteaguas para tener éxito en los demás procesos. Consiguiendo la mayor cantidad de datos al menor costo posible y teniendo expertos que interpreten esos datos correctamente se puede encontrar eficiencia en la exploración.

Respecto a la perforación, comenzando con un buen modelo estático del yacimiento, y con los registros correctos, es posible generar un plan de perforación culminando el mismo con una estupenda perforación, cementación y terminación de los pozos del yacimiento, sin que se presenten errores, entonces se considera eficiente la perforación.

En cuanto a la producción, los puntos a optimizar estarían basados en análisis técnicos y económicos sobre el mejor decremento de presión del yacimiento. Además de considerar modelos que involucren el precio del petróleo para volver más rentable el desarrollo, así como el uso preciso de sistemas artificiales de producción.

Cabe mencionar que para optimizar cada uno de los puntos anteriores se puede desarrollar una tesis completa de cada uno de ellos, sin embargo, ese no es el objetivo de la investigación por lo que sólo se mencionan como posibles áreas a optimizar, mismas que la administración integral de yacimientos puede analizar.

### **3.1.2. Downstream**

---

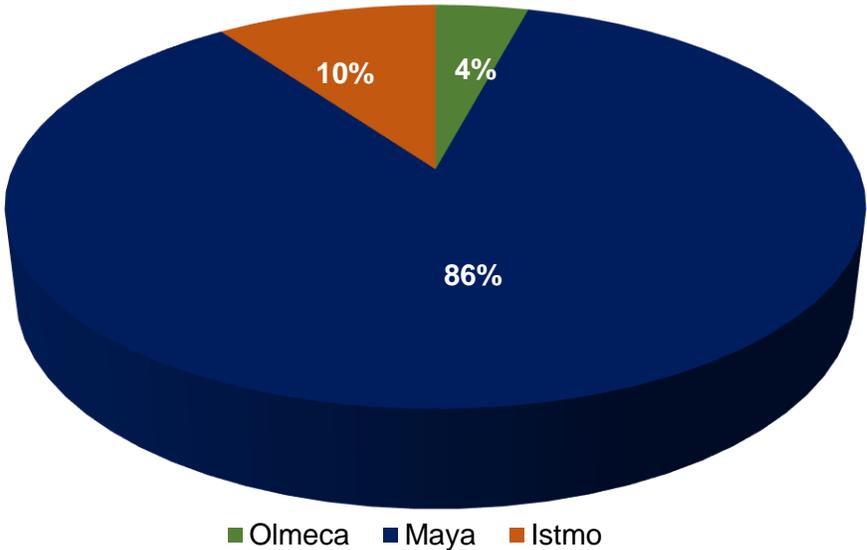
---

En el siguiente subtema de investigación se desarrolla un modelo basado en las condiciones actuales del mercado petrolero, además de proponer un sistema que involucre los costos de producción del petróleo, sin dejar de lado la calidad e incluyendo la demanda del mercado internacional.

Comenzando con la comercialización según el tipo de crudo, realizando un estimando de los cinco años que abarca la investigación es posible observar en la **Gráfica 14** que México exporta más de ochenta por ciento de petróleo pesado tipo Maya, es decir, el país comercializa crudo pesado determinando el precio con base en la demanda de petróleo ligero, aquí surge un inconveniente:

Los costos de extracción del petróleo ligero y los de un petróleo pesado, son diferentes. Debido a las características del petróleo pesado (viscosidad alta, densidades API bajas) resulta más caro de producir en comparación con crudos ligeros.

**Gráfica 14. Promedio de Exportaciones de Petróleo en México de 2013 a 2021**



*Fuente: Elaboración Personal con información de INEGI y PEMEX., (2022).*

**Tabla 15. Comparativa de Crudos Marcadores**

Mezcla	Grados API	Porcentaje de Azufre
Brent	38.3°	0.37
WTI	39.6°	0.24
WTS	32.8°	1.98
LLS	37.5°	0.42

Fuente: Elaboración Personal con información de EIA., (2019).

Las mezclas de exportación mexicanas (**Tabla 16**) Istmo y Olmeca se pueden equiparar con crudos marcadores a nivel internacional (**Tabla 15**). La mezcla tipo Maya posee una menor calidad API y no es posible compararla con los principales crudos marcadores, con base en sus propiedades. A pesar tener la de menor calidad es la mezcla más exportada, como se observa en la **Tabla 14**.

**Tabla 16. Comparativa de las Mezclas Mexicanas de Exportación**

Tipo Crudo	Altamira	Maya	Istmo	Olmeca
Grados API	15.0-16.5	21.0-22.0	32.0-33.0	38.0-39.0
Porcentaje de Azufre	5.5-6.0	3.4-3.8	1.8	0.73-0.95

Fuente: Elaboración Personal con información de PMI Comercio Internacional., (2019).

Retomando el análisis anterior, es posible deducir que el área de oportunidad se encuentra en la determinación del precio del petróleo pesado (Maya), reduciendo la importancia de sus cualidades y centrando valor con base en la demanda, además incluyendo los costos de producción es posible incrementar los ingresos derivados de la venta de este tipo de petróleo.

### 3.2. Metodología

En lo que respecta a la metodología, para comenzar hay que definir un crudo marcador que responda a las necesidades del mercado, sin verse afectado por factores externos o regionales, debido a esta situación se realiza un análisis para saber cuál es el crudo marcador con mayor coeficiente de correlación en comparación con las mezclas mexicanas de exportación.

Derivado del análisis mostrado en la **Tabla 17**, se determina que el crudo marcador con mayor relación es el Brent, gracias a la correlación que presenta con las mezclas mexicanas, en comparación con el WTI. Dicho cálculo se realizó estimando qué tanto varía el precio de las mezclas con respecto a los otros crudos marcadores y con base en ello, se determina cuál es el más cercano a 1 en términos de relación. Derivado de este análisis, el precio de referencia que se utiliza en la nueva metodología es el Brent.

**Tabla 17. Coeficiente de Correlación de Crudos Marcadores y MME**

Coeficiente de correlación	<i>Maya</i>	<i>Olmeca</i>	<i>Istmo</i>
<i>WTI</i>	0.9860	0.7907	0.9881
<i>Brent</i>	0.9924	0.7842	0.9935

Fuente: *Elaboración Personal., (2019).*

Posteriormente, se interpretan cuáles son los factores que influyen en la determinación del precio del petróleo en México, como resultando en la **Tabla 18** se desglosan los factores en tres tipos, de acuerdo con su importancia. Además, se incluyen constantes, mismas son explicadas a detalle más adelante.

**Tabla 18. Adjudicación de Variables del Modelo**

<b>Mercado</b>	
Precio del Brent	X
<b>Calidad</b>	
Grados API, Porcentaje de Azufre	Y
<b>Costos</b>	
Costo de Producción por Barril	Z

Fuente: *Elaboración Personal., (2019).*

### 3.2.1. Mercado

En cuanto al mercado petrolero, la metodología requiere un componente que denote la demanda del mercado actual, de esta manera es posible tomar como referencia el precio de diversos crudos marcadores, aunque para fines de investigación se determina que el

crudo de referencia es el Brent, gracias a la estrecha relación que tiene con el precio de la mezcla mexicana y su relevancia a nivel internacional.

$$Pm = Brent * x \quad (22)$$

Fuente: *Elaboración Personal.*, (2019).

Donde:

*Pm = Precio del Mercado*

*Brent = Precio promedio por periodo del Brent Dated*

*x = Factor de Mercado*

### 3.2.2. Calidad

Además del precio del mercado se considera la calidad del crudo, para ello se procede a la implementación de una tabla de calidad, en la que se determinan los rangos de aplicación de las posibles calidades de crudo, de acuerdo con sus características mismas que se presentan en la **Tabla 19** y **Tabla 20**.

**Tabla 19. Calificación del Petróleo por Contenido de Azufre**

Dulce	Semi-amargo	Amargo
% de Azufre $\leq 0.5$	$0.5 < \%$ de Azufre $\leq 1.5$	$1.5 < \%$ de Azufre

Fuente: *Elaboración Personal con información de EIA.*, (2019).

**Tabla 20. Clasificación del Petróleo por Grados API**

Denominación	Grados API
Extrapesado	API $\leq 10$
Pesado	$10 < \text{API} \leq 22.3$
Intermedio	$22.3 < \text{API} \leq 31.1$
Ligero	$31.1 < \text{API} \leq 39$
Super Ligero	$39 < \text{API}$

Fuente: *Elaboración Personal con información de SHCP.*

Por último, recopilando la información de la **Tabla 19** y la **Tabla 20** es posible obtener un único valor que defina la calidad del petróleo mediante la ecuación (23), para determinar la

---

---

calidad del petróleo combinando sus propiedades. Las posibles combinaciones están dadas por los grados API y porcentaje de azufre del petróleo producido por periodo.

$$K = \text{Log}_{10}(API * e^{-(\% \text{ de Azufre})}) * y \quad (23)$$

Fuente: *Elaboración personal., (2019).*

Donde:

*K = Calidad*

*API = Densidad promedio en grados API*

*% de Azufre = Porcentaje promedio de zufre por periodo*

*y = Factor de Calidad*

Como es posible apreciar en la ecuación (23) el porcentaje de azufre se ve afectado por una exponencial, es decir, que entre mayor sea el porcentaje el multiplicador será menor, reduciendo así la calidad del petróleo, debido a que el porcentaje de azufre castiga en demasía el precio del petróleo. Así mismo la función de Calidad resulta ser logarítmica lo que nos indica una reducción en la pendiente al incrementar el valor de los grados API y el multiplicador del porcentaje de azufre.

### **3.2.3. Costos**

Por último, los costos de producción son el elemento más importante, gracias a su importancia en la operación de cualquier empresa, anteriormente se mencionaron diferentes metodologías existentes en la actualidad, sin embargo, no contemplan esta variable en la determinación del precio del petróleo.

Con base en lo anterior y buscando incrementar los ingresos se define la ecuación (24) para incluir los costos de producción en la formulación del precio. Al igual que la función de Calidad, ésta es una función logarítmica, es decir al incrementar los costos la pendiente se reduce, con el objetivo de evitar que los costos de las empresas se disparen y derivado de esa situación el precio del petróleo aumente proporcionalmente.

$$CP = \text{Log}_{10}(\text{Costo de Producción por Barril}) * z \quad (24)$$

Fuente: *Elaboración personal., (2019).*

---

---

Donde:

$CP = \text{Costos de Producción}$

$z = \text{Factor de Producción}$

### 3.2.4. Formulación

Por otro lado, una vez que se definieron las variables que influyen en la determinación del precio del petróleo se determinan las constantes antes mencionadas “x”, “y” y “z” también llamadas: Factor de Mercado (x), Factor de Calidad (y) y Factor de Producción (z).

Para maximizar la función es necesario suponer como constante alguno de los tres factores y variar los otros dos para obtener un valor de convergencia, de ahí surge la necesidad de definir la Constante de Aproximación (CA), dicha constante nos indica un límite de aproximación al precio del crudo marcador (en este caso el Brent).

Una vez definida la CA se procede a implementar un método numérico mediante un programa computacional desarrollado en Visual Basic for Applications (VBA) para encontrar los posibles factores de mercado, calidad y producción. Posteriormente, se realiza un análisis mediante el cual se determinan los factores con los que es posible maximizar la función del precio, dando ponderaciones de prioridad al precio de mercado, posteriormente los costos de producción y, por último, la calidad del petróleo.

De lo anteriormente mencionado, es posible definir la siguiente fórmula para la determinación del precio del petróleo denominada Precio de Producción (PP):

$$PP = (Brent * 0.8390) + (\text{Log}_{10}(API * e^{-(\% \text{ de Azufre})}) * 2.3979) + (\text{Log}_{10}(\text{Costo de Producción por Barril}) * 5.0430) \quad (25)$$

Fuente: *Elaboración Personal., (2019).*

Simplificando la ecuación (22) con (23), (24) y (25), resulta:

$$PP = Pm + K + CP \quad (26)$$

Fuente: *Elaboración Personal., (2019).*

Donde:

$PP = \text{Precio de Producción}$

---

---

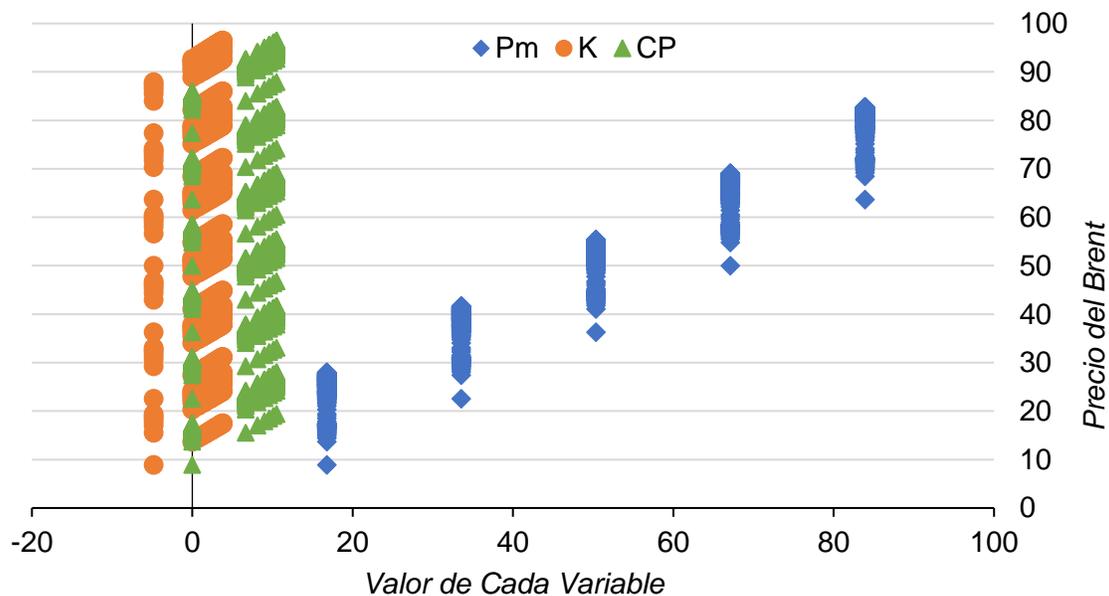
---

---

### 3.3. Análisis de Sensibilidad

En lo que respecta al análisis de sensibilidad, se utiliza para determinar qué variable influye más en la determinación del precio del petróleo. Para realizarlo se implementa una simulación con las posibles combinaciones obteniendo como resultado la *Gráfica 15* en la que se puede observar que el componente con mayor peso en la determinación del precio del petróleo es el Precio de Mercado (Pm), seguido de los Costos de Producción (CP) y, por último, la Calidad del Petróleo (K), misma que puede tomar valores negativos, en caso de que la calidad del petróleo en cuestión sea muy baja (amargo y pesado). Además, se observa que el comportamiento del Pm es lineal respecto al Precio de Producción (PP), sin embargo, los costos y la calidad tienen una función logarítmica lo que limita el rango de estas variables.

**Gráfica 15. Análisis de Sensibilidad de la Metodología Propuesta**  
(dólares por barril)



Fuente: Elaboración personal., (2019).

