



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
TERMOFLUIDOS

Evaluación termo-económica de un pozo petrolero

T E S I S
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA MECÁNICA

PRESENTA:
PLINIO ANGEL SANTOS PAREDES

TUTOR
Dr. José Enrique Guzmán Vázquez
Instituto de Ingeniería

Ciudad Universitaria, Cd. Mx

Abril 2022



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. José Luis Fernández Zayas

Secretario: Dr. Arturo Palacio Pérez

Vocal: Dr. José Enrique Guzmán Vázquez

1er. Suplente: Dr. Alejandro Rodríguez Valdés

2do. Suplente: Mtro. Miguel Angel Maciel Torres

UNAM CIUDAD DE MÉXICO

Dr. José Enrique Guzmán Vázquez

FIRMA

Agradecimientos

A Dios

Como mi proveedor de todo en mi vida, Rom 2:7

A mi madre

Por el apoyo incondicional, cada palabra de aliento, cada consejo y guía; fueron el impulso constante

A mis hermanos

Por su amor y fraternidad en cada momento de mi vida

Al M.I. Miguel Angel Maciel Torres

Por su invaluable amistad, su sabiduría compartida y la oportunidad brindada

Al Dr. Jose Enrique Guzmán Vázquez

Por sus grandes consejos, su inspiración y creatividad desafiante.

Al Dr. Alejandro Ramirez Reivich

Por creer en mi proyecto y su gran apoyo

Al M.I. Alfredo León Garcia

Por la confianza, el consejo, la amistad y el conocimiento transmitido

Al Dr. Arévalo Villagran

Por su consejo y amistad

Al Dr. José Luis Fernández Zayas, Dr. Arturo Palacio Pérez y al Dr. Alejandro Rodríguez Valdés

Por sus valiosas aportaciones

Resumen

La humanidad ha utilizado los hidrocarburos como principal fuente de energía para el desarrollo social e industrial. México depende significativamente de las fuentes fósiles para la generación de electricidad y combustibles. Sin embargo, el cambio climático y la degradación de los ecosistemas, motiva una decidida transición de las energías fósiles a las energías limpias. Para tal efecto, México ha suscrito acuerdos internacionales cuyo objetivo es consolidar dicha transición.

En este contexto, surgen importantes preguntas relacionadas con las energías fósiles. Entre otras cuestiones podemos considerar: ¿Cuánta energía útil (en Joules por barril de petróleo crudo equivalente) se obtiene de una fuente de energía dada?, ¿Cuánta de la energía producida es aprovechada realmente?, ¿Es posible establecer e incrementar la eficiencia de los sistemas energéticos?, ¿Es posible considerar el impacto ambiental de los diferentes modos de producción energética, cuantificándolos e incorporándolos a un análisis que permita evaluar su pertinencia?

En esta tesis propongo un esquema de análisis que incluye los aspectos citados anteriormente, con el objeto de permitir una evaluación del ciclo de producción en un pozo petrolero. Esto se lleva a cabo mediante una metodología inspirada en el tratamiento termodinámico de sistemas complejos. En abstracto, dicho tratamiento permite “mezclar”, bajo un mismo andamiaje técnico, aspectos tan diversos como la eficiencia energética, el impacto ambiental y los factores socioeconómicos.

En la sección de “Consideraciones adicionales y recomendación”, se plantean las diferencias centrales entre la propuesta de la presente tesis y las metodologías de análisis de costo-beneficio (ACB), y se hace una recomendación para trabajos futuros.

Capítulo 1 INTRODUCCIÓN.....	8
1. Antecedentes	8
2. La cadena de valor en la producción de hidrocarburos	10
2.1 Elementos de la cadena de valor corriente-arriba (“upstream”)	11
2.2 Elementos de la cadena de valor de corriente-intermedia (“midstream”)	12
2.3 Elementos de la cadena de valor corriente-abajo (“downstream”)	13
3. Objetivo de la tesis	13
3.1 Objetivos particulares y alcances	14
4. Hipótesis de trabajo	14
Capítulo 2 METODOLOGÍA	15
1. Analogía metodológica	15
2. Definiciones operativas	15
2.4 Cálculo de los costos “energéticos” del sistema	19
2.5 Procedimiento para el análisis	20
Capítulo 3 EVALUACIÓN “TERMO-ECONÓMICA” DE UN POZO PETROLERO	23
1. Relevancia de la evaluación	23
Costo energético del eslabón corriente-arriba de la cadena (“upstream”)	23
Costo energético del eslabón corriente-abajo de la cadena (“downstream”)	25
Evaluación energética del pozo	26
Capítulo 4 CONCLUSIONES.....	30
Respuestas a las interrogantes que motivan el trabajo	30

Consideraciones finales y recomendación	32
BIBLIOGRAFÍA	35
ANEXO 1	39
PANORAMA ENERGÉTICO GLOBAL Y NACIONAL	39
Entorno internacional	39
Entorno nacional	41
Reservas en México	42

Índice de figuras y de tablas

Fig. 1 Cadena de Valor de PEMEX ¹¹	10
Fig. 2 Elementos de la cadena de valor corrientes arriba ¹¹	12
Fig. 3 Elementos de la cadena de valor corrientes abajo ¹¹	13
Fig. 4 Diagrama de flujo para calculo energético de un pozo petrolero	22
Fig. 5 Comportamiento de la presión de un yacimiento en su vida útil	24
Fig. 6 Costo energético del sistema artificial por cada mil barriles de petróleo crudo equivalente ²³	24
Fig. 7 Costo energético promedio (en Joules) por cada mil barriles de petróleo refinado ²³	25
Fig. 8 Consumo por sección de la cadena de valor en México ²³	26
Fig. 9 Rendimiento del pozo productor de hidrocarburos durante el primer año de operación	27
Fig. 10 "Rendimiento energético" durante la vida útil del yacimiento	28
Fig. 11 Balance económico de la vida útil de un yacimiento	29
Fig. 12 Consumo energético mundial por bloques de países ¹⁷	39
Fig. 13 Consumo energético mundial, Joules ¹⁹	41
Fig. 14 Consumo energético en México ¹⁹	41
Fig. 15 Consumo energético en México, Joules ¹⁹	42
Fig. 16 Reservas Probadas al 1ro de enero de cada año (2015-2020) ²¹	43
Fig. 17 Gráfica en Joules de lo que consume México en petróleo ²²	¡Error! Marcador no definido.