### 3.4. Aplicación

La aplicación de la metodología es el último de los criterios para saber si la fórmula cumple sus objetivos principales, a continuación, en la *Gráfica 16* y *Gráfica 17* se observan los

---

---

valores de la nueva metodología en comparación con los valores de las metodologías anteriores, considerando que la nueva metodología incluye los costos de producción.

En concreto se utilizaron los datos del contrato CNH-M1-EK-BALAM/2017, denominado Ek-Balam de ahora en adelante, que es administrado por Pemex Exploración y Producción (PEP) que posee costos de producción bastante bajos, alrededor de 7 dólares por barril, debido a que se trata de un yacimiento maduro que cuenta con infraestructura desde su comienzo derivado de la migración de la Asignación a Contrato.

En comparación con otras empresas privadas, el caso de Cuichapa Poniente, los costos de producción rondan los 31 dólares por barril, la empresa administra el contrato CNH-R01-L03-A7/2015, denominado Cuichapa Poniente de ahora en adelante.

Dado que ambos casos son diferentes, y debido a la diferencia en los costos de producción, es posible realizar un análisis de cada uno para determinar la correcta aplicación.

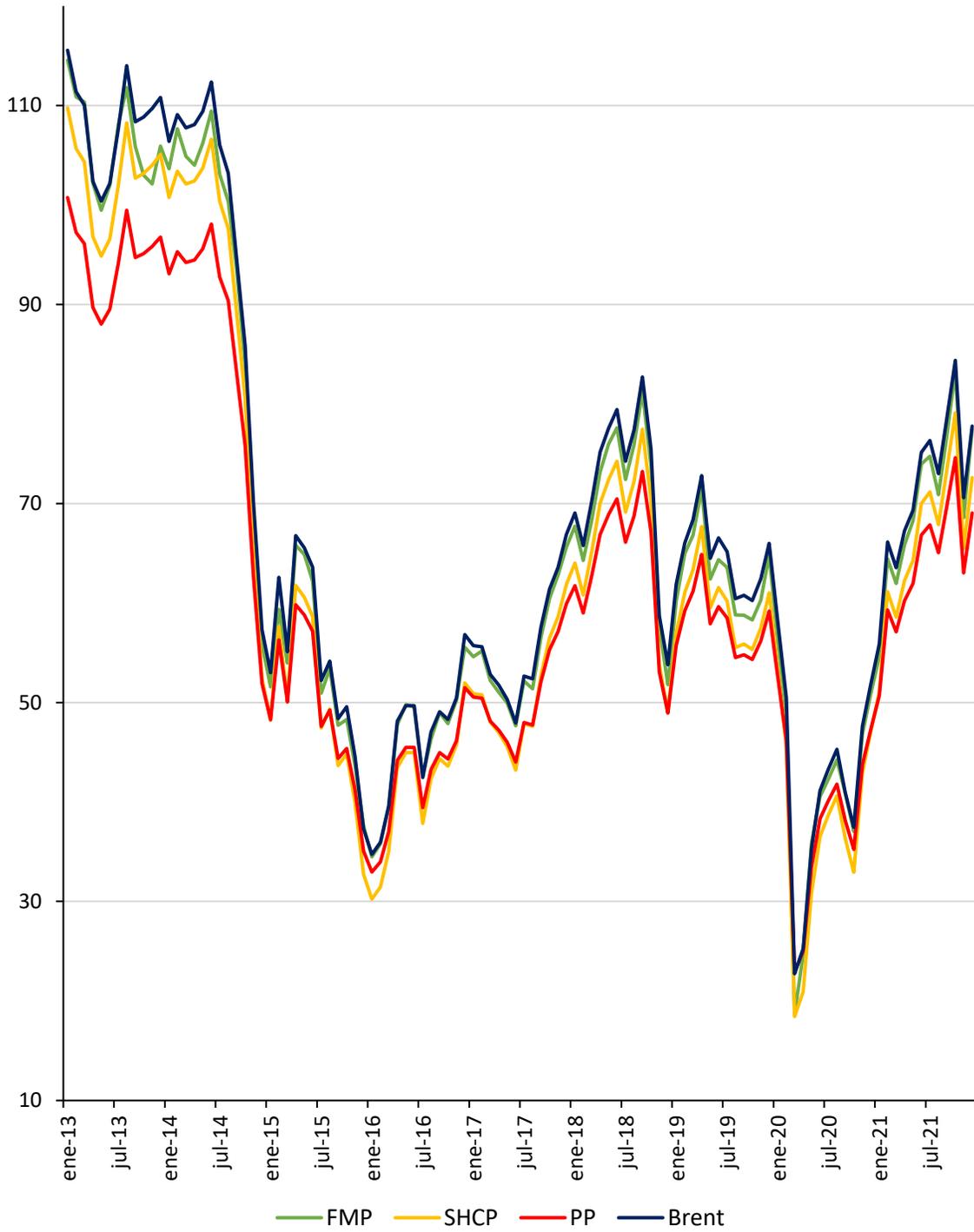
En el caso Ek-Balam, se puede observar que entre menor sea el diferencial de los costos de producción y el precio de referencia (Brent Dated) el Precio de Producción (PP) converge hacia el precio de referencia, lo que representa una ventaja para la empresa, en casi todos los casos puede vender el petróleo por debajo del precio del mercado, lo que representa una ventaja respecto a sus competidores.

Por otro lado, el caso del contrato del campo Cuichapa Poniente que posee costos de producción más elevados, se observa que si el precio del Brent tiende a igualar los costos de producción el Precio de Producción (PP) incrementa superando el precio de mercado. En primera instancia, representa una desventaja, al vender por encima del precio del mercado, sin embargo, también puede tomarse como una ventaja ya que el volumen comercializado no representa pérdidas al estar vendiendo por encima de los costos de producción.

Lo anterior brinda a las empresas un referente del área de oportunidad que poseen sin sufrir grandes pérdidas y apoya a la industria petrolera mexicana para incrementar paulatinamente la producción nacional, comprobando así la correcta aplicación y validez de la metodología propuesta en la presente investigación.

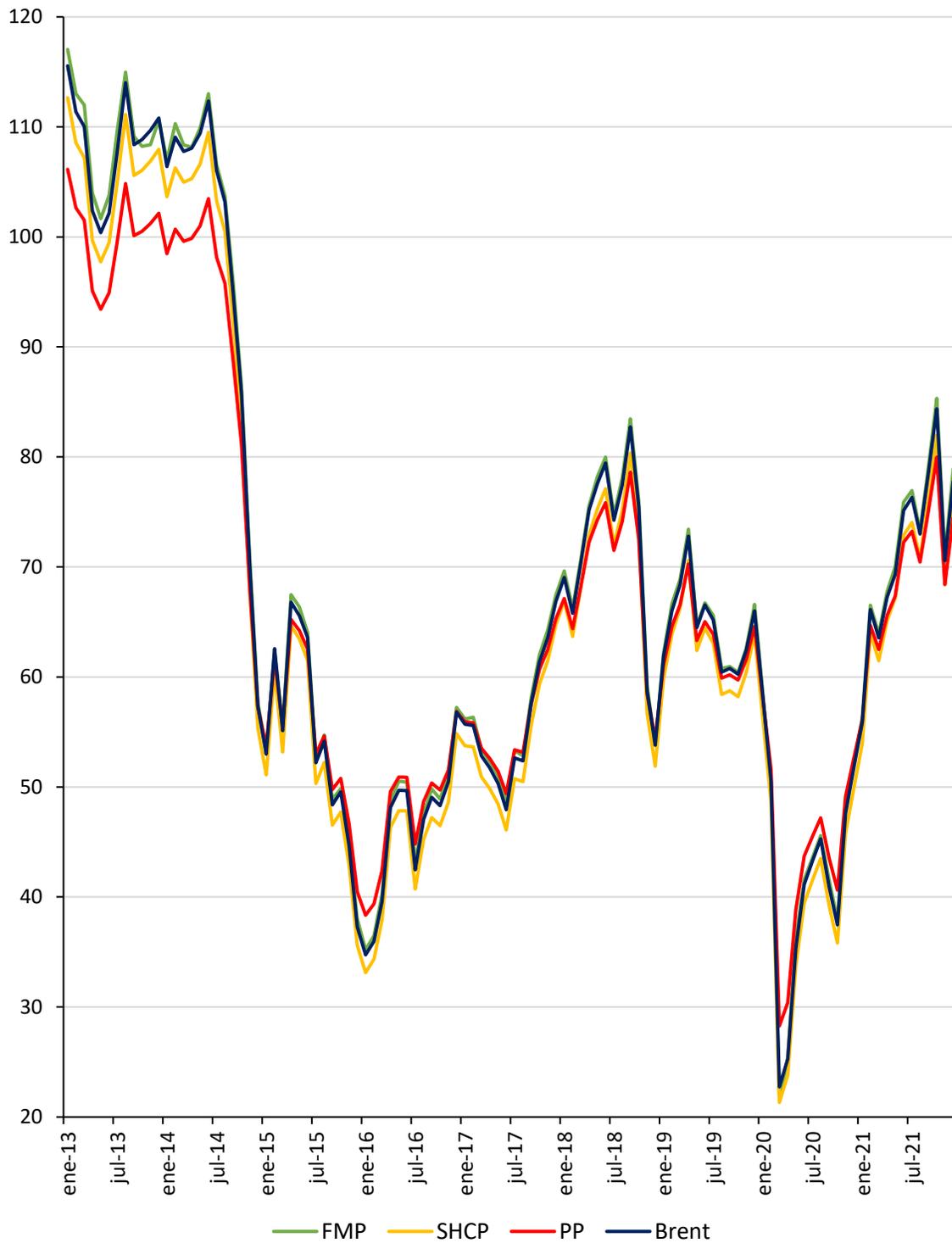
A continuación, se muestra el análisis para los contratos mencionados:

**Gráfica 16. Comparativa de las Diferentes Metodologías caso Ek-Balam**  
(dólares por barril)



Fuente: Elaboración personal., (2022).

**Gráfica 17. Comparativa de las Diferentes Metodologías caso Cuichapa Poniente (dólares por barril)**



Fuente: Elaboración personal., (2022).

#### 4. RESULTADOS

Los resultados obtenidos son la culminación cuantitativa de la investigación, para exponerlos se muestra en la **Tabla 21** las diversas formulaciones, obteniendo los diferentes precios por periodo para el caso Ek-Balam del contrato donde tenemos las siguientes propiedades (**Tabla 21**):

**Tabla 21. Características Generales del Campo Ek-Balam**

Ek-Balam	
Grados API	18.2°
Porcentaje de Azufre	3.62%
Costos de Producción	7 dólares por barril

*Fuente: Elaboración personal con información del FMP., (2019).*

**Tabla 22. Resultados de la Simulación (Ek-Balam)**

Comparativa de Precios del Caso Ek-Balam				
Periodo	PMI	FMP	SHCP	PP
	<i>(dólares por barril)</i>			
ene-13	82.96	111.69	107.21	98.58
feb-13	82.75	111.98	110.25	101.17
mar-13	87.53	108.25	102.80	94.81
abr-13	89.25	104.76	96.68	89.59
may-13	91.97	103.21	96.98	89.85
jun-13	92.68	101.89	97.33	90.15
jul-13	101.12	108.08	102.26	94.36
ago-13	103.47	109.93	105.56	97.17
sep-13	103.44	109.64	105.88	97.43
oct-13	97.56	104.11	103.40	95.32
nov-13	88.29	100.17	102.13	94.24
dic-13	90.64	103.06	105.05	96.73
ene-14	88.64	98.05	102.45	94.51
feb-14	95.17	105.85	103.22	95.17
mar-14	93.77	104.31	101.82	93.98
abr-14	93.12	104.54	102.10	94.21
may-14	92.50	104.84	103.85	95.71
jun-14	96.10	107.37	106.07	97.60
jul-14	94.52	103.95	101.12	93.38
ago-14	85.93	99.04	96.05	89.05
sep-14	83.38	95.40	91.60	85.26
oct-14	75.16	86.11	82.09	77.16
nov-14	68.76	78.09	74.23	70.45
dic-14	54.88	61.64	57.40	56.11
ene-15	42.12	47.71	43.06	43.87
feb-15	44.37	53.04	53.23	52.55

<b>Comparativa de Precios del Caso Ek-Balam</b>				
Periodo	PMI	FMP	SHCP	PP
	<i>(dólares por barril)</i>			
mar-15	42.30	51.39	51.06	50.69
abr-15	48.36	56.76	54.63	53.74
may-15	54.14	61.47	59.12	57.57
jun-15	54.91	60.77	56.56	55.38
jul-15	48.08	54.03	51.72	51.26
ago-15	39.62	45.07	41.84	42.83
sep-15	42.02	45.98	42.92	43.76
oct-15	42.55	45.10	43.72	44.44
nov-15	37.60	42.09	39.62	40.94
dic-15	30.94	36.24	33.46	35.69
ene-16	26.17	29.80	26.27	29.56
feb-16	25.19	29.64	27.73	30.80
mar-16	31.41	35.92	33.66	35.86
abr-16	34.49	39.43	36.98	38.69
may-16	40.12	44.65	42.05	43.02
jun-16	42.94	46.89	43.54	44.28
jul-16	39.38	43.62	40.29	41.52
ago-16	39.28	43.73	41.17	42.26
sep-16	38.83	44.06	41.89	42.87
oct-16	42.96	47.86	44.79	45.35
nov-16	39.81	43.64	40.08	41.33
dic-16	46.38	50.64	48.52	48.53
ene-17	46.63	51.63	49.77	49.59
feb-17	47.18	52.25	50.05	49.84
mar-17	43.88	48.98	46.83	47.09
abr-17	45.12	50.04	47.53	47.69
may-17	42.82	48.03	45.59	46.03
jun-17	40.03	44.50	41.69	42.71
jul-17	41.50	46.22	43.77	44.48
ago-17	43.19	48.72	46.93	47.18
sep-17	45.54	51.94	51.31	50.91
oct-17	46.65	54.20	52.65	52.05
nov-17	52.45	59.95	57.77	56.42
dic-17	54.34	61.64	59.40	57.81
ene-18	60.09	66.39	64.04	61.76
feb-18	58.53	63.60	60.34	58.61
mar-18	57.89	63.21	61.03	59.19
abr-18	61.38	67.80	67.02	64.30
may-18	62.23	72.20	71.81	68.39