Tablas

Tabla 1 Factores de conversión para los cálculos.....	19
Tabla 2 Consumo mundial de energía 2019, Joules	40

Capítulo 1 INTRODUCCIÓN

1. Antecedentes

La idea de desarrollar metodologías de análisis globales para sistemas complejos no es nueva. A partir de los años 40 se produjo un esfuerzo para incorporar al análisis aspectos tan disimilares como el consumo energético de un equipo y sus costos operativos. Posteriormente se estableció, como objetivo principal, optimizar dichos sistemas para incrementar su eficacia operativa en contextos industriales. Esto implicó un importante cambio de paradigma en el que el foco de atención, previamente situado en el análisis de los procesos físicos, se trasladó a los sistemas de procesamiento en cuestión (Stoecker, 1989)²⁹.

Evidentemente, para llevar a cabo la citada valoración es necesario ampliar el nivel de abstracción. Como primer paso se transita de la definición de sistema en un proceso físico (sistema termodinámico) a la concepción de un sistema como un conjunto de elementos que interactúan entre sí (sistema complejo). Mediante este nivel de abstracción es posible emplear las técnicas formalmente desarrolladas para sistemas físicos en el estudio de los sistemas complejos (ya que no se comparan peras con manzanas, sino “fruta” con “fruta”). De esta manera han surgido durante los últimos 40 años conceptos como la “termo-economía”, la “exergía de costos”, la “entropía de la información”, etc., en lo que Erlach y colaboradores denominan una “*nueva ciencia*” (Erlach et al., 1999)³⁰.

Los primeros análisis de este tipo se basaron en la aplicación de formas análogas de la primera ley de la termodinámica (con su respectiva definición de eficiencia) para evaluar los precios de los productos de una planta. Luego se extendió el marco teórico para incluir formas análogas de la segunda ley de la termodinámica, sobre una base racional que hoy se conoce como “teoría estructural de la termo-economía” (Zhang, 2006, citando a Valero et al., 1993)³¹. Para una discusión

detallada de la “teoría estructural de la termo-economía” se recomienda consultar el trabajo de Valero, A., Serra, L. y Uche, J. (Valero et al., 2006a y 2006b)^{32, 33}.

A pesar de los beneficios demostrados a través de las aplicaciones, conviene tener siempre presente que estas extensiones teóricas no quedan libres de crítica en muchos casos. Corning y Kline presentan una magnífica discusión sobre la extensión conceptual a los sistemas biológicos (Corning P.A. y Kline, S. J., 1998a y 1998b)^{34,35}. Estos autores advierten sobre la necesidad de definir con precisión los conceptos y la materia de análisis; por ejemplo, insisten en la marcada distinción que debe hacerse entre el concepto de “orden” y el concepto de “organización funcional” cuando se intenta hablar de entropía en sistemas biológicos. No obstante, aún en estos casos se preserva el aparato técnico que permite cuantificar cantidades relevantes de dichos sistemas (Corning P.A. y Kline, S. J., 1998b)³⁵. Consideraciones de este tipo quedan fuera del alcance de la presente tesis.

En relación con la cadena de valor asociada a los métodos de explotación de recursos naturales, también existen antecedentes directos que se basan en esta vertiente de análisis. Citando textualmente a D. A. Lezcano Oquendo: *“La termodinámica brindó una base sólida para estudiar las relaciones entre la energía y la economía. Podolinski (1880), destaca el papel de la eficiencia energética para el sostenimiento del sistema económico. Posteriormente Soddy (1921) aplicó las leyes de la termodinámica al sistema económico y en el mismo periodo Lotka (1920).”* (en D. A. Lezcano Oquendo, 2011).¹

Con base en los antecedentes expuestos, en el Capítulo 2 se describe la analogía metodológica (inspirada en la teoría termodinámica) y las definiciones operativas (de variables y parámetros) que se emplean para evaluar la viabilidad económica de un elemento central del sistema de producción petrolera: el pozo productor de hidrocarburos.

2. La cadena de valor en la producción de hidrocarburos

La cadena de valor es una representación de una secuencia de procesos interrelacionados, mediante la cual los hidrocarburos son trasladados desde el punto de producción hasta los puntos de venta y transformación. Para facilitar el análisis de un sistema completo los diferentes elementos de la cadena se asocian con las siguientes etapas productivas globales: a) corriente arriba (“upstream”), b) corriente media (“midstream”) y c) corriente abajo (“downstream”). La figura 1 ilustra algunos de los principales procesos de la cadena de valor. Estos procesos se refieren a la exploración, extracción, transporte, almacenamiento, y transformación (a productos petrolíferos y petroquímicos de consumo). Cabe notar que la etapa de exploración es un eslabón crítico de la cadena de valor porque permite establecer la existencia de los recursos explotables comercialmente. A partir de este punto, las etapas subsiguientes de la cadena implican un incremento del valor económico de los recursos explotados.



Fig. 1 Cadena de Valor de PEMEX¹¹

2.1 Elementos de la cadena de valor corriente-arriba (“upstream”)

Esta etapa concentra la mayor participación en materia de inversión económica. En promedio, el monto puede ascender al 60% de la inversión total. Los principales elementos de la cadena valor en esta etapa son: el mapeo del subsuelo, la búsqueda de recursos prospectivos, la localización del hidrocarburo, la conexión del subsuelo con la superficie por medio de la perforación y la producción del hidrocarburo a superficie.

Los procesos específicos susceptibles de ser analizados desde un punto de vista energético-económico incluyen la exploración sísmica, la perforación (terrestre o marina) de pozos (exploratorios, de producción y de inyección), las técnicas de terminación de pozos (horizontales y verticales), los sistemas de monitoreo, y las intervenciones (p. ej. para reparaciones mecánicas) de los pozos.

En particular, el costo asociado a la exploración sísmica es relativamente bajo en comparación con otros procesos de esta etapa. No obstante, los costos asociados a un pronóstico erróneo pueden representar sustanciales en el contexto global de un proyecto. Tras una valoración positiva surgida del estudio sísmico, se inicia la fase de perforación para conectar el yacimiento con la superficie por medio de una tubería de producción, es decir, mediante un pozo productor. Por supuesto, esta fase se apoya en la ejecución de los siguientes subprocesos: a) diseño de los pozos, b) realización de las perforaciones exploratorias y delimitadoras, c) diseño de la estrategia para desarrollar el campo, y d) realización de las reparaciones necesarias.

La etapa de producción inicia cuando se realizan los “disparos controlados”, mediante los cuales se promueve el flujo de los hidrocarburos (gas, petróleo crudo y agua) hacia el pozo productor. Los subprocesos asociados incluyen el diseño de: a) los disparos, b) las instalaciones de superficie, c) de los métodos de medición, d) de almacenamiento, y e) de gestión del agua y los sólidos.

Pemex PEP es el encargado de ejecutar todas estas actividades para consolidar el negocio y cumplir la misión: “Maximizar el valor económico a largo plazo de las reservas de crudo y gas natural del país, garantizando la seguridad de sus instalaciones y su personal, en armonía con la comunidad y el medio ambiente”.⁹



Fig. 2 Elementos de la cadena de valor corrientes arriba¹¹

2.2 Elementos de la cadena de valor de corriente-intermedia (“midstream”)

Esta actividad incluye el transporte (a través de ductos, trenes de válvulas, equipos de bombeo, etc.), medición, acondicionamiento y almacenamiento del petróleo, así como el procesamiento del gas, ya sea para la venta o para su transformación industrial. Cabe señalar que el documento “Necesidades técnicas para la industria petrolera”, publicado por la secretaria de Energía¹⁰, establece que México requiere una ampliación de la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos para evitar un escenario de desabasto, y también para el aprovechamiento del gas del natural.

2.3 Elementos de la cadena de valor corriente-abajo (“downstream”)

En esta etapa se llevan a cabo, principalmente, las actividades de refinación y venta de los hidrocarburos. La refinación se refiere a la realización de los procesos de petroquímica básica y refinación de los petrolíferos (actividad denominada como transformación industrial).

Los procesos de separación implican un consumo energético importante. Éstos incluyen la remoción de sólidos y sales (desalinización), la separación de elementos pesados (destilación atmosférica), los procesos de conversión y reformación (para la transformación de las fracciones moleculares más pesadas), los procesos de craqueo catalítico (en los que se descomponen los productos pesados en productos más ligeros), los procesos de hidro-craqueo (con los que se transforman los productos de menor valor en productos de mayor calidad), los procesos de coqueo retardado (utilizados para convertir la materia prima pesada en gasolina y diésel).



Fig. 3 Elementos de la cadena de valor corrientes abajo¹¹

3. Objetivo de la tesis

El objetivo fundamental de la tesis es desarrollar una metodología inspirada en las técnicas de análisis de procesos termodinámicos, para determinar el rendimiento energético y económico de pozos productores de hidrocarburos. Dicha metodología debe tener la cualidad de ser escalable a fin de permitir un análisis de tipo global de la cadena de valor en la industria petrolera.

3.1 Objetivos particulares y alcances

Los objetivos y alcances particulares son:

- Establecer el marco metodológico y las definiciones operativas requeridas.
- Identificar los elementos técnicos que tienen mayor relevancia en el sistema (corriente-arriba y corriente-abajo).
- Aplicar la metodología para evaluar la viabilidad de una sección específica de la cadena de valor: el pozo productor de hidrocarburos.
- Sugerir la conexión con los aspectos económicos de la operación del pozo y discutir la extensión para englobar otros elementos de la cadena de valor (desde la explotación hasta la refinación).

4. Hipótesis de trabajo

La metodología desarrollada permitirá obtener valores numéricos que cuantifique el rendimiento “termo-económico” de un pozo (terrestre) que produce hidrocarburos. Dicho valor constituirá un estimador que servirá para ponderar objetivamente la viabilidad del pozo en relación con su operación.

Capítulo 2 METODOLOGÍA

1. Analogía metodológica

A través de un proceso de análisis similar al que se emplea para estudiar un sistema termodinámico, en este capítulo consideramos “leyes de conservación” análogas para evaluar un sistema complejo. El objetivo es desarrollar un análisis “energético” para la sección de la cadena de valor relacionada con un pozo productor de hidrocarburos. En principio, dicho concepto podría ser extendido al resto de los elementos de la cadena de valor, y también puede ser ampliado para efectuar un análisis global de tipo “termo-económico”.

2. Definiciones operativas

2.1 Abstracción del concepto de “sistema”

El sistema de interés es un pozo productor de hidrocarburos. Dicho pozo es parte de un sistema complejo si se consideran los siguientes elementos asociados que hacen posible su operación: a) trabajo exploración y localización, b) perforación, c) terminación, d) sistema artificial, e) recuperación secundaria, y f) recuperación mejorada.

Claramente se trata de un sistema abierto por el que ingresa un hidrocarburo cuyo valor energético tiene un valor económico asociado (dictado por el valor de mercado en un momento particular). Para facilitar el análisis suponemos que el sistema: a) opera en un régimen permanente, b) no tiene elementos que permitan acumular la sustancia producida, y c) no tiene fugas ni fallas.

El análisis se facilita si consideramos, además, que la construcción conceptual *sección (o eslabón) de la cadena de valor* cumple aquí una función análoga al que tiene el *volumen de control* en un análisis termodinámico convencional.