<b>Comparativa de Precios del Caso Ek-Balam</b>				
Periodo	PMI	FMP	SHCP	PP
	<i>(dólares por barril)</i>			
jun-18	56.40	70.52	69.28	66.23
jul-18	60.67	73.57	69.12	66.10
ago-18	55.46	69.65	67.43	64.65
sep-18	54.95	74.38	73.69	69.99
oct-18	57.64	77.17	75.80	71.79
nov-18	45.45	62.18	59.78	58.13
dic-18	43.50	51.78	49.00	48.94
ene-19	55.38	60.19	56.96	55.73
feb-19	59.92	64.95	61.04	59.20
mar-19	61.24	66.83	63.36	61.18
abr-19	62.49	71.46	67.70	64.88
may-19	53.83	62.40	59.52	57.91
jun-19	58.34	64.35	61.55	59.64
jul-19	57.44	63.58	60.19	58.48
ago-19	49.84	58.80	55.52	54.50
sep-19	50.32	58.77	55.87	54.80
oct-19	46.09	58.31	55.33	54.34
nov-19	47.71	60.31	57.49	56.18
dic-19	53.91	64.83	61.01	59.18
ene-20	47.18	56.31	53.29	52.60
feb-20	42.73	48.77	45.77	46.19
mar-20	12.12	18.65	18.44	22.88
abr-20	17.50	24.68	20.93	25.00
may-20	31.13	35.85	30.83	33.44
jun-20	34.76	40.55	36.55	38.33
jul-20	37.47	42.29	38.67	40.13
ago-20	39.86	44.23	40.62	41.79
sep-20	36.43	40.88	36.36	38.16
oct-20	33.68	37.03	32.92	35.23
nov-20	42.82	46.81	42.89	43.73
dic-20	46.14	50.84	47.03	47.26
ene-21	49.47	54.59	51.05	50.69
feb-21	57.72	64.44	61.13	59.29
mar-21	55.22	61.95	58.58	57.11
abr-21	59.95	65.82	62.24	60.23
may-21	61.23	68.28	64.27	61.96
jun-21	67.58	73.98	69.99	66.84
jul-21	67.85	74.74	71.17	67.84

<b>Comparativa de Precios del Caso Ek-Balam</b>				
Periodo	PMI	FMP	SHCP	PP
	<i>(dólares por barril)</i>			
ago-21	65.36	70.88	67.88	65.04
sep-21	71.22	76.74	73.33	69.68
oct-21	76.05	83.32	79.09	74.60
nov-21	60.81	68.59	65.50	63.01
dic-21	71.04	77.47	72.60	69.06

Fuente: *Elaboración personal., (2022).*

En cambio, el caso Cuichapa Poniente cuenta con las siguientes características:

**Tabla 23. Características Generales del Campo Cuichapa Poniente**

<b>Cuichapa Poniente</b>	
Grados API	28.3°
Porcentaje de Azufre	1.80%
Costos de Producción	31 dólares por barril

Fuente: Elaboración personal con información del FMP., (2019).

**Tabla 24. Resultados de la Simulación (Cuichapa Poniente)**

<b>Comparativa de Precios del Caso Cuichapa Poniente</b>				
Periodo	PMI	FMP	SHCP	PP
	<i>(dólares por barril)</i>			
ene-13	82.96	114.30	110.10	103.97
feb-13	82.75	116.28	113.14	106.56
mar-13	87.53	110.16	105.68	100.20
abr-13	89.25	104.96	99.56	94.98
may-13	91.97	104.51	99.86	95.25
jun-13	92.68	104.19	100.22	95.55
jul-13	101.12	109.77	105.15	99.75
ago-13	103.47	112.55	108.45	102.56
sep-13	103.44	112.63	108.76	102.83
oct-13	97.56	108.83	106.28	100.72
nov-13	88.29	106.43	105.01	99.63
dic-13	90.64	109.41	107.93	102.12
ene-14	88.64	105.75	105.34	99.91
feb-14	95.17	109.43	106.10	100.56
mar-14	93.77	107.94	104.71	99.37
abr-14	93.12	108.21	104.98	99.61
may-14	92.50	109.41	106.73	101.10
jun-14	96.10	111.82	108.96	103.00
jul-14	94.52	107.37	104.01	98.78
ago-14	85.93	102.22	98.93	94.45
sep-14	83.38	97.99	94.48	90.66
oct-14	75.16	88.32	84.98	82.55
nov-14	68.76	80.19	77.11	75.85
dic-14	54.88	63.07	60.29	61.50
ene-15	42.12	48.52	45.94	49.27
feb-15	44.37	56.97	56.12	57.94

<b>Comparativa de Precios del Caso Cuichapa Poniente</b>				
Periodo	PMI	FMP	SHCP	PP
	<i>(dólares por barril)</i>			
mar-15	42.30	54.95	53.94	56.09
abr-15	48.36	59.36	57.51	59.13
may-15	54.14	64.05	62.00	62.96
jun-15	54.91	62.20	59.44	60.78
jul-15	48.08	56.44	54.60	56.65
ago-15	39.62	46.68	44.72	48.23
sep-15	42.02	47.72	45.80	49.15
oct-15	42.55	47.85	46.60	49.83
nov-15	37.60	44.10	42.51	46.34
dic-15	30.94	37.90	36.35	41.09
ene-16	26.17	30.83	29.15	34.95
feb-16	25.19	31.66	30.61	36.20
mar-16	31.41	37.89	36.54	41.26
abr-16	34.49	41.37	39.86	44.08
may-16	40.12	46.64	44.94	48.41
jun-16	42.94	48.48	46.42	49.68
jul-16	39.38	45.13	43.18	46.91
ago-16	39.28	45.72	44.05	47.66
sep-16	38.83	46.30	44.77	48.27
oct-16	42.96	49.64	47.67	50.74
nov-16	39.81	45.01	42.96	46.73
dic-16	46.38	53.08	51.40	53.92
ene-17	46.63	54.26	52.65	54.99
feb-17	47.18	54.69	52.94	55.23
mar-17	43.88	51.36	49.71	52.48
abr-17	45.12	52.23	50.42	53.09
may-17	42.82	50.21	48.47	51.42
jun-17	40.03	46.36	44.57	48.10
jul-17	41.50	48.34	46.65	49.87
ago-17	43.19	51.32	49.82	52.57
sep-17	45.54	55.34	54.20	56.31
oct-17	46.65	57.09	55.54	57.45
nov-17	52.45	62.60	60.65	61.81
dic-17	54.34	64.30	62.29	63.20
ene-18	60.09	69.10	66.92	67.16
feb-18	58.53	65.68	63.22	64.00
mar-18	57.89	65.95	63.91	64.59

<b>Comparativa de Precios del Caso Cuichapa Poniente</b>				
Periodo	PMI	FMP	SHCP	PP
	<i>(dólares por barril)</i>			
abr-18	61.38	71.52	69.90	69.70
may-18	62.23	76.28	74.69	73.78
jun-18	56.40	74.03	72.17	71.63
jul-18	60.67	75.19	72.01	71.49
ago-18	55.46	72.53	70.32	70.05
sep-18	54.95	78.33	76.57	75.39
oct-18	57.64	80.77	78.68	77.18
nov-18	45.45	64.75	62.66	63.52
dic-18	43.50	53.85	51.88	54.34
ene-19	55.38	62.20	59.85	61.12
feb-19	59.92	66.67	63.92	64.60
mar-19	61.24	68.87	66.24	66.58
abr-19	62.49	73.44	70.58	70.28
may-19	53.83	64.69	62.40	63.30
jun-19	58.34	66.73	64.43	65.03
jul-19	57.44	65.58	63.07	63.87
ago-19	49.84	60.75	58.41	59.90
sep-19	50.32	60.95	58.75	60.19
oct-19	46.09	60.42	58.21	59.73
nov-19	47.71	62.58	60.38	61.58
dic-19	53.91	66.60	63.89	64.57
ene-20	47.18	58.35	56.18	57.99
feb-20	42.73	50.63	48.66	51.58
mar-20	12.12	21.42	21.32	28.28
abr-20	17.50	25.43	23.81	30.40
may-20	31.13	36.12	33.71	38.84
jun-20	34.76	41.57	39.44	43.72
jul-20	37.47	43.59	41.55	45.53
ago-20	39.86	45.59	43.50	47.19
sep-20	36.43	41.59	39.24	43.55
oct-20	33.68	37.89	35.81	40.63
nov-20	42.82	48.05	45.77	49.13
dic-20	46.14	52.25	49.92	52.66
ene-21	49.47	56.26	53.93	56.08
feb-21	57.72	66.52	64.02	64.68
mar-21	55.22	63.93	61.47	62.51
abr-21	59.95	67.76	65.12	65.62

<b>Comparativa de Precios del Caso Lifting</b>				
Periodo	PMI	FMP	SHCP	PP
	<i>(dólares por barril)</i>			
may-21	61.23	70.03	67.16	67.36
jun-21	67.58	75.89	72.87	72.23
jul-21	67.85	76.93	74.05	73.24
ago-21	65.36	73.32	70.77	70.44
sep-21	71.22	79.07	76.21	75.08
oct-21	76.05	85.33	81.98	79.99
nov-21	60.81	70.91	68.39	68.41
dic-21	71.04	78.93	75.48	74.45

Fuente: *Elaboración personal., (2022).*

---

---

## 5. ANALISIS DE RESULTADOS

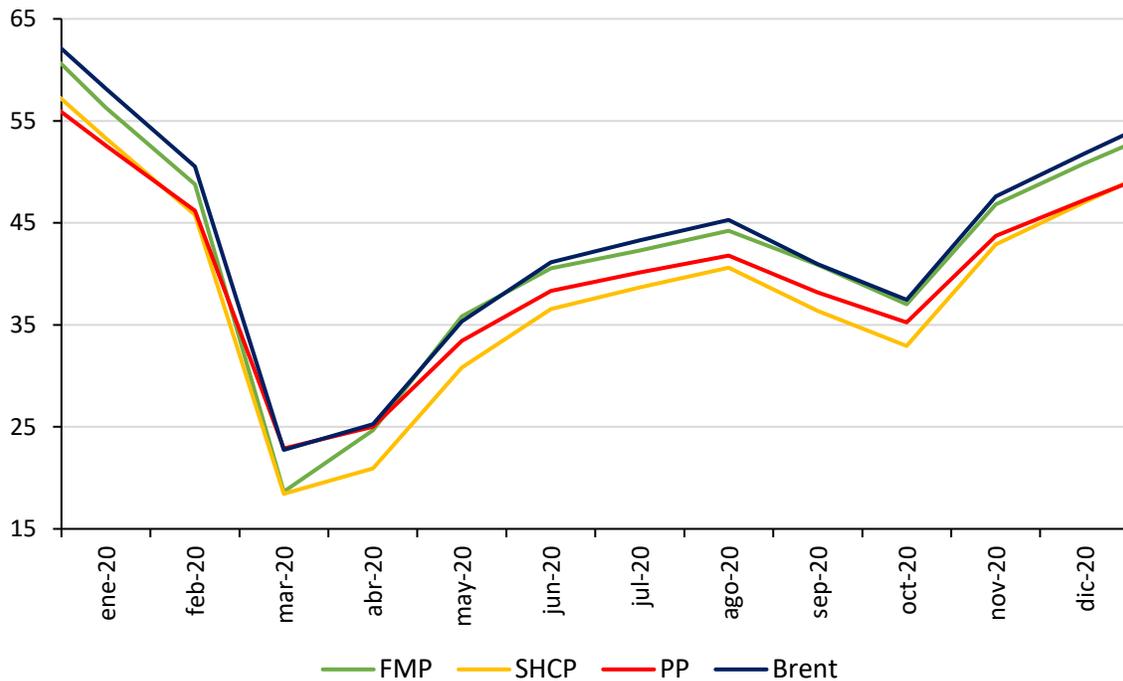
De los resultados mostrados anteriormente, se realizará un análisis para cada caso:

### 5.6. Caso Ek-Balam

En concreto, el caso del campo Ek-Balam se trata de un yacimiento con costos de producción relativamente bajos, con respecto del otro caso de análisis, entonces nos centraremos en los precios del periodo de 2020.

En la **Gráfica 18**, se muestra que en marzo los precios del FMP y SHCP caen por debajo de los 20 dólares por barril, sin embargo, el PP se mantiene por encima de ambos precios, casi igualando el precio del Brent. Lo anterior, es como resultado de los costos de producción del campo, por debajo de ese precio no permitiría producir barriles con ganancias.

**Gráfica 18. Comparativa de las Diferentes Metodologías caso Ek-Balam**  
(dólares por barril)

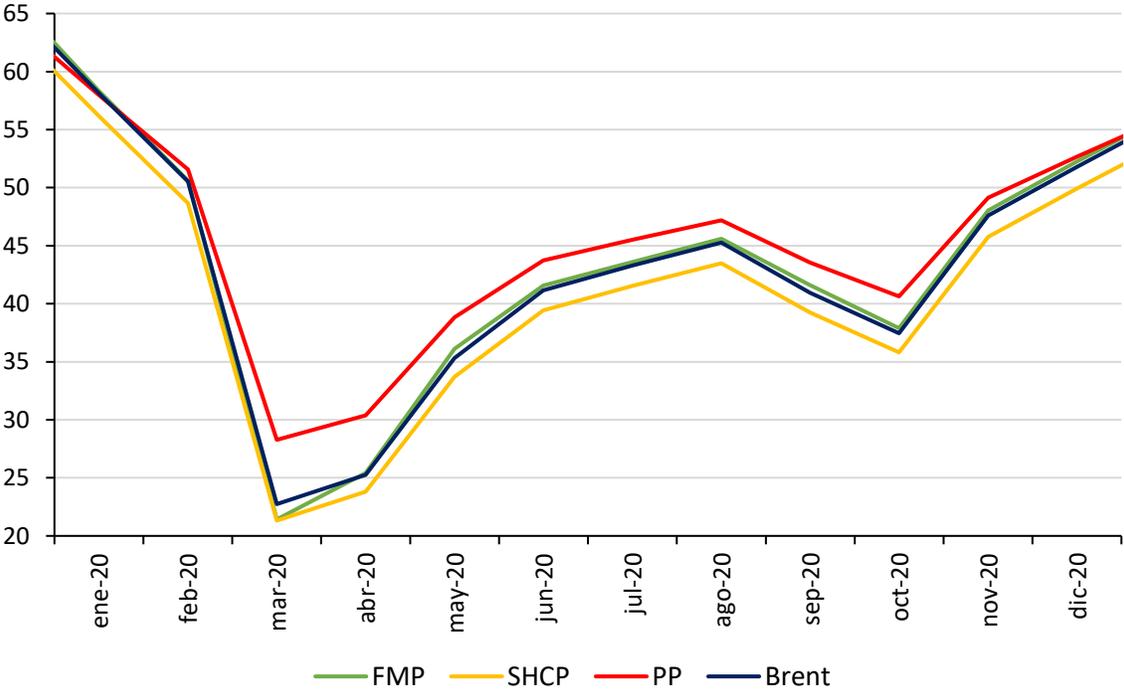


Fuente: Elaboración personal., (2022).

### 5.7. Caso Cuichapa Poniente

Para el análisis de este caso, es un poco más complejo, puesto que el PP supera al Brent a partir de febrero de 2020, lo anterior es explicado principalmente por los altos costos de producción (con respecto al caso anterior), que presenta este campo. Por lo que vender por debajo de 57 dólares por barril, resulta en un margen de ganancia bastante reducido. Como resultado, los costos de producción reducen el margen de ganancia, no obstante, por la situación actual del mercado de hidrocarburos no resulta viable cotizar un crudo mexicano por encima del precio de venta de un crudo marcador como lo es el Brent.