2.2 Abstracción del concepto de “energía”

Por analogía, para un sistema complejo consideramos una noción abstracta de “energía” (E) como cualquier atributo del sistema complejo (no exclusivamente el crudo producido) que en última instancia puede ser cuantificado de manera económica. Esta forma abstracta de energía tiene, entonces, la capacidad para producir un cambio útil en el “valor” o “rendimiento” del producto que resulta de la operación del sistema en cuestión. Sigue que este “rendimiento” es análogo una energía útil aportada por la cadena de valor (denotada como E_{CV}). Bajo este esquema se puede considerar a la “energía total” (E_T) como la suma de todas las “formas de energía” asociadas a los elementos del sistema (Yaşar Demire, 1012).³ Es importante recalcar que, aunque la base racional del cálculo es energética, la posibilidad de asociar un valor económico a la base energética de referencia es lo que permite evaluar la estrategia de producción desde el punto de vista comercial. En este caso se utiliza el valor (promedio) de mercado de un barril de crudo de la mezcla mexicana.

2.3 Abstracción del concepto de “balance”

Para el sistema considerado planteamos el siguiente balance:

Cambio temporal de la “energía” total del sistema complejo = “energía” total aportada – “energía” total consumida

Es interesante notar que esta definición es complementaria a la definición general que emplea la secretaria de Energía: “El balance nacional de energía se define como la relación entre la energía generada y la energía consumida por la nación”.⁴

Formalmente, expresamos el balance a través de la siguiente relación

$$\Delta \dot{E}_T = \Delta \dot{E}_{cv} + \sum_{i=0}^{N_S} \dot{E}_i - \sum_{j=0}^{M_E} \dot{E}_j \quad (1)$$

Las cantidades \dot{E}_T y \dot{E}_{cv} representan, respectivamente, la variación temporal de la “energía” total del sistema (i.e. el pozo con todos los elementos) y el “rendimiento” del eslabón particular de la cadena de valor. El eslabón funge aquí como análogo del volumen de control (que contiene al pozo y todos sus elementos). Por otra parte, $\sum_j^{M_E} \dot{E}_j$ representa la “ingreso energético” asociada a los productos con valor comercial que ingresan al pozo (i.e. los hidrocarburos), mientras que $\sum_i^{N_S} \dot{E}_i$ representa la “costos energéticos” asociados a los elementos que hacen posible la operación del eslabón.

Debe aclararse que los términos de la derecha no solamente se refieren al valor energético (por ejemplo, el consumo de energía eléctrica de una bomba), sino que también toman en consideración los costos (fijos y variables) derivados de la operación de estos elementos (por ejemplo, los costos de instalación y mantenimiento de la bomba). Nuevamente, insistimos en que el cálculo se puede llevar a cabo simplemente porque todos los costos se pueden transformar sobre la base de un valor energético equivalente (como se explica en la siguiente sección).

Cuando el pozo productor opera en régimen permanente, el “estado energético” global del sistema no cambia con el tiempo, de modo que $\Delta \dot{E}_T = 0$ y la expresión anterior puede ser integrada directamente para producir el balance estacionario

$$\Delta E_{cv} = \sum_{j=0}^{M_E} E_j - \sum_{i=0}^{N_S} E_i \quad (2)$$

ΔE_{cv} representa el valor marginal (estacionario) de este eslabón particular dentro de la cadena de valor, es decir, del pozo.

Por simplicidad consideramos que solamente ingresa al pozo un tipo de hidrocarburo (evidentemente el análisis se extiende fácilmente para cualquier número de fluidos con valor comercial); por tanto

$$\sum_{j=0}^{M_E} E_j = E_H, (> 0) \quad (3)$$

De igual forma, para los costos energéticos asociados tenemos

$$\sum_{i=0}^{N_S} E_i \approx E_{EX} + E_{PE} + E_{SI} + E_{SA} + E_{SE}, (> 0) \quad (4)$$

donde E_{EX} , E_{PE} , E_{SI} , E_{SA} , E_{SE} , se refieren, respectivamente, a los costos de instalación, operación y mantenimiento de los sistemas de exploración, perforación, izamiento, bombeo artificial, y eléctrico. Evidentemente es posible agregar muchos otros elementos; no obstante, aquí restringimos el análisis a los elementos básicos más comunes en este tipo de sistema productivo.

Finalmente escribimos la fórmula para el balance general (aproximado) como

$$\Delta E_{cv} \approx E_H - (E_{EX} + E_{PE} + E_{SI} + E_{SA} + E_{SE}) \quad (5)$$

Las gráficas contenidas en el capítulo 3 se obtienen mediante la evaluación de esta expresión con los datos reportados en la siguiente sección. En general, los posibles resultados de la evaluación pueden ser:

$$\Delta E_{cv} \begin{cases} > 0; & \text{Viable} \\ \leq 0; & \text{No viable} \end{cases} \quad (6)$$

Una variación positiva significa que el valor marginal del producto, es decir el “rendimiento”, de este eslabón de la cadena (ΔE_{cv}) se incrementa en promedio. Por el contrario, un valor negativo implica una pérdida del “rendimiento” del producto (es decir, se paga más de lo que se gana). Por la misma razón, consideramos que un margen nulo indica que el producto no adquiere valor alguno en este eslabón de la cadena.

La variación del valor marginal de este eslabón de la cadena, ΔE_{cv} , solamente es válida como un promedio en el tiempo. Para analizar la evolución temporal del sistema, deben tomarse en cuenta las variaciones temporales de las condiciones del entorno operativo y económico de referencia, y debe emplearse la ecuación (1) en la que $\Delta \dot{E}_T \neq 0$. Por supuesto, esto requiere contar con un sistema de recolección de información que opere cotidianamente con una frecuencia de muestreo apropiada. Este tipo de análisis queda fuera del alcance de la tesis.

Finalmente, es importante hacer notar que los conceptos señalados arriba pueden englobar una variedad de subactividades que requieren recursos para su ejecución.

Por ejemplo, la “energía” asociada a la localización incluye las actividades de: a) prospección y caracterización sísmica, petrofísica, modelado geológico, caracterización geomecánica, caracterización geoquímica, análisis PVT, y pruebas de presión, análisis de impacto ambiental entre otros.

2.4 Cálculo de los costos “energéticos” del sistema

La traducción particular de las variables a una base energética equivalente se hace a través de los factores de conversión de la Tabla 1 a continuación (los precios de mercado de la mezcla mexicana (MM) y del crudo “West Texas Intermediate” (WTI) corresponden al mes de octubre de 2020).