**Gráfica 19. Comparativa de las Diferentes Metodologías caso Cuichapa Poniente**  
(dólares por barril)



Fuente: Elaboración personal., (2022).

---

---

## 6. CONCLUSIONES

Como resultado de la investigación, es posible inferir que los objetivos generales y particulares se cumplieron, a continuación, se detallan los argumentos y el por qué se cumplieron.

### 6.6. Conclusiones Generales

En conclusión, el objetivo principal se cumplió logrando desarrollar una metodología que incluye los costos de producción del petróleo en México, además de aportar información para futuras investigaciones relacionadas el tema, por ejemplo: análisis de precios internacionales y nacionales del petróleo.

Además, para campos con costos de producción relativamente altos, es de vital importancia ajustar el modelo para que este no cotice por encima del crudo marcador de referencia.

### 6.7. Conclusiones Específicas

En particular, el precio del petróleo pesado puede aumentar para incrementar los ingresos sin disminuir las exportaciones, considerando la posición estratégica que México posee y suponiendo que se trata de una mercancía esencial para los compradores que es difícil de sustituir.

Un claro ejemplo, de que la calidad del petróleo no necesariamente determina el precio es el crudo tipo Brent y el crudo tipo WTI, ambos crudos marcadores. El Brent tiene una calidad inferior a su equiparable WTI, sin embargo, desde mediados del 2010 se cotiza por encima del último. Lo anterior, se explica principalmente por la demanda del tipo de crudo por región en la que se comercializa.

En concreto, el método implementado no valora por encima del Brent al crudo mexicano, ya que las condiciones del mercado no lo permitirían así, no obstante, cuando los precios bajan y los costos son elevados, el PP comienza a valorarse por encima del crudo de referencia puesto que los costos de extracción son mayores a los de venta a nivel internacional.

---

---

## **6.8. Aportaciones y Sugerencias**

Para culminar, la propuesta de la investigación es la posibilidad de crear un mercado de crudo pesado, el cual esté basado en los costos de extracción, y que tenga como referencia la demanda de dichos crudos a nivel mundial, es decir, dejar la relación con la demanda de crudos ligeros para determinar el precio de los crudos pesados. Si bien, podrían funcionar como referencia, los costos de extracción para los crudos pesados, en general, son mayores. Además de existir una estrecha correlación con los crudos pesados y los niveles de dióxido de carbono que estos producen, lo cual podría encarecer esta mercancía para los usuarios afines.

Por otro lado, para que esta metodología pueda mejorar se propone un grupo de expertos en los temas técnicos para generar un modelo matemático que involucre indicadores como eficiencia de exploración, eficiencia de perforación y eficiencia de desarrollo para lograr adaptarlo al modelo económico.

## **6.9. Comprobación de la Hipótesis**

La hipótesis planteada al inicio de la investigación queda comprobada, gracias a los diversos análisis realizados en el documento, sin embargo, aún queda pendiente la maximización de los ingresos del Estado dado que faltaría un ajuste en el modelo planteado, mismo que no tiene sentido económico realizar, puesto que iría en contra de los principios del mercado sobre la calidad de la mercancía.

---

---

## 7. REFERENCIAS

Arce G., Eraso C., Junguito E., (2001)., **Programa de Regionalización del Sector Hidrocarburos.**, Recuperado el 20 de abril del 2017., <http://www.anh.gov.co/portalregionalizacion/Paginas/LA-CADENA-DEL-SECTOR-HIDROCARBUROS.aspx>

Arps J., (1945)., **Analysis of Decline Curves.**, Estados Unidos de América., AIME.

British Petroleum., (2017)., **BP Statistical Review of World Energy.**, Recuperado el 10 de diciembre del 2017., <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-full-report.pdf>

Bourgoyne A., Millheim K., Chenevert M., (1991)., **Applied Drilling Engineering.**, Estados Unidos de América., Society of Petroleum Engineers.

Domènech J. (2012)., **Brent Blend, WTI... ¿Ha llegado el momento de pensar en un nuevo petróleo de referencia a nivel global?.**, Francia., Instituto Francés del Petróleo.

Energy4Me., (2012)., **La Cadena de Valor del Petróleo.**, Recuperado el 20 de abril del 2017., <http://energy4me.org/wp-content/uploads/Petroleum-Value-Chain-ES.pdf>

Energy Information Administration., (2013)., **Crude oils have different quality characteristics.**, Recuperado el 20 de diciembre de 2018., <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=7110#>

Ferreira J., Choy G., (2014). **Relación Entre los Precios del Petróleo Brent y WTI.**, España., Moneda.

---

---

Fondo Mexicano del Petróleo., (2014)., **Diccionario Global de Datos del SIPAC.**, Recuperado el 20 de diciembre del 2017., [www.fmped.org.mx/.../%7B7A7C2E0B-3EA0-B7EF-25B1-DB6AB41DA856%7D.PDF](http://www.fmped.org.mx/.../%7B7A7C2E0B-3EA0-B7EF-25B1-DB6AB41DA856%7D.PDF)

Fondo Mexicano del Petróleo., (2016)., **Anexo Metodológico para el Llenado de Plantillas de Volúmenes y Precios Aplicables a los Contratos Bajo la Modalidad de Licencia.**, Recuperado el 13 de diciembre del 2017., [www.fmped.org.mx/.../%7B0D59A05A-09CB-AD82-0870-A2B462805A80%7D.pdf](http://www.fmped.org.mx/.../%7B0D59A05A-09CB-AD82-0870-A2B462805A80%7D.pdf)

Hernández R., Fernández C., Baptist L., (1999), **Metodología de la Investigación**, México, Mc Graw Hill.

Hornsnell P., (1995)., **Uso de Crudos Marcadores en la Determinación del Precio del Petróleo.**, Recuperado el 20 de diciembre del 2017., [forointernacional.colmex.mx/index.php/fi/article/download/1391/1381](http://forointernacional.colmex.mx/index.php/fi/article/download/1391/1381)

Kenneth S., (2001)., **Hubbert's Peak: The Impending World Oil Shortage.**, Estados Unidos de América., Princeton University Press.

Nind T., (1981)., **Principles of Oil Well Production.**, Estados Unidos de América., McGraw-Hill.

PennWell P., (1996)., **Glossary of the Petroleum Industry.**, Estados Unidos de América., PennWell Publishing Company.

Petróleos Mexicanos., (2014)., **Un Nuevo Contexto y Mayor Potencial.**, Recuperado el 20 de diciembre del 2017., [www.pemex.com](http://www.pemex.com)

Petróleos Mexicanos., (2017)., **Indicadores Petroleros.**, Recuperado el 10 de diciembre del 2017., <http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Indicadores%20Petroleros/indicador.pdf>

---

---

PMI Comercio Internacional., (2017)., ***Fórmulas de los Crudos Mexicanos de Exportación.***, Recuperado el 17 de diciembre del 2017., [www.pmi.com.mx/Documents/FormulasCrudos.pdf](http://www.pmi.com.mx/Documents/FormulasCrudos.pdf)

S&P Global Platts., (2013)., ***Guía Metodología y Especificaciones: Petróleo Crudo.***, Estados Unidos de América., Mc Graw Hill Financial.

S&P Global Platts., (2013)., ***White Paper: Light Houston Sweet Assessment: Rationale and Methodology.***, Estados Unidos de América., Mc Graw Hill Financial.

S&P Global Platts., (2017)., ***Methodology And Specifications Guide: Crude Oil.***, Estados Unidos de América., S&P Global.

Varian H., (1999)., ***Microeconomía intermedia: un enfoque actual.***, Barcelona., Antoni Bosch.

---

---

**8. ANEXOS:**

**8.6. Definiciones para determinar el precio de la MME**

1. *"WTS" significa el promedio aritmético de los precios Platts para el petróleo crudo del tipo West Texas Sour durante el período de valoración;*
2. *"LLS" significa el promedio aritmético de los precios Platts para el petróleo crudo del tipo Light Louisiana Sweet durante el periodo de valoración;*
3. *"BRENT DTD" significa el promedio aritmético de los precios Platts para el petróleo crudo de tipo Brent Dated durante el periodo de valoración;*
4. *"K" es un factor de ajuste para cada tipo de crudo y destino, modificada por el vendedor de acuerdo a las condiciones de mercado;*
5. *"Omán" significa el promedio aritmético de los precios de Platts para el crudo tipo Omán durante el período de valoración;*
6. *"Dubái" significa el promedio aritmético de los precios de Platts para el crudo tipo Dubái durante el período de valoración;*
7. *"F.O. No.6 1%S" significa el promedio aritmético de los precios Platts para el combustóleo No.6 con un contenido de azufre de 1% durante el periodo de valoración;*
8. *"USGC HSFO " significa el promedio aritmético de los precios Platts para el combustóleo con un contenido de azufre de 3.5%, durante el periodo de valoración;*
9. *"F.O. No.6 3.5%S" significa el promedio aritmético de los precios Platts para el combustóleo No.6 con un contenido de azufre de 3.5% durante el periodo de valoración. El factor de conversión a utilizarse para convertir los combustóleos de toneladas métricas a barriles será de 6.39 para el combustóleo de 3.5% de azufre y de 6.45 para el combustóleo de 1% de azufre.*

---

---

*Nota a la aplicación de las fórmulas:*

- I. *El "precio Platts" significa en relación a cualquier día y al tipo de petróleo crudo o combustóleo de que se trate (i) el promedio aritmético del precio más alto y más bajo del tipo de petróleo crudo WTS, LLS, Brent Dated, Omán, Dubái (que se utilice en la fórmula) que se cotiza en el mercado ocasional en relación a dicho día en la publicación Platts Crude Oil Marketwire (sección, spot assessment); (ii) el promedio aritmético del precio más alto y más bajo de los combustóleos No.6 con un contenido de azufre del 1% o 3.5% que se cotizan en el mercado ocasional del noroeste de Europa en relación a dicho día en la publicación Platt's European Marketscan (Cargoes CIF NWE Basis Ara) y (iii) el promedio aritmético del precio más alto y más bajo del combustóleo USGC HSFO que se cotiza en el mercado de Norteamérica en relación a dicho día en la publicación Platts Oilgram U.S. Marketscan (U.S. Gulf section, Waterborne column).". (PMI Comercio Internacional, 2018).*

## **8.7. División Actual de la Industria Petrolera en México**

### **8.7.2. Empresa Productiva del Estado**

Respecto a las empresas productivas del Estado en México, éstas le pertenecen a la Nación y existen diversas modalidades contractuales en las que pueden participar en la industria petrolera mexicana, asimismo existen diferentes tipos de contratos de exploración y extracción para participar, los cuales se mencionan a continuación:

#### **8.7.2.1. Asignación**

Las asignaciones en México sólo le pueden ser otorgadas a las empresas productivas del Estado mediante la Secretaría de Energía (SENER) y es una modalidad de exploración y extracción de hidrocarburos para Petróleos Mexicanos.

---

---

### **8.7.2.2. Migración**

Las migraciones son otro esquema de exploración y extracción para la empresa productiva del Estado, consiste en la migración del régimen de asignación a un régimen de contrato, a través de una solicitud a la SENER, con la opinión técnica favorable de la CNH y la implementación de términos económicos por parte de la SHCP. Cabe mencionar que las migraciones pueden ser con socio y sin socio.

### **8.7.2.3. Asociación Estratégica**

Las asociaciones estratégicas, son realizadas principalmente para buscar empresas socias a PEMEX mediante un proceso licitatorio. La finalidad es compartir el riesgo de inversión así como realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en determinada área contractual, cabe resaltar que la empresa privada ganadora se vuelve el operador del campo.

### **8.7.2.4. Contrato**

Los contratos son otro esquema de participación para la empresa productiva del Estado, en este posee la ambigüedad de ser una empresa privada (Pemex Exploración y Producción), así puede participar en los procesos licitatorios y competir con las demás empresas privadas, ya sea sola o consorcio. Además, existen tres modalidades de contratos de exploración y extracción de hidrocarburos mediante los cuales se puede suscribir un contrato:

#### **I. *Producción Compartida***

Los contratos de producción compartida realizan el pago al Estado en especie como un porcentaje de la producción del contrato, además poseen recuperación de costos según lo referido en cada contrato.

#### **II. *Licencia***

En esta modalidad la empresa privada paga una contraprestación (regalías) y a cambio el Estado realiza la transmisión onerosa de hidrocarburos producidos por la empresa.

### III. Utilidad Compartida

Los contratos de utilidad compartida tienen, que compartir la utilidad generada por los hidrocarburos con el Estado, aunque a la fecha no se ha suscrito ningún contrato bajo esta modalidad.

Los modelos de contratos de acuerdo con su origen se detallan en el *Diagrama A*.

**Diagrama 4. Origen de los Contratos y Asignaciones**



Fuente: FMPED., (2019).

<sup>1/</sup> Incluyen los antiguos modelos de CIEPs y COPFs.

<sup>2/</sup> Pemex puede tener un contrato individual.

<sup>3/</sup> Pemex puede participar.

## **EXPLORACIÓN**

El propósito del presente capítulo es explicar la relevancia de la exploración en la cadena de valor, comenzaremos por la definición de este proceso con el enfoque técnico petrolero que requiere esta investigación.

### **1.1. Exploración**

La exploración es un proceso fundamental debido a que es el inicio de la cadena de valor, con una exploración adecuada se pueden descubrir prospectos, adicionar y actualizar reservas.

A continuación, se explican algunos procesos que conlleva la exploración de un campo y algunos métodos utilizados en la exploración.

#### **1.1.1. Procesamiento e Interpretación Sísmica**

En lo relativo al procesamiento, una vez recabadas las muestras sísmicas, los datos se someten a un procesamiento que incluye una extensa limpieza de datos por parte de expertos para poder obtener una buena interpretación, no siempre es confiable debido a algunos errores propios del muestreo.

En México, actualmente el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH) posee todo el acervo de datos con sísmica de campos petroleros y posibles zonas de interés, se puede obtener acceso mediante tres distintas formas dependiendo de quién (persona moral, persona física, institución u organización) solicite la información. La primera es la adquisición de un paquete de datos, la segunda: es un esquema denominado Autorización de Reconocimiento de Exploración Superficial (ARES) y la tercera es un esquema de licencias.

---

---

### 1.1.2. Instrumentos Sísmicos

En la industria existen diversos instrumentos para tomar muestras sísmicas, pero en general todos utilizan el mismo principio y únicamente se explica el más común de todos: fuentes vibratorias.

La fuente más común son camiones equipados con un dispositivo llamado “vibrador”, utiliza la vibración de una lámina que genera ondas de energía sísmica, la frecuencia y duración de las ondas puede ser controlada de acuerdo con el tipo de datos sísmicos que se desean obtener. Estas ondas son esencialmente lineales, aunque también pueden ser no lineales generando una variación distinta en las intensidades de vibración lo que mejora la calidad de las muestras.

Es posible implementar dos e inclusive hasta tres de estos camiones para mejorar la calidad de los datos, en la **Ilustración 9** se puede observar un camión (a la izquierda) que utiliza un dispositivo de vibración, también llamado vibrador (a la derecha).

Este tipo de principio también es aplicado en las muestras marinas, solo que dichas ondas son emitidas por otro dispositivo montado en barcos.

#### **Ilustración 9. Camión y Vibrador para Tomar Muestras Sísmicas**



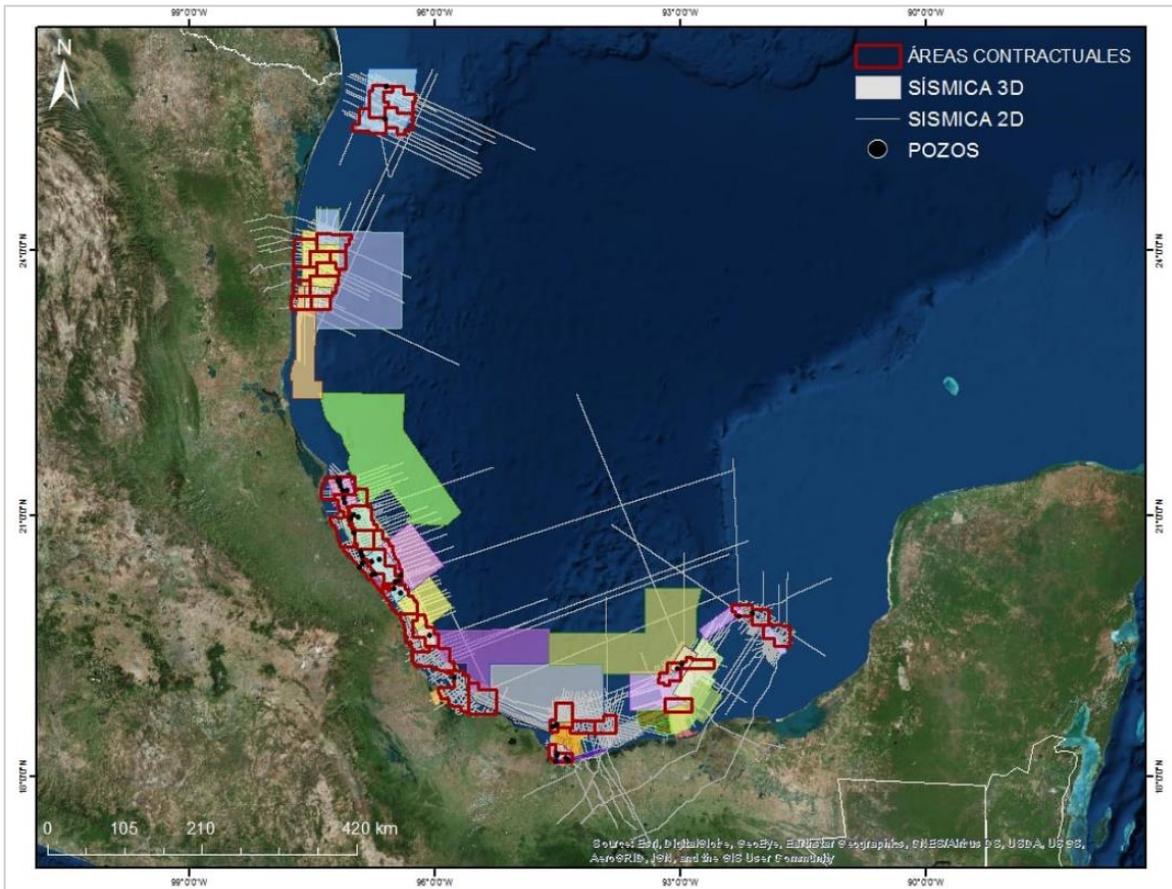
*Fuente: Glosario de Schlumberger., (2017).*

En la **Ilustración 10** se muestran distintas áreas contractuales y la información que la CNIH posee, tales como: pozos, sísmica en dos dimensiones y sísmica en tres dimensiones, que según sea su finalidad puede ser de gran utilidad.

---

---

## Ilustración 10. Áreas contractuales, Sísmica y Pozos en México



Fuente: CNIH., (2017).

### 1.2. Geología Petrolera

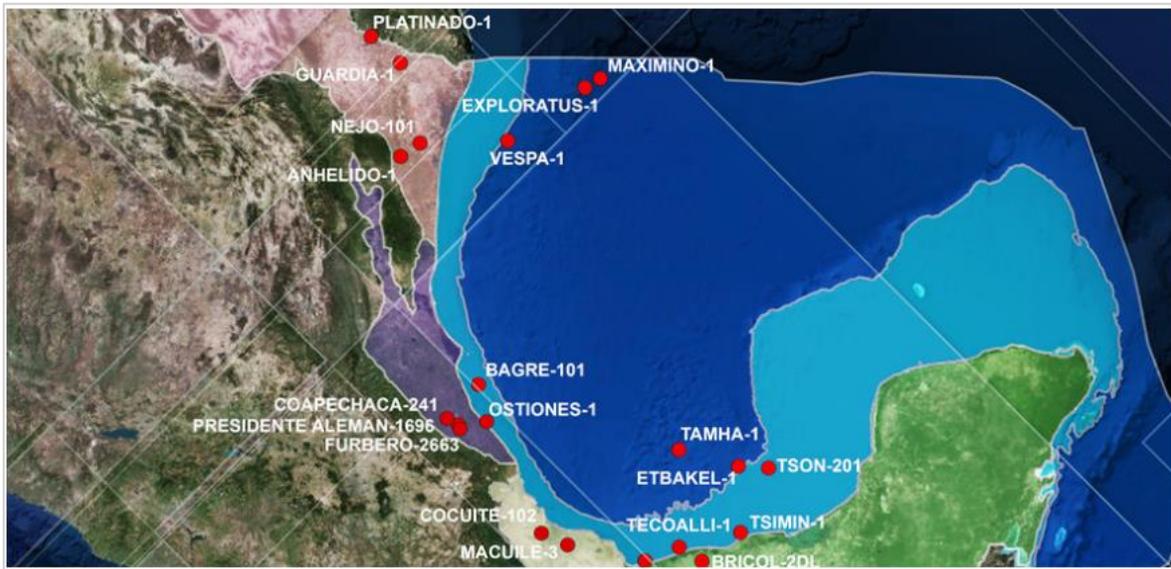
Continuando con la geología petrolera, se refiere a la estructura de un “*play*” petrolero. Partiendo de la roca generadora, roca almacén, roca sello, migración y trampa. En conjunto con condiciones específicas de temperatura y presión, aunado a la sincronía temporal pueden generar un potencial petrolero.

Correlacionando lo último con las muestras sísmicas es posible obtener un intervalo prospecto a desarrollar. Un modelo geológico puede ser observado en la **Ilustración 11**, en la que se muestran diversas provincias petroleras y algunos pozos exploratorios representativos mediante los cuales comúnmente son utilizados para correlacionar formaciones para encontrar posibles *plays* petroleros.

---

---

## Ilustración 11. Cuencas Petroleras en México



Fuente: CNIH., (2017).

### 1.3. Registros Geofísicos de Pozos

Por otra parte, los registros geofísicos son fundamentales para la correcta interpretación de un yacimiento petrolero, sin ellos sería muy difícil desarrollar de manera adecuada un yacimiento. Gracias a ellos evitamos problemas en la perforación detectando presiones anormales, además de mostrarnos los intervalos productores, solo por mencionar algunos aportes.

Los registros geofísicos que normalmente se utilizan en los pozos exploratorios son los siguientes:

#### 1.3.1. Rayos Gamma (GR)

En seguida se muestra la definición textual de este registro: *“Un registro de la radioactividad natural total, medida en unidades API. La medición puede obtenerse tanto con agujero descubierto como a través de la tubería de revestimiento. La profundidad de investigación es de algunas pulgadas, de manera que el registro normalmente mide la zona lavada. Las lutitas y las arcillas son responsables de la mayor parte de la radioactividad natural, de manera que el registro de rayos gamma a menudo es un buen indicador de este tipo de*

---

---

rocas.” (Schlumberger, 2022), como se puede deducir este registro utiliza para localizar intervalos productores.

### **1.3.2. Sónico**

Por su parte, el registro sónico se define como: *“Un tipo de registro acústico que muestra el tiempo de viaje de las ondas P versus la profundidad. Los registros sónicos se registran generalmente mediante la extracción del pozo de una herramienta operada con cable. La herramienta emite una onda acústica que se propaga desde la fuente hasta la formación y de regreso hasta un receptor.”* (Schlumberger, 2022), este registro se ocupa principalmente para determinar la porosidad de los distintos estratos.

### **1.3.3. Potencial Espontáneo (SP)**

En cuanto a la definición de este registro es: *“El potencial eléctrico natural (estático) de la Tierra. Los potenciales espontáneos son causados generalmente por la separación de la carga en la arcilla u otros minerales, por la presencia de una interfase semipermeable que impide la difusión de los iones a través del espacio poroso de las rocas, o por el flujo natural de un fluido conductor (agua salada) a través de las rocas. Las variaciones del SP pueden ser medidas en el campo y en los pozos para determinar las variaciones de la concentración iónica de los fluidos intersticiales de las rocas.”* (Schlumberger, 2022), utilizado junto con otros registros para trazar la línea base o línea base de lutitas.

### **1.3.4. Resistividad y Conductividad**

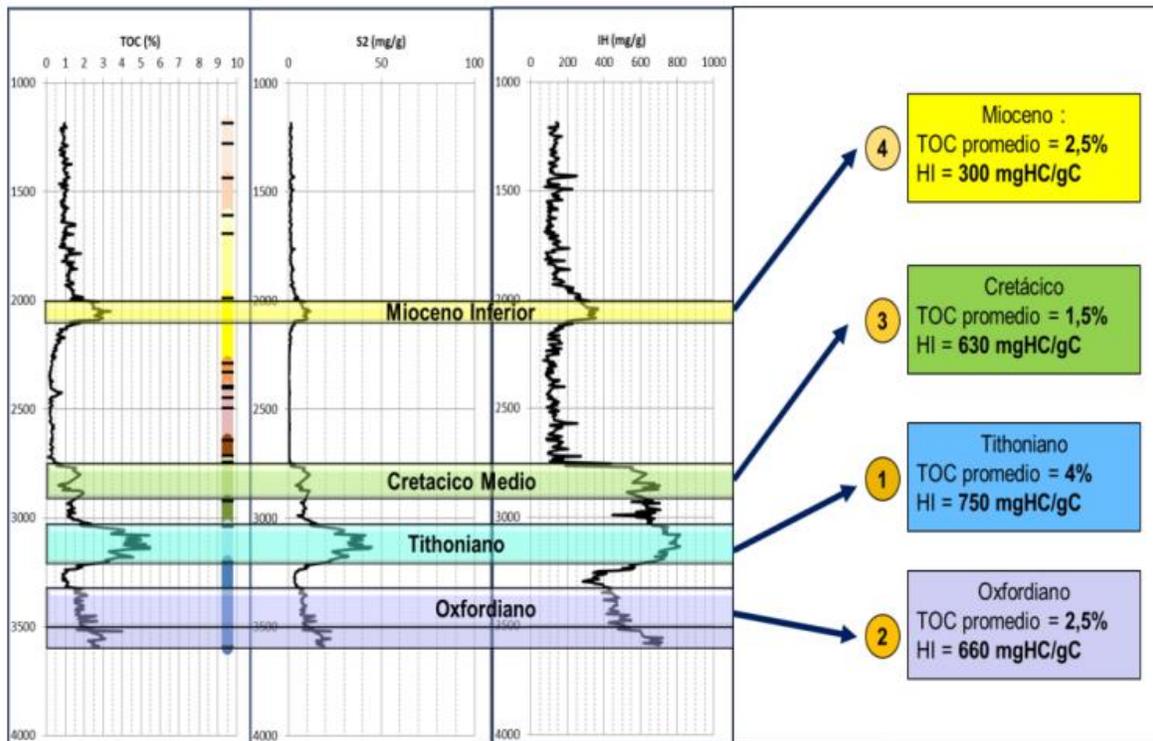
En particular la definición de este registro es: *“Un registro obtenido utilizando un cable eléctrico. En este sentido, el término se refiere a cualquier registro adquirido con cable, independientemente de que mida una magnitud eléctrica o no. El término se remonta a los primeros días de la técnica de adquisición de registros, en los que los únicos registros eran el registro de potencial espontáneo y el registro de resistividad, obtenidos con los dispositivos de electrodos convencionales.”* (Schlumberger, 2022). Por definición la

conductividad es el inverso de la resistividad, es por eso que con el registro resistivo se puede obtener el registro conductivo y viceversa.

Como podemos observar en la **Ilustración 12** se muestra una representación del registro de petrofísico en el que se pueden observar diversos intervalos que pueden contener hidrocarburos mediante los registros de Contenido Total de Carbón (TOC, por sus siglas en inglés), que correlacionando con las formaciones, es posible determinar las zonas de interés.

Cabe resaltar que entre más información se tenga es posible realizar un mejor análisis y mejorar la calidad de la interpretación.

**Ilustración 12. Registro Petrofísico**



Fuente: Cuenca Salina Síntesis Geológico Petrolera., CNH., (2015).

---

---

## PERFORACIÓN

La perforación es uno de los procesos más caros en cuanto a costos, este proceso es sumamente importante para el desarrollo de los yacimientos, requiere de mucha información y capacidades técnicas para realizarlo adecuadamente. Siguiendo con el flujo de la cadena de valor procedemos al desarrollo de algunos subprocesos de la perforación, considerando únicamente los más importantes para fines prácticos.

### 2.1. Ventana Operativa

En general la ventana operativa se puede definir como una interpretación gráfica de los registros petrofísicos. Comúnmente es utilizada para realizar programas de perforación, en estos se incluyen fenómenos causados por geopresiones anormales.

Las geopresiones son esfuerzos a los que se encuentra sometido el yacimiento. La ventana operativa está compuesta principalmente por:

#### 2.1.1. Presión Hidrostática

Se refiere a la presión que ejerce una columna de un fluido en determinado punto, suele ser el fondo de dicha columna, la presión está en función de la densidad del fluido y la altura de la columna, matemáticamente se puede expresar como:

$$P_{hid} = \rho_{fluido} * D * g \quad (1)$$

Fuente: *Applied Drilling Engineering, Bourgoyne., (1991).*

Donde:

$P_{hidrostatica}$  = Presión Hidrostática

$\rho_{fluido}$  = Densidad del Fluido

$D$  = Altura de la Columna

$g$  = Constante de Gravitación Universal

---

---

La presión hidrostática se expresa como un gradiente de presión, es decir, un cambio en la presión respecto a la profundidad, de esta manera facilita la realización de la ventana operativa en términos de gradientes.