Tabla 1 Factores de conversión para los cálculos.

Cantidad	Valor	Unidad
1 bbl equiv	6.00E+09	Joules
1 barril Mezcla mexicana	78	Dls/bl
1 dólar	20	Pesos
1 barril Mezcla mexicana	1560	Dls/PMX

El cálculo detallado de las E_i del sistema sigue el siguiente esquema general:

$$E_i = \alpha_i \beta_i (B_S V_C T_O)_i \quad (7)$$

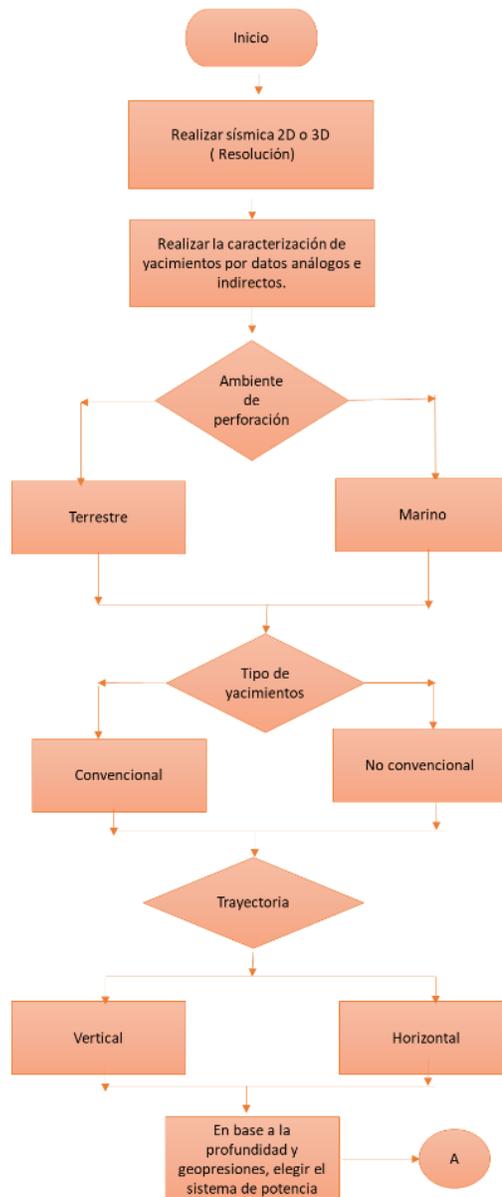
En esta expresión α_i y β_i son los factores de conversión para el volumen y para la energía (ver Tabla 1). B_S , V_C y T_O representan, respectivamente, el número de unidades que participan en la operación (bombas, barcos, malacates, etc.), energía consumida en Joules por barril y la fracción del tiempo de operación. El valor de E_j está dado por

$$E_j = \alpha_j \beta_j (N_{bbl} V_C T_O)_j \quad (8)$$

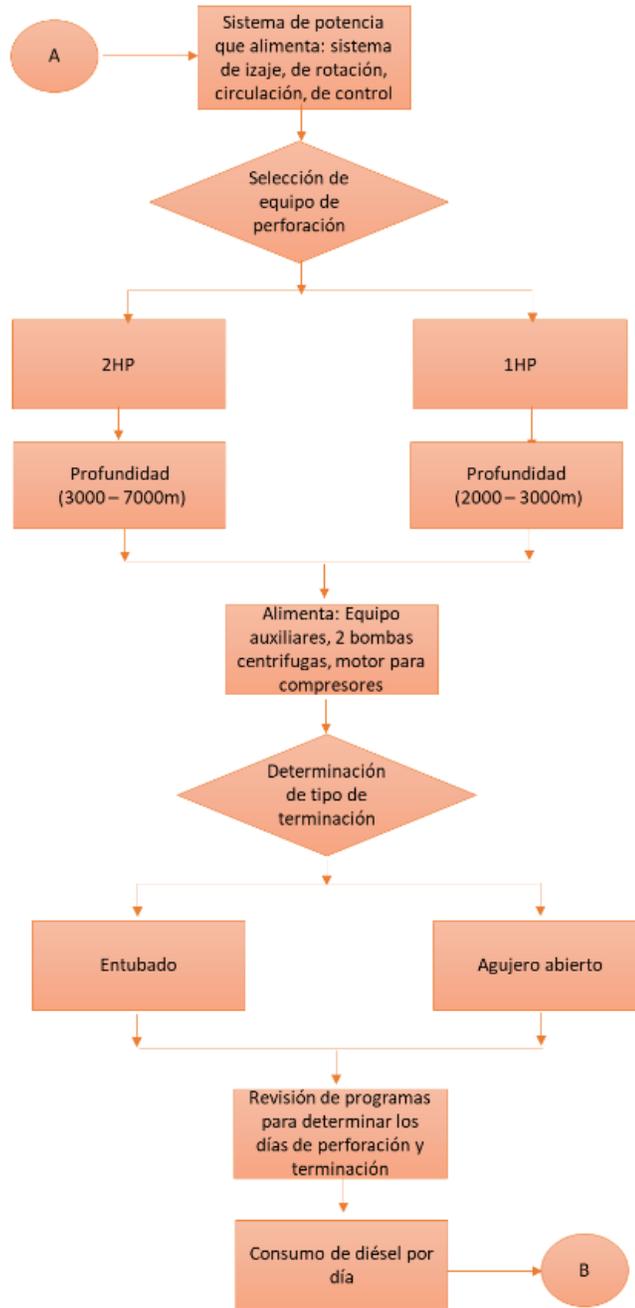
donde N_{bbl} es el número de barriles de crudo producido a través del pozo (mezcla mexicana).

2.5 Procedimiento para el análisis

El esquema de análisis se ilustra mediante el diagrama de flujo de la figura 4. Quedan incorporados a este procedimiento general los insumos necesarios para la exploración, perforación, terminación y operación de un pozo productor con una vida útil estimada de 20 años. Los datos de entrada se toman del documento de “Sustentabilidad 2020” reportado Pemex²³.