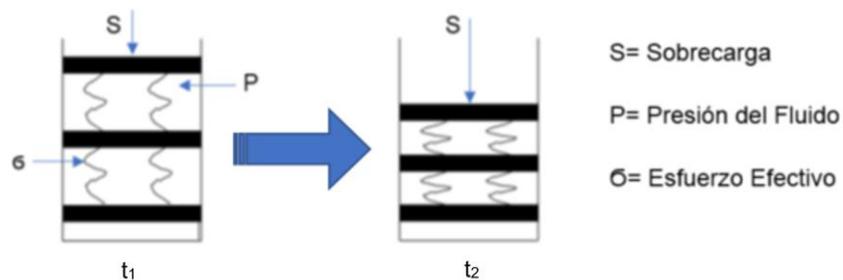
### 2.1.2. Presión de Sobrecarga

La presión de sobrecarga tiene dos componentes principales:

- I. La presión de poro se refiere a la presión que existe dentro de los poros en la roca.
- II. El esfuerzo efectivo dentro de la formación se refiere al esfuerzo generado entre las partículas de la formación.

En la **Ilustración 13** se muestra dónde actúan cada uno de los componentes mencionados.

#### Ilustración 13. Deformación de un Sólido ante un Esfuerzo



Fuente: Elaboración personal con información de Terzaghi., (2018).

Continuando con la **Ilustración 13**, basada en el modelo de Terzaghi postulado en 1948, son claros los componentes del esfuerzo de sobrecarga y en la Ecuación (2) se muestra el modelo matemático.

$$S = P + \sigma \quad (2)$$

Fuente: Soil Mechanics in Engineering Practice., Terzaghi K.,(1996).

---

---

Donde:

$S = \text{Sobrecarga}$

$P = \text{Presión del Fluido}$

$\epsilon = \text{Esfuerzo Efectivo}$

Para determinar la presión de sobrecarga es posible implementar diversos métodos para calcularla, algunos requieren datos de los registros sínicos, sísmicos, densidad, entre otros.

Cada uno de los métodos tiene su grado de complejidad y requieren de un extenso análisis, así como la interpretación correcta de los registros para obtener buenos resultados, y finalizar con la elaboración de un buen programa de perforación.

Por ejemplo; para el determinar la presión de poro se puede utilizar el método de Eaton con registro sínico, resistivo y conductivo para calcular una tendencia de compactación, además existen diversos métodos como el de Bowers, exponente dc y otros, que por fines prácticos no se detallan en la investigación.

### **2.1.3. Presión del Fluido de Perforación**

Ahora veamos la presión de los fluidos de perforación, es un tópico en la realización de la ventana operativa dado que el programa se realiza contemplando la presión de los fluidos de perforación. Dicha presión puede influir en la presión externa e interna del pozo buscando mantener la estabilidad del mismo para evitar derrumbes u otro tipo de problema por un mal manejo del fluido de perforación.

Los tipos de fluido de perforación se pueden clasificar por su fase dominante en:

I) *Base agua*

II) *Base aceite*

III) *Aireados*

Cada uno de ellos tiene una función específica de acuerdo con el tipo de perforación que se realice, y depende en gran parte del programa de lodos. Este programa traza a través de la ventana operativa una presión denominada presión de operación, que hace alusión a

---

---

la presión calculada menos un margen de seguridad que depende de la densidad del fluido y la altura de la columna.

El gradiente del fluido de perforación tiene que estar ubicado dentro de la ventana operativa, es decir, que no sobre pase la presión de fractura por un lado y por el otro que no sea menor a la presión de poro. En caso de que cualquiera de estas dos situaciones se presentará el pozo tendría serios problemas ocasionados por un mal diseño del programa de lodos, que podrían llevar hasta la pérdida del pozo.

#### **2.1.4. Presión de Fractura**

La presión de fractura es continuamente utilizada debido a lo importante que es no sobre pasarla para evitar fracturar la formación.

La determinación de presión de fractura se realiza de diversas formas, empleando métodos empíricos y prácticos en los cuales interviene la relación de Poisson en conjunto con las presiones de poro y las presiones de sobrecarga.

Comúnmente son utilizados datos de registros petrofísicos de pozos exploratorios para determinar la relación en la ventana operativa, los métodos empíricos y prácticos utilizan pruebas de presión que fracturan el yacimiento también llamadas “LOT” por sus siglas en inglés (*Leak Off Test*) o pruebas de goteo. Tienen como objetivo determinar la máxima presión a la que se puede someter una formación para fracturarse sin tener una pérdida masiva de fluido.

#### **2.1.5. Margen de Seguridad**

En lo que respecta a los márgenes de seguridad, son importantes debido a los altos costos que el proceso de perforación involucra. La determinación de un factor de seguridad es necesario para reducir los riesgos a los cuales está sometido este proceso y cada etapa de perforación posee un margen de seguridad basado en los gradientes de presión, volviendo más seguro el programa de perforación.

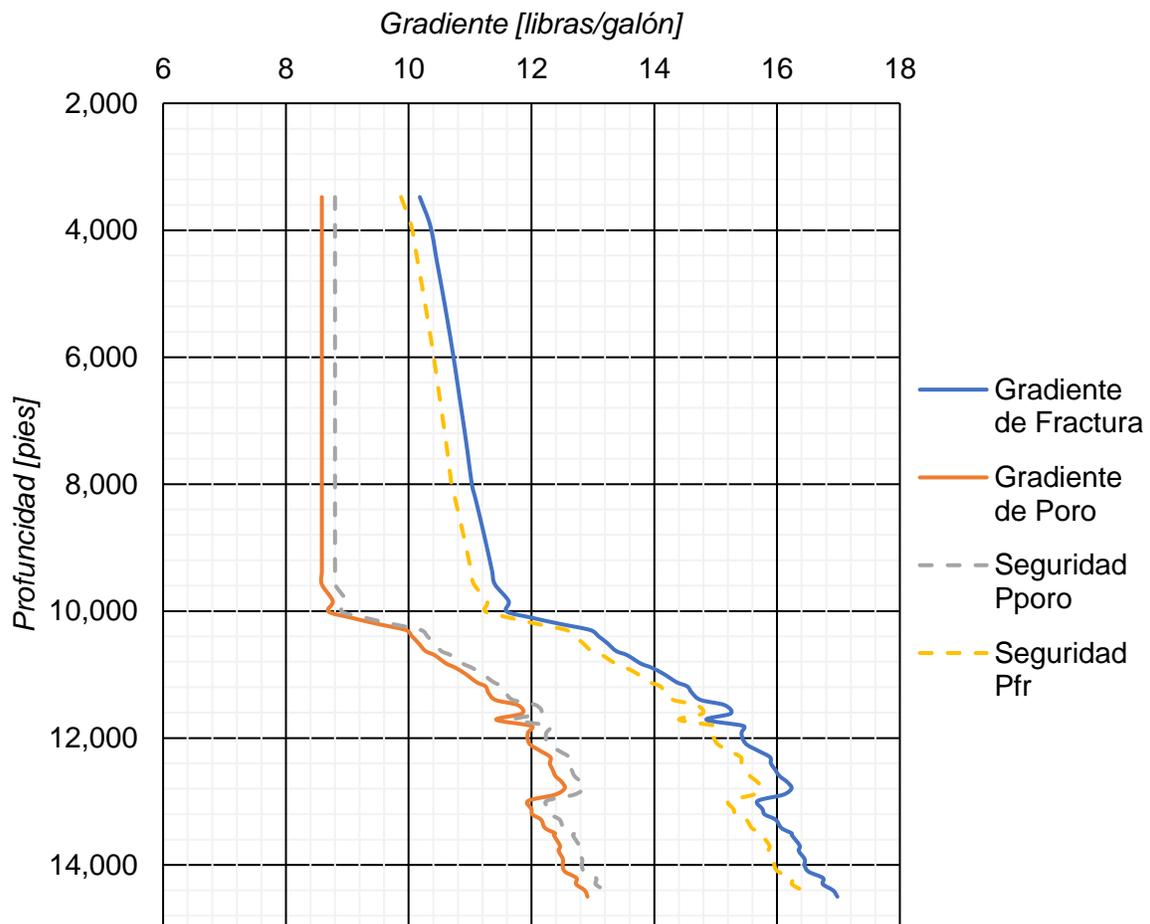
En la *Gráfica A* se observa una ventana operativa hipotética que considera los factores anteriores, incluyendo el margen de seguridad. Es posible apreciar dónde se ubica el

---

---

programa de lodos (entre la línea de Seguridad Pporo y la línea de Seguridad Pfr), el programa de lodos indica el margen en el que puede operar un pozo según su etapa de perforación y profundidad, además de mostrar que el comportamiento de los gradientes está en función de presión y profundidad de la formación. En este caso, la *Gráfica A* al ser realizada con datos hipotéticos muestra un amplio margen de maniobra, sin embargo, en las operaciones de campo con datos reales los márgenes suelen reducirse.

**Gráfica 20. Ventana Operativa**



Fuente: *Apuntes de Clase., Marure D., (2017).*

## 2.2. Terminación

En particular, la terminación de pozos es todo un proceso bastante complejo que por sí solo requiere de bastante tiempo y dedicación explicarlo a detalle, a continuación, se mencionan los puntos más importantes de un programa de terminación de pozos.

---

---

---

---

### **2.2.1. Programa de Terminación de Pozos**

Un programa de terminación es un documento en el que se detallan todos los procesos y requerimientos técnicos de los diferentes componentes que requiere cada pozo petrolero, bien puede ser un pozo de exploración, desarrollo o inyección. En seguida se enlistan algunos de los datos relevantes de un programa de terminación:

#### **2.2.1.1. Ubicación**

En cuanto a la ubicación no hay mucho que explicar, únicamente se refiere a las coordenadas específicas en las cuales se encuentra el pozo.

#### **2.2.1.2. Información del Pozo Perforado**

En este apartado se describen las cualidades más importantes del pozo tales como: profundidad total, profundidad interior, estado mecánico, distribución de las tuberías, programa de lodos, registros tomados, temperaturas, reporte de cementación, por mencionar algunas.

#### **2.2.1.3. Características de los Intervalos Programados**

Los intervalos poseen diversas características lo que hace que cada intervalo perforado requiera de su análisis específico para evitar accidentes, algunas de las características son: profundidad del intervalo, porosidad, saturación de agua, permeabilidad y tipo de formación.

#### **2.2.1.4. Diseño del Aparejo de Producción**

El diseño involucra una necesaria interacción, como muchos de los procesos a lo largo de la cadena de valor, con otra área que es la de producción para lograr optimizar el desarrollo de los pozos tratando directamente con las presiones críticas y modificando los diámetros de las tuberías para lograr el mejor diseño posible del aparejo de producción.

---

---

#### **2.2.1.5. Selección del Empacador**

En lo referente a la selección del empacador, al existir diversos tipos de empacadores es necesario elegir el que mejor se adapte a las condiciones del pozo. Elegir el mejor empacador requiere de un análisis exhaustivo de la distribución buscada, los accesorios necesarios, las presiones a las cuales estará sometido, así como el uso que se le planea dar en el diseño de la terminación.

#### **2.2.1.6. Diseño de la Terminación**

El diseño de la terminación es un subtema bastante relevante por el peso que conlleva en el programa de terminación de pozos, abarcando desde el diseño de los fluidos de terminación pasando por el diseño de los disparos por intervalo y culminando con el diseño de las estimulaciones. Cada uno de estos procesos es muy complejo por sí mismo, pero dado los objetivos de la investigación no se profundiza en ellos.

#### **2.2.1.7. Conexiones Superficiales de Control**

Las conexiones superficiales son parte fundamental de la terminación de los pozos, considerando que son primordiales para evitar accidentes relacionados con sobrepresiones. Comenzando con la distribución de los cabezales y el árbol de producción, posteriormente elegir el arreglo de preventores indicado para el tipo de pozo, por último, y no por eso menos importante, las pruebas de presión de los preventores.

#### **2.2.1.8. Programa de Actividades y Tiempos de Intervención**

En este programa se detallan las actividades a realizar especificando el tiempo de duración de cada una de ellas, además de incluir anotaciones de cada actividad planeada para ayudar al operador a recordar un punto importante o alguna nota que sea relevante para el proceso.

---

---

### **2.2.1.9. Requerimientos de Equipos, Materiales y Servicios**

En cuanto a los equipos, es importante enlistar y detallar cada uno de los equipos necesarios para la terminación, así como la marca u observaciones pertinentes en cada servicio o producto requerido.

Al igual que los equipos, los materiales son enlistados para lograr observar todo lo necesario para el correcto desarrollo del pozo, además de escribir en la lista la empresa responsable de dicho material.

Todo lo anterior requiere de diseños realizados en las etapas anteriores para determinar técnicamente las características necesarias y en caso de no existir equipos con determinadas características poder sustituirlo con otro perjudicando lo menor posible el diseño de la terminación.

---

---

## PRODUCCIÓN

También llamada etapa de extracción, este proceso posee diversas mejoras dentro de las cuales es posible implementar diversos sistemas para mejorar la producción del yacimiento como veremos a continuación:

### 3.5. Flujo Multifásico en Tuberías (FMT)

Posiblemente el flujo multifásico en tuberías sea elemental para una óptima producción, de acuerdo con los regímenes de flujo, el tipo de fluido y el comportamiento que consideremos la productividad del pozo puede aumentar o disminuir.

Para modelar el comportamiento de los fluidos a través de las tuberías de producción se utilizan correlaciones, cada una de ellas toma sus consideraciones sobre los fluidos, es decir, las propiedades de los mismos.

Uno de los objetivos primordiales del FMT es calcular las pérdidas de presión a través de las tuberías, conocido también como gradiente por pérdida de presión, dicho gradiente se puede calcular utilizando un balance de energía mostrado en la Ecuación (4):

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{total} = \left(\frac{dP}{dL}\right)_{elevación} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{fricción} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{aceleración} \quad (4)$$

*Fuente: Robert M., (2006).*

Asimismo, cada correlación utiliza distintas consideraciones, a continuación, se desarrollan algunos modelos y se mencionan consideraciones para ser aplicadas.

#### 3.5.1. Flujo Multifásico Vertical

El flujo en tuberías verticales busca aplicar métodos para calcular las caídas de presión, considerando los patrones de flujo presentes, en este caso particular se puede despreciar el gradiente de presión debido a la aceleración, el balance de energía queda como se muestra en la Ecuación (5).

---



---


$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{total} = \left(\frac{dP}{dL}\right)_{elevación} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{fricción} \quad (5)$$

Fuente: Robert M., (2006).

Algunas de las correlaciones para calcular las caídas de presión son, por mencionar algunas: *Duns y Ros, Hagerdorn & Brown, Orkiszewski y Beggs & Brill*.

Dichas correlaciones son empíricas con diversas cualidades y sirven principalmente para modelar el comportamiento de los fluidos desde el fondo del pozo a la cabeza del mismo.

### 3.5.2. Flujo Multifásico Horizontal

El caso del flujo horizontal sirve para modelar el comportamiento de los fluidos una vez que llegaron a la cabeza del pozo y existen distintos métodos. La importancia radica en que la mayoría del transporte de fluidos en superficie se realiza en tuberías horizontales y es primordial el correcto modelado para mantener la eficiencia en el traslado de fluidos.

La consideración que suele hacerse en el balance de energía es que el gradiente por elevación se desprecia debido a que las caídas de presión no representan una gran magnitud en consideración con las demás gradientes como se observa en la *Ecuación 6*.

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{total} = \left(\frac{dP}{dL}\right)_{fricción} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{aceleración} \quad (6)$$

Fuente: Robert M., (2006).

Algunas de las correlaciones utilizadas para modelar este proceso son, por mencionar algunas: *Lockhart & Martinelli, Baker, Dukler, Eaton y Beggs & Brill*.

Dichas correlaciones suelen modelar el comportamiento de los fluidos del estrangulador hasta los separadores, tanques de almacenamiento y ductos de transporte.

### 3.5.3. Flujo Multifásico en Estranguladores

El flujo en los estranguladores es una parte importante del modelado debido a la importancia de esta herramienta en la producción. El estrangulador, es una herramienta instalada en los pozos que tiene como objetivo moderar el gasto para así optimizar el flujo de aceite y

---

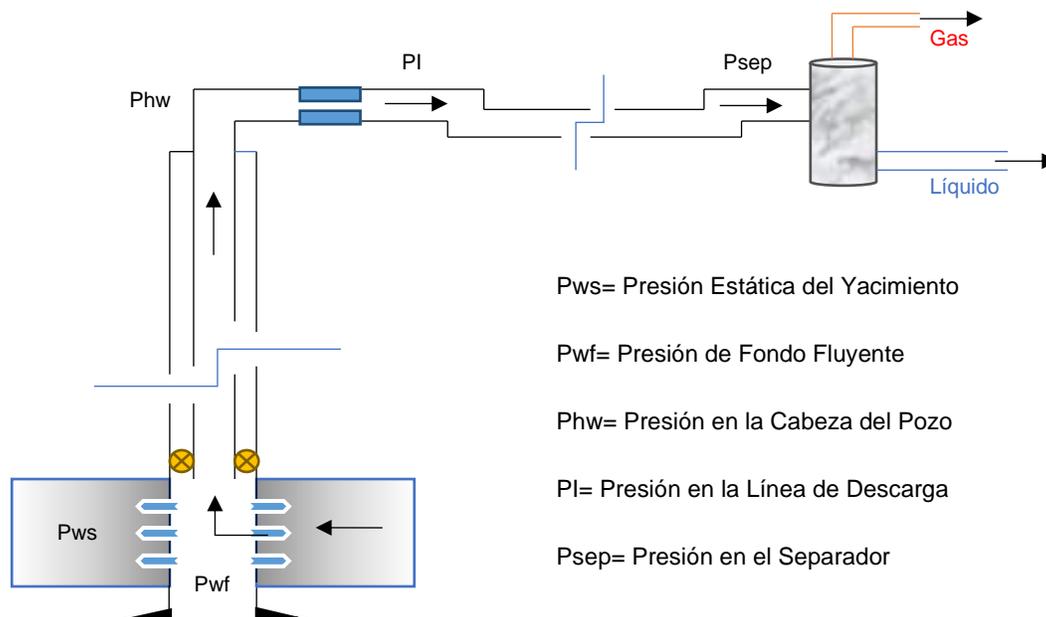
---

gas en la cabeza del pozo, además ejerce junto con todo el árbol de válvulas una contrapresión en el pozo.

Lo anterior ayuda a conservar energía del yacimiento manteniendo una declinación de presión eficiente y algunas de las correlaciones utilizadas para modelar este proceso son: *Cook & Dotterweich, Ashford & Pierce, Gilbert, Ros, Baxendell & Achong y Omaña & Cols.*

En la **Ilustración 14** se muestra un sistema integral de producción señalando el flujo natural de los hidrocarburos desde el pozo hasta la superficie, además se puntualizan las presiones dentro del sistema.

**Ilustración 14. Sistema Integral de Producción**



Fuente: Elaboración personal con información de PennWell Publishing Company., (2019).

### 3.6. Curvas de Declinación

Como se menciona anteriormente en la teoría del pico de Hubbert, todos los yacimientos tienden a agotarse naturalmente. Cabe mencionar que lo que se agota en un yacimiento no son los hidrocarburos sino la presión de éste, es decir, los yacimientos son de-presionados mediante la extracción de los hidrocarburos.

Dado lo anterior, es imprescindible administrar la escasa presión de un yacimiento con el objetivo de maximizar el valor de los hidrocarburos dentro de éste, con esto en mente, se necesita proyectar la de-presión (declinación) de la presión mediante una metodología:

Las curvas de Arps, también conocidas como curvas de declinación son bastante útiles para realizar proyecciones de producción. Estas curvas realizan pronósticos basados en la producción de un yacimiento y los recursos prospectivos. Utilizando ecuaciones previamente modeladas, es posible estimar las reservas y producción promedio. Existen tres tipos de declinación:

### 3.6.1. Exponencial

La declinación exponencial es un modelo ideal, en el cual se basan las demás declinaciones, aunque no por eso deja de ser utilizado puesto que es el más sencillo de aplicar por la poca información que requiere el método.

Para el mejor entendimiento de las consideraciones habrá que explicar los modelos matemáticos, así como el significado de cada uno de sus componentes, como vemos en la **Tabla 25**.

**Tabla 25. Declinación Exponencial**

Caso	Relación	Constante de Declinación
Declinación	$q(t) = q_{oi} \exp(-D_i t)$	$b=0$
Producción	$Np(t) = \frac{1}{D_i} [q_{oi} - q(t)]$	$b=0$

Fuente: Elaboración personal con información de Pérez T., (2018).

Donde:

- $q =$  Gasto
- $Np =$  Producción Acumulada
- $q_{oi} =$  Gasto Inicial de Aceite
- $D_i =$  Ritmo de Declinación
- $t =$  Tiempo

---

---

$b = \text{Constante de Declinación}$

### 3.6.2. Armónica

La declinación armónica, es un caso especial de la hiperbólica, en el que la constante de declinación es igual a uno, lo que representa una pendiente constante para todo el tiempo de declinación.

**Tabla 26. Declinación Armónica**

Caso	Relación	Constante de Declinación
Declinación	$q(t) = \frac{q_{oi}}{1 + bD_i t}$	$b=1$
Producción	$Np(t) = \frac{q_{oi}}{D_i} \ln \left[ \frac{q_{oi}}{q(t)} \right]$	$b=1$

Fuente: Elaboración personal con información de Pérez T., (2018).

Donde:

$q = \text{Gasto}$

$Np = \text{Producción Acumulada}$

$q_{oi} = \text{Gasto Inicial de Aceite}$

$D_i = \text{Ritmo de Declinación}$

$t = \text{Tiempo}$

$b = \text{Constante de Declinación}$

### 3.6.3. Hiperbólica

Continuando con uno de los patrones de declinación que más se adapta a las condiciones de campo es la declinación hiperbólica.

Gracias a la flexibilidad de este modelo, los datos del gasto o la presión pueden ser adaptados a esta declinación. La formulación utiliza una constante de declinación dependiente de cada pozo o yacimiento.

**Tabla 27. Declinación Hiperbólica**

<b>Caso</b>	<b>Relación</b>	<b>Constante de Declinación</b>
<b>Declinación</b>	$q(t) = \frac{q_{oi}}{[1 + bD_i t]^{\frac{1}{b}}}$	$0 < b < 1$
<b>Producción</b>	$Np(t) = \frac{q_{oi}}{(1 - b)D_i} \left[ 1 - \left( \frac{q(t)}{q_{oi}} \right)^{1-b} \right]$	$0 < b < 1$

Fuente: Elaboración personal con información de Pérez T., (2018).

Donde:

$q$  = Gasto

$Np$  = Producción Acumulada

$q_{oi}$  = Gasto Inicial de Aceite

$D_i$  = Ritmo de Declinación

$t$  = Tiempo

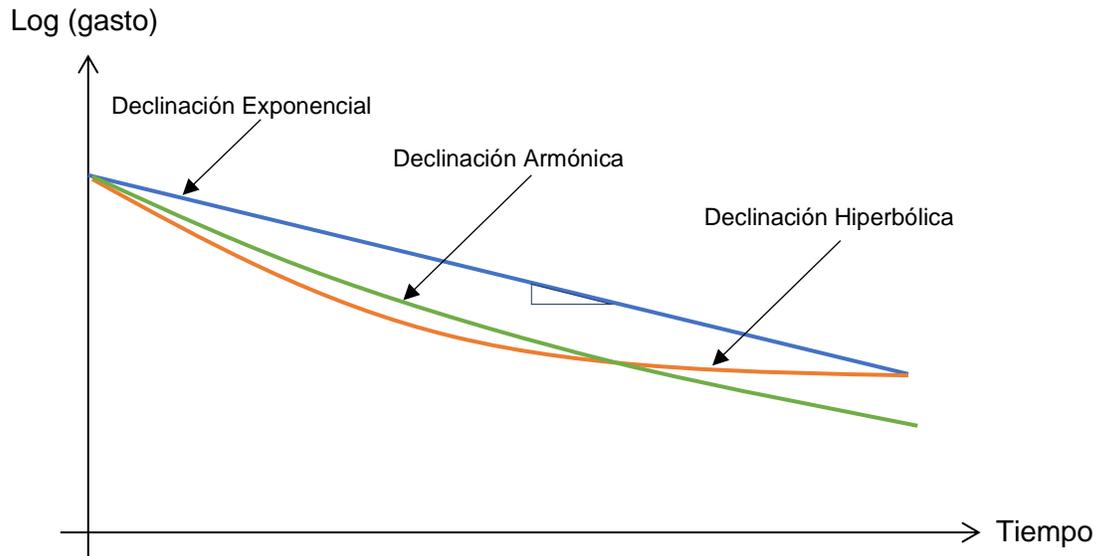
$b$  = Constante de Declinación

Sin embargo, las curvas de declinación tienen diversas limitantes debido a que los datos se tienen que tomar en un régimen de flujo pseudo-estacionario, puede ser a presión constante o a gasto constante, pero en ambos casos sobre ese régimen para que sea representativo el flujo del yacimiento. En la **Gráfica 21** se observa el comportamiento de cada tipo de declinación.

---

---

**Gráfica 21. Tipos de Curvas de Declinación**



*Fuente: Elaboración personal con información de Pérez T., (2018).*

### **3.7. Sistemas Artificiales de Producción (SAP)**

Los SAP son un conjunto de técnicas y herramientas utilizadas para dar energía de forma artificial al yacimiento a través del pozo. El yacimiento inicialmente tiene cierta presión, y al extraer los hidrocarburos de él, dicha presión comienza a decrecer a tal grado que los fluidos que se encuentran en el yacimiento ya no fluyen por si solos.

Cuando el yacimiento deja de producir con su propia energía (en algunos casos la energía no es suficiente para elevar los fluidos del yacimiento hasta la superficie desde el comienzo de la producción) entran los SAP para lograr elevar los hidrocarburos a la superficie.

Los sistemas dependen del tipo de yacimiento, en este capítulo se analizarán algunos de ellos, así como los tipos de yacimiento que suelen utilizarlos y como pueden ayudar a mejorar la producción.

Los sistemas más comunes en la industria petrolera mexicana son:

---

---

### 3.7.1. Bombeo Neumático (BN)

El bombeo neumático consiste en la inyección de gas natural a través del espacio anular enviado a través de las válvulas de BN, el gas y el aceite dentro del pozo se mezclan provocando un aumento en la Relación Gas Aceite (RGA), disminuyendo el peso de la columna hidrostática gracias a la expansión del gas inyectado.

Con base en lo anterior, las fases logran fluir hasta la superficie, es recomendable utilizar el BN por las ventajas que se observan en la **Tabla 28**, además ser el único SAP que no requiere de bombas para su funcionamiento.

### 3.7.2. Bombeo Mecánico (BM)

Es el SAP más utilizado en el mundo, consiste en instalar en la tubería de producción una bomba sub-superficial la cual succiona el aceite gracias al movimiento recíprocante de un émbolo, el cual se desplaza en el interior de la bomba, este desplazamiento es generado en superficie mediante un suministro de energía proporcionado por un motor eléctrico a través de un arreglo de varillas de succión. En la **Tabla 28** se pueden observar algunos criterios recomendados para el uso del sistema.

### 3.7.3. Bombeo Electro Centrífugo (BEC)

El bombeo electro centrífugo, también conocido como Bombeo Electro Sumergible (BES), es un sistema de levantamiento artificial que convierte energía eléctrica, mediante un motor eléctrico, en energía mecánica misma que induce un levantamiento de la columna del fluido hasta el nivel superficial, también es utilizado para mejorar el flujo en superficie.

Las principales características del sistema son: capacidad de producir considerables volúmenes de fluido, posee una amplia gama de condiciones en el pozo para su implementación y se distingue por tener el motor acoplado a la bomba en el fondo del pozo.

---

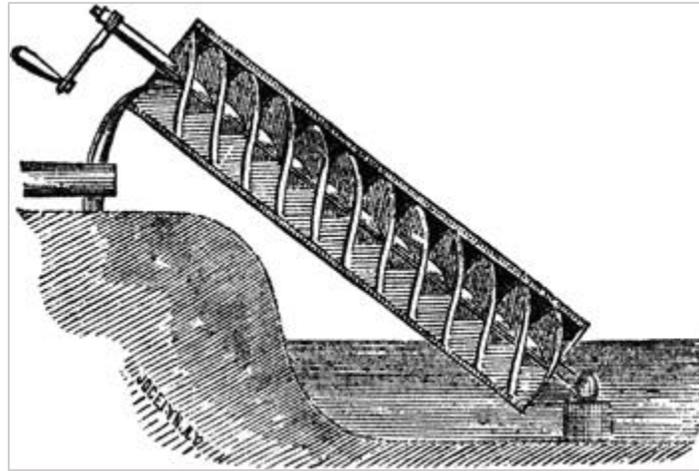
---

### 3.7.4. Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)

Ahora hablaremos del BCP, el principio de este sistema está basado en el “tornillo de Arquímedes” mostrado en la *Ilustración F*, originalmente utilizado para elevar agua, harina o granos.

En la actualidad las bombas de cavidades progresivas son ampliamente utilizadas, especialmente con fluidos viscosos y pozos con alto contenido de agua gracias a su gran capacidad para manejar este tipo de fluidos. Algunas ventajas y recomendaciones para su uso se detallan en la **Tabla 28**.

**Ilustración 15. Tornillo de Arquímedes**



Fuente: J. B. Lippincott., (1875).

### 3.7.5. Bombeo Hidráulico (BH)

Para el caso del BH, existen dos subtipos, los cuales se detallan a continuación:

#### 3.7.5.1. Tipo Jet

*“El BH tipo jet opera bajo la acción de un fluido a alta presión, y el efecto Venturi que éste provoca al pasar a través de un orificio, también denominado tobera, es decir, la acción de bombeo se lleva a cabo por medio de la transferencia de energía entre el fluido motriz y los fluidos del yacimiento. El fluido motriz a alta presión y baja velocidad es convertido en un*

---

---

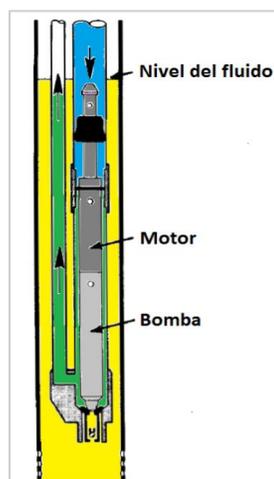
fluido de baja presión y alta velocidad al pasar por dicho orificio. La presión a la entrada de la garganta disminuye logrando que el fluido proveniente del yacimiento ingrese a la succión de la bomba debido a la mayor presión del yacimiento” (Gomez, 2017), en la **Tabla 28** se pueden observar algunas de las recomendaciones de uso del BH tipo jet.