Evaluación termo-económica de un pozo petrolero



Evaluación termo-económica de un pozo petrolero

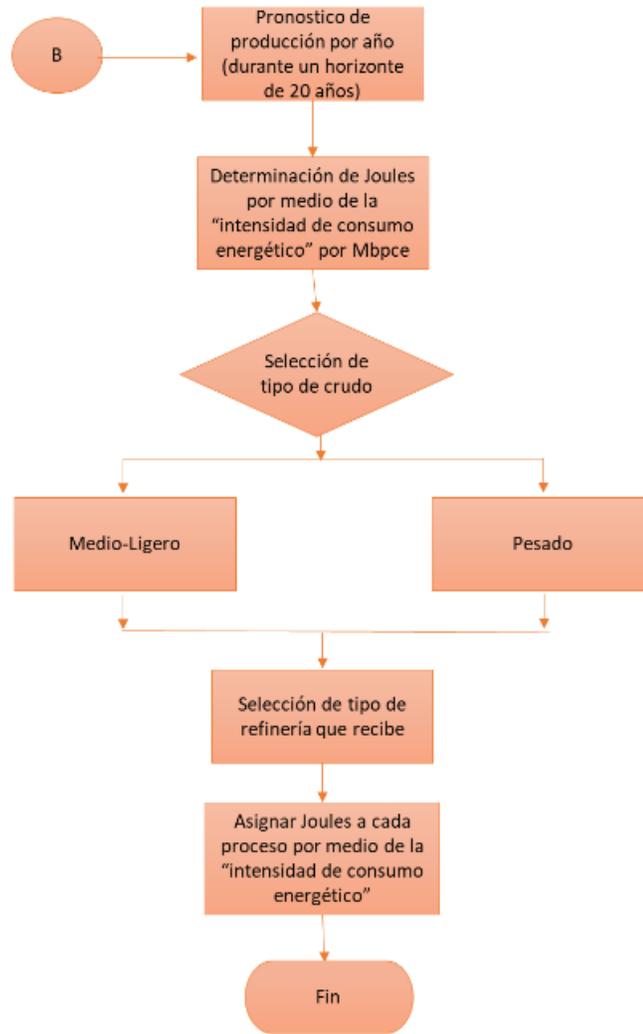


Fig. 4 Diagrama de flujo para cálculo energético de un pozo petrolero.

Cabe comentar que, en caso de requerirse una valoración puramente económica, podría cambiarse la base de cálculo mediante el factor de conversión correspondiente. Por ejemplo, a partir de los valores de la Tabla 1 es posible asignar un valor monetario a una unidad de energía. Para el caso que nos ocupa, tomamos como referencia el valor de la mezcla mexicana de crudo (al mes de octubre de 2020). Este tipo de cálculo queda fuera del alcance de la presente tesis.

Capítulo 3 EVALUACIÓN “TERMO-ECONÓMICA” DE UN POZO PETROLERO

1. Relevancia de la evaluación

Actualmente no existe ningún procedimiento sistemático para considerar el rendimiento de los sistemas de producción (con todos sus elementos asociados), que permita a los operadores y empresas del sector energético tomar decisiones acerca de la viabilidad de dichos sistemas. Resulta evidente que es necesario considerar la viabilidad de la producción de hidrocarburos en un contexto más amplio, que también tome en consideración a las fuentes de energía renovables y el daño ambiental de los distintos modos de producción de energía. La metodología presentada en esta tesis puede ser extendida para tomar en cuenta estos elementos de análisis.

Costo energético del eslabón corriente-arriba de la cadena (“upstream”)

En la fase inicial de la operación del sistema, la producción de tipo primaria se produce de manera natural. Esto significa que las condiciones de presión y temperatura del yacimiento son suficientemente elevadas para impulsar los hidrocarburos a través del pozo, sin necesidad de elementos adicionales. La figura 5 ilustra el comportamiento de la presión del yacimiento “alfa” de la región norte del país.

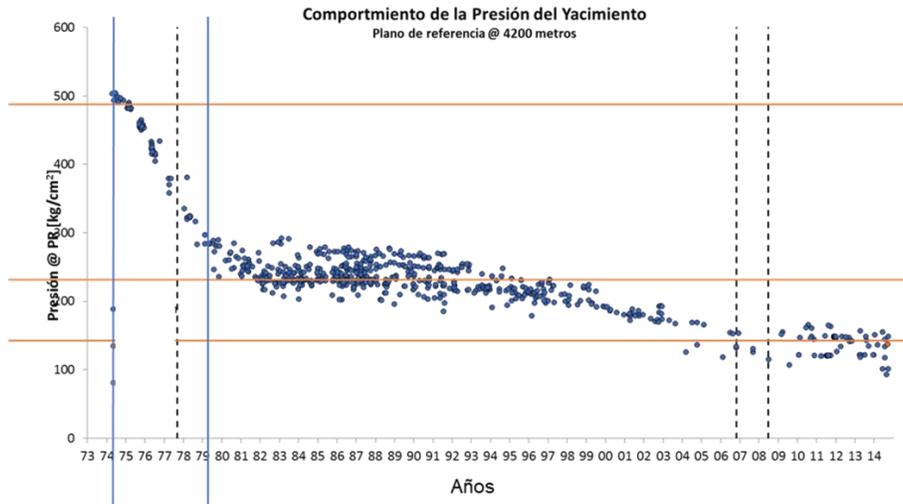


Fig. 5 Comportamiento de la presión de un yacimiento en su vida útil.

Debajo de los umbrales señalados por las líneas horizontales los fluidos en el yacimiento alcanzan la presión de saturación. Esto dificulta la producción natural y hace necesaria la instalación de sistemas artificiales y otros métodos de recuperación para mantener la producción. Según los datos reportados por Pemex²³ la energía consumida por la extracción total del petróleo es del orden indicado en la figura 6.