### 3.7.5.2. Tipo Pistón

De acuerdo con J. Gómez el bombeo hidráulico tipo pistón se define como: “*El equipo sub-superficial es un arreglo reciprocante de motor y bomba. La unidad se instala por debajo del nivel dinámico del fluido dentro del pozo, el fluido de potencia pasa por una tubería hasta el motor y el fluido producido llega a la superficie a través de otra tubería la inyección del fluido de potencia a alta presión causa, en la bomba, un efecto parecido a los motores de vapor, con la diferencia de que no se utiliza vapor sino aceite o agua. La bomba, accionada por el motor, bombea los fluidos del fondo del pozo hasta la superficie.*” (Gomez, 2017), en la **Ilustración 16** se observa el ejemplo de una bomba tipo pistón, en la cual el fluido es potenciado por el motor a través de la bomba generando así energía adicional para elevar el fluido a la superficie.

En concreto, la **Tabla 28** muestra cuáles son los principales criterios recomendados para el uso de cada uno de los SAP.

**Ilustración 16. Bomba Hidráulica Tipo Pistón**



Fuente: J. Gómez., (2015).

**Tabla 28. Comparativa de Sistemas Artificiales de Producción**

<b>SAP</b> <b>Criterio</b>	<b>Bombeo Neumático (BN)</b>	<b>Bombeo Mecánico (BM)</b>	<b>Bombeo Electro Centrífugo (BEC)</b>	<b>Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP)</b>	<b>Bombeo Hidráulico (BH)</b>
Profundidad	≥ 2,000 metros	<2,000 metros	≥ 2,000 metros	<2,000 metros	≥ 3,000 metros
Relación Gas Aceite	Alta	Baja	Alta	Intermedia	Alta
Índice de Productividad	≥ 0.5	< 0.5	≥ 0.5	< 0.5	0.75 < 0.5
Campos	Costa fuera, terrestre	Terrestre	Costa fuera, terrestre	Terrestre	Terrestre
Ventajas	Fuente de poder, aplica en pozos desviados	Larga vida útil, fácil diseño e instalación	Fluidos muy viscosos, alto corte de agua	Fluidos viscosos, alto contenido de arenas	Fácil instalación, se puede automatizar
Desventajas	Problemas con sólidos	Equipos muy grandes, pozos desviados	Inversión alta, alto consumo	Desgaste en los elastómeros y las varillas	Con arenas provoca abrasión

Fuente: Elaboración personal con información de J. Gómez., (2018).

---

---

9. GLOSARIO DE TABLAS

Tabla 1. Producción de Petróleo en México.....	13
Tabla 2. Características de los principales crudos marcadores .....	36
Tabla 3 .Características de las principales mezclas de exportación de México .....	36
Tabla 4. Clasificación del Petróleo .....	37
Tabla 5. Características de las Mezclas Mexicanas de Importación .....	42
Tabla 6. Balanza Comercial de la Industria Petrolera Mexicana .....	44
Tabla 7. Comparativa del Factor K en Costa Estadounidense del Golfo de México .....	48
Tabla 8. Comparativa del Factor K en Costa Oeste de los Estados Unidos ..	48
Tabla 9. Comparativa del Factor K en Europa .....	49
Tabla 10. Comparativa del Factor K en Lejano Oriente .....	50
Tabla 11. Formulación del Precio de Acuerdo con la Clasificación del Petróleo .....	52
Tabla 12. Formulación del Precio de Acuerdo con la Clasificación del Petróleo .....	53
Tabla 13. Rangos de Aplicación del Precio Contractual.....	56
Tabla 14. Categorías y Fórmulas Aplicables.....	58
Tabla 15. Comparativa de Crudos Marcadores.....	63
Tabla 16. Comparativa de las Mezclas Mexicanas de Exportación.....	63
Tabla 17. Coeficiente de Correlación de Crudos Marcadores y MME.....	64
Tabla 18. Adjudicación de Variables del Modelo .....	64

---

---

<b>Tabla 19. Calificación del Petróleo por Contenido de Azufre .....</b>	<b>65</b>
<b>Tabla 20. Clasificación del Petróleo por Grados API .....</b>	<b>65</b>
<b>Tabla 21. Características Generales del Campo Ek-Balam.....</b>	<b>72</b>
<b>Tabla 22. Resultados de la Simulación (Ek-Balam).....</b>	<b>72</b>
<b>Tabla 23. Características Generales del Campo Cuichapa Poniente.....</b>	<b>76</b>
<b>Tabla 24. Resultados de la Simulación (Cuichapa Poniente) .....</b>	<b>76</b>
<b>Tabla 25. Declinación Exponencial .....</b>	<b>108</b>
<b>Tabla 26. Declinación Armónica .....</b>	<b>109</b>
<b>Tabla 27. Declinación Hiperbólica .....</b>	<b>110</b>
<b>Tabla 28. Comparativa de Sistemas Artificiales de Producción .....</b>	<b>115</b>

---

---

## 10. GLOSARIO

**Activo:** Hace referencia al conjunto de campos petroleros.

**Agentes Económicos:** Se refiere a las personas físicas o morales que interactúan en un mercado.

**API (Instituto):** Instituto Americano del Petróleo por sus siglas en inglés (American Petroleum Institute).

**API (Unidad):** Se refiere a la relación numérica de la gravedad específica de un fluido y un estándar definido por el Instituto Americano del Petróleo.

**ASEA:** Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente.

**Balanza Comercial:** Resultado numérico que representa el valor monetario de las transacciones de un país o entidad con el resto del mundo.

**Brent:** Se refiere al petróleo de 38.3 grados API y 0.37 porcentaje de azufre que se comercializa principalmente en el mar del norte.

**Cabeza de Pozo:** Se refiere a la parte superior del pozo que comúnmente se puede observar en la superficie terrestre.

**Calidad:** Se refiere a la calificación que se le atribuye al petróleo de acuerdo con sus características físicas y químicas.

**Campo:** Se refiere al conjunto de yacimientos petroleros.

**CFE:** Comisión Federal de Electricidad.

**CNH:** Comisión Nacional de Hidrocarburos.

**CNIH:** Centro Nacional de Información de Hidrocarburos.

**Commodities:** Se denomina así a los bienes producidos en masa o que existen en grandes cantidades, poseen un gran valor y son escasos.

**Contraprestación:** Prestación que debe una parte contratante en compensación por la que ha recibido o debe recibir de la otra.

---

---

**Costos:** Son los valores monetarios derivados del consumo de los factores de producción destino a la realización de un bien o servicio.

**CRE:** Comisión Reguladora de Energía.

**Crudo Marcador:** Petróleo con determinadas características físicas y químicas que se distingue por el consumo regional.

**Declinación:** Decremento natural de la presión inicial del yacimiento.

**Déficit:** Describe la situación en la cual los gastos superan a los ingresos, en nivel macroeconómico se refiere a superioridad de las importaciones sobre las exportaciones.

**Derivados del Petróleo:** Son los productos que se obtienen como resultado de la refinación del petróleo crudo o del gas natural.

**Downstream:** De acuerdo con la Asociación Mexicana de Empresas de Hidrocarburos (Amexhi), es la última etapa de la cadena de valor encargada de la transformación y venta de los hidrocarburos.

**EIA:** Administración de Información Energética por sus siglas en inglés (Energy Information Administration).

**Émbolo:** Pieza móvil que se encuentra dentro del cuerpo de una bomba, al moverse cambia la presión de determinado fluido.

**Empresa productiva del Estado:** Es la empresa designada por el Estado para realizar labores consideradas como estratégicas para el país.

**Energía Natural del Yacimiento:** Es la energía ocasionada por la geopresión del yacimiento y se manifiesta desde el inicio de la perforación.

**Esfuerzo:** Fuerza que actúa sobre un cuerpo para deformarlo.

**Espacio anular:** Área vacía entre dos estructuras cilíndricas comúnmente tuberías en un pozo.

**Estrangulador:** Dispositivo utilizado en la cabeza del pozo utilizado para controlar el flujo del fluido o la presión del pozo.

---

---

**Exportación:** Transacción con determinado valor monetario de un país con el resto del mundo.

**Gasto (Financiero):** Recursos monetarios destinados a un bien o servicio.

**Gasto (Operativo):** Es el caudal en determinada tubería, las unidades son volumen por tiempo.

**Geopresiones:** Fuerza aplicada a determinada área, en este caso se refiere a la fuerza ocasionada por peso de los estratos de roca subyacente.

**Gradiente:** Variación de una magnitud en función de una distancia.

**Gravedad específica (densidad específica):** Es la relación entre la densidad de cierto material y la densidad del agua (con el mismo volumen), cabe mencionar que la relación es adimensional.

**Hidroestática:** Parte de la mecánica que estudia el equilibrio de los líquidos y los gases.

**Importación:** Transacción con determinado valor monetario del resto del mundo con un país.

**Índice de Productividad:** Es una medida de la eficiencia de producción que tiene un pozo, esta medida se puede extrapolar hasta volverse representativa de un yacimiento.

**Licitación:** Sistema por el que se adjudica la realización de una obra o un servicio, generalmente de carácter público, a la persona o la empresa que ofrece las mejores condiciones y cumple con determinados requisitos.

**Límite Económico (producción):** Producción mínima en la cual deja de ser económicamente rentable la extracción de hidrocarburos.

**Línea Base de Lutitas:** Promedio numérico del registro de potencial espontáneo en un pozo petrolero.

**Mercados:** Son un conjunto de transacciones de procesos o intercambio de bienes o servicios entre individuos.

**Mezcla de Exportación:** Es el petróleo con determinadas características físicas y químicas que el país vende al resto del mundo.

---

---

---

---

**Midstream:** De acuerdo con la Amexhi, se refiere a la etapa de la cadena de valor que contempla el transporte y el almacenamiento de hidrocarburos.

**Migración (Geológica):** Escape de los hidrocarburos de la roca generadora a una roca almacén o trampa.

**MME:** Mezcla Mexicana de Exportación, es el promedio ponderado de las principales mezclas de exportación en México.

**Mojabilidad:** Es la propiedad física de la roca que se define como la preferencia de una roca por el contacto con determinado fluido.

**Patrones de Flujo:** Son los diferentes regímenes de flujo del hidrocarburo que se presentan a lo largo de la tubería: Slug, transición, anular, burbuja y segregado.

**PEMEX:** Petróleos Mexicanos.

**PEP:** Pemex Exploración y Producción.

**Petróíferos:** Son los productos que se obtienen como resultado de la refinación del petróleo crudo o del gas natural.

**Play Petrolero:** Es el conjunto de condiciones geológicas, temporales y de sincronía necesarias para la generación de hidrocarburos en el subsuelo.

**Porcentaje de Azufre:** Contenido de cierto compuesto químico ( $H_2S$ ) en el petróleo medido en porcentaje del total de una muestra.

**Potencial:** Que no es, no se manifiesta o no existe, pero tiene la posibilidad de ser, de manifestarse o de existir en un futuro.

**Pozo Petrolero:** Agujero realizado en el subsuelo con la finalidad de extraer hidrocarburos.

**Precio de Mercado:** Cantidad monetaria que los agentes económicos están dispuestos a desembolsar a cambio de una mercancía.

**Presión de Poro:** Se refiere a la presión de los fluidos dentro de los poros de determinada roca de un yacimiento, comúnmente la presión de poro es equivalente a la presión hidrostática.

---

---

**Presiones Anormales:** Se refiere a presiones a normales cuando la presión de un determinado estrato se encuentra, por arriba o por debajo de la presión ocasionada por la tendencia natural de compactación.

**Proceso Licitatorio:** Se refiere a los pasos necesarios para realizar una licitación pública según la normatividad vigente.

**Programa de Lodos:** Es el diseño de los diferentes tipos de lodo de perforación a utilizar a lo largo de la perforación de un pozo.

**Programa de Perforación:** Es el diseño e implementación de los diversos sub-procesos que requieren la perforación de un pozo con sus respectivos detalles.

**Punto de Escurrimiento:** Temperatura mínima a la cual un aceite tiende a solidificarse y no fluir libremente.

**Relación de Poisson:** Es una constante elástica que proporciona una medida del estrechamiento de sección de un prisma de material elástico lineal e isótropo cuando se estira longitudinalmente y se adelgaza en las direcciones perpendiculares a la de estiramiento.

**Relación Gas Aceite (RGA):** Es la correspondencia volumétrica del gas natural disuelto en el petróleo sus unidades son volumen de gas natural por volumen de petróleo.

**Reservas:** Aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada.

**Reservas:** Cantidad de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada.

**Roca-Fluido:** Se refiere al sistema conformado por fluidos (agua, petróleo, gas) y la roca que los contiene.

**Roca Almacén:** Roca que funge como agente almacenador de hidrocarburos dentro del proceso de su formación.

**Roca Generadora:** Es la roca en donde se forman, por condiciones presión y temperatura, hidrocarburos resultado de diversos factores geológicos.

---

---

**Roca Sello:** Roca que ayuda a mantener confinados los hidrocarburos durante su proceso de formación.

**S&P Global Platts:** Es una sociedad rectora del mercado financiero de futuros y opciones de productos derivados que provee información de energía y mercancías (commodities).

**Taponamiento de Pozo:** Acción de cerrar un pozo mediante el cierre de válvulas o la cementación del mismo.

**Terminación de Pozo:** Procedimiento mediante el cual se realizan diversas acciones con el objetivo de dejar un pozo fluyente.

**Trampa:** Lugar donde los hidrocarburos se quedan atrapados debido a condiciones geológicas ideales.

**Upstream:** De acuerdo con la Amexhi, es la etapa inicial de la cadena de valor que contempla actividades de exploración y producción.

**Válvula:** Dispositivo que abre o cierra el paso de un fluido por un conducto en una máquina, aparato o instrumento, gracias a un mecanismo, a diferencias de presión.

**Viscosidad:** Propiedad que se le atribuye a la resistencia al esfuerzo cortante que poseen un fluido.

**WTI:** Intermedio del Este de Texas, por sus siglas en inglés (West Texas Intermediate). Se refiere al petróleo de 39.6 grados API y 0.24 porcentaje de azufre que se comercializa principalmente en el mar del norte.

**Yacimiento Costa Fuera:** Son los yacimientos petroleros encontrados en las cercanías de la plataforma continental en concreto en aguas someras (máximo 500 metros de la línea costera).

**Yacimiento Marino:** Son los yacimientos petroleros encontrados dentro del mar en concreto en aguas profundas o ultra profundas (máximo 1500 metros de la línea costera).

**Yacimiento Petrolero:** Depósito naturalmente emplazado por diversos procesos geológicos que contiene dentro hidrocarburos.

---

---

**Yacimiento Terrestre:** *Son los yacimientos petroleros encontrados dentro del continente.*