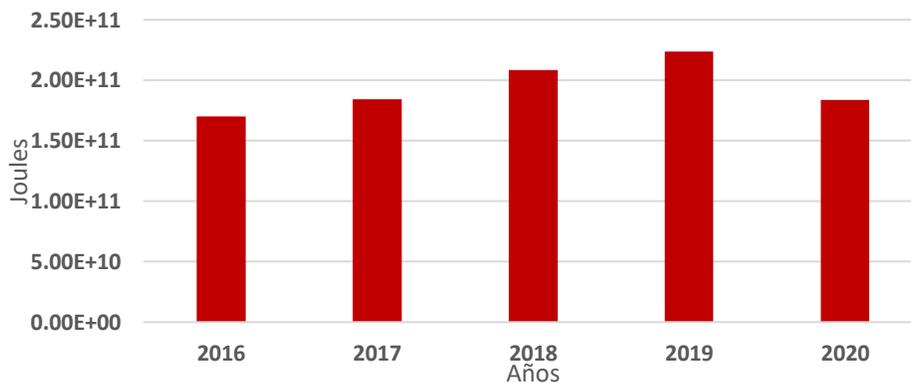


Fig. 6 Costo energético del sistema artificial por cada mil barriles de petróleo crudo equivalente²³

Costo energético del eslabón corriente-abajo de la cadena (“downstream”)

De igual forma, en la sección corriente-abajo de la cadena de valor es necesario invertir energía para transformar la materia prima en petrolíferos y petroquímicos de alto valor comercial. La figura 7 muestra el consumo histórico (en promedio) por cada mil barril de petróleo crudo refinado.

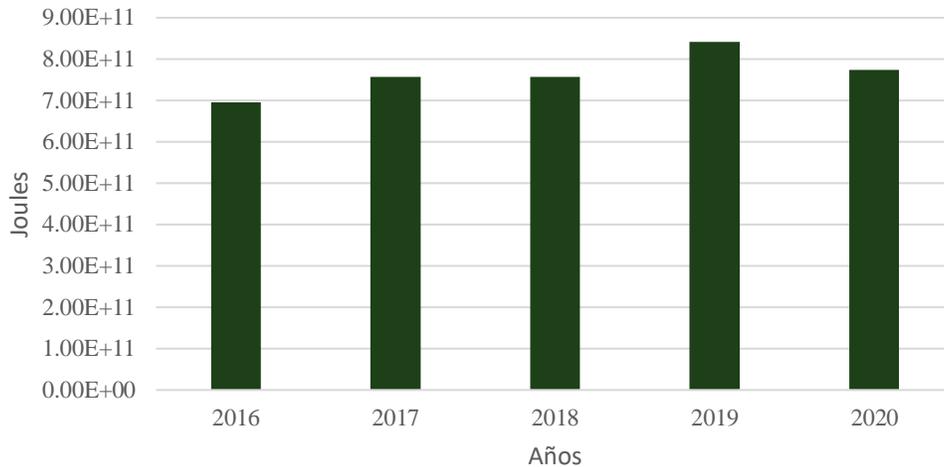


Fig. 7 Costo energético promedio (en Joules) por cada mil barriles de petróleo refinado²³

Cabe señalar que estos los eslabones corriente-arriba y corriente-abajo de la cadena de valor son los que consumen una mayor cantidad de energía para promover la producción (figura 8).

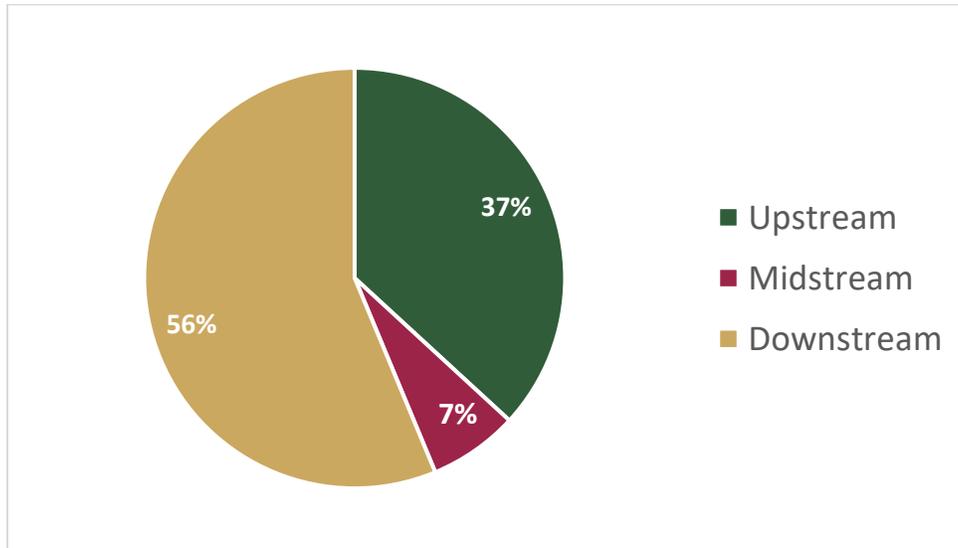


Fig. 8 Consumo por sección de la cadena de valor en México²³

Evaluación energética del pozo

El “rendimiento” de un pozo con una productividad anual de 48,000 barriles de crudo se calcula con la expresión (5). Al término del primer año de operación se tiene aproximadamente

$$E_{EX} + E_{PE} + E_{SI} + E_{SA} + E_{SE} = 1.10 \times 10^{13} \text{ Joules} \quad (9)$$

para los costos, y

$$E_H = 2.9 \times 10^{14} \text{ Joules} \quad (10)$$

para la ganancia. Por lo tanto, el obtenemos

$$\Delta E_{cv} = 2.77 \times 10^{14} \text{ Joules} \quad (11)$$

y concluimos que, al ser positivo, este “rendimiento” establece la viabilidad del eslabón de la cadena (es decir, el pozo), a partir del momento en que se puso en marcha. El gráfico de la figura 9 muestra permite contrastar el tamaño relativo de estos valores.

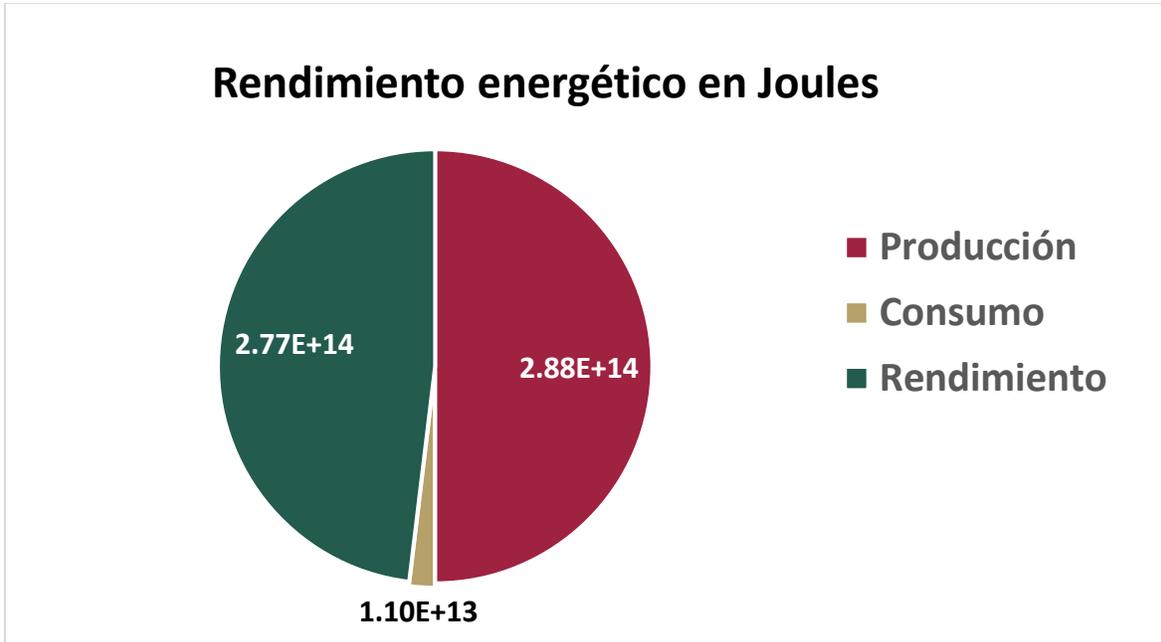


Fig. 9 Rendimiento del pozo productor de hidrocarburos durante el primer año de operación.

Al final de un período de 20 años de operación el sistema reporta un “rendimiento” global que asciende a

$$\Delta E_{cv} = 5.54 \times 10^{15} \text{ Joules} \quad (12)$$

Al extender el cálculo para cubrir la producción anual del yacimiento, dentro del período analizado (20 años), se obtiene la gráfica de la figura 10. Resaltan los máximos de explotación primaria del pozo durante los primeros 10 años de actividad, la declinación natural de la producción, el margen operativo mínimo (entre los años 11 y 12), y el incremento de la producción mediante las técnicas de bombeo artificial (del año 12 al 13). A pesar de los esfuerzos para extraer los hidrocarburos de manera económica mediante las técnicas de bombeo artificial, queda claramente establecido el declive del “rendimiento energético” del sistema a

partir del año 13. En este punto, se hace necesario emplear técnicas de recuperación secundaria para mantener la producción por encima de cierto umbral de “rendimiento económico”. Estos puntos particulares son determinantes en la evaluación global de la cadena de valor.

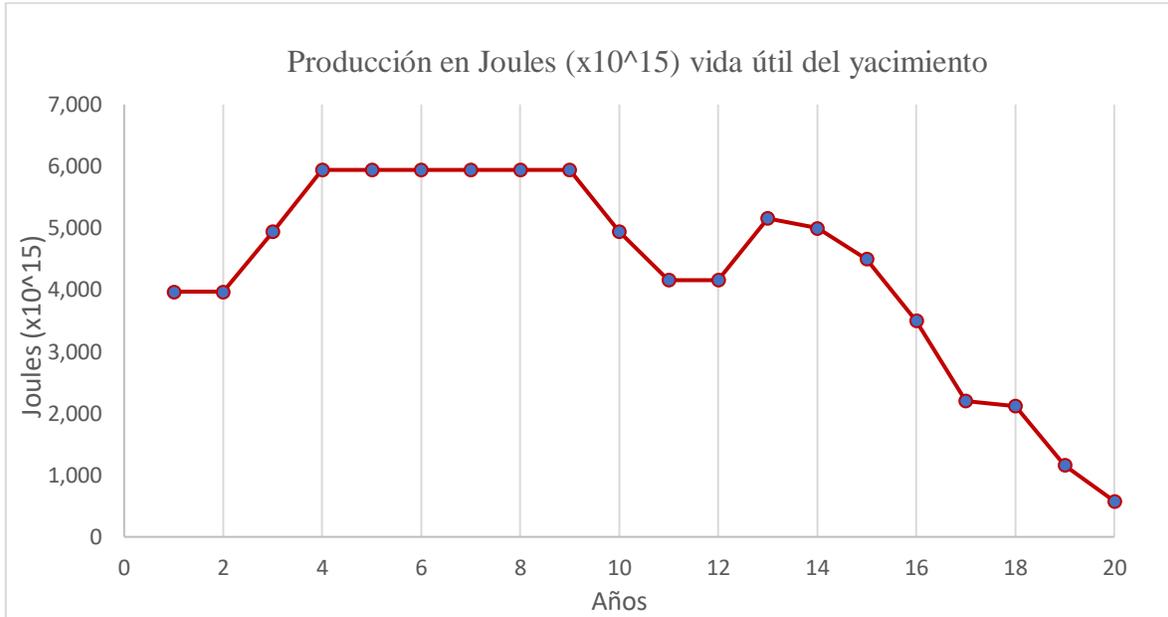


Fig. 10 "Rendimiento energético" durante la vida útil del yacimiento.

Por otra parte, mediante un cambio de la base de cálculo, es posible expresar el valor económico equivalente del “rendimiento” energético como sigue

$$\Delta E_{cv} = 4.61 \times 10^7 \text{ dólares} \quad (13)$$

al término del primer año de producción y

$$\Delta E_{cv} = 2.3 \times 10^6 \text{ dólares} \quad (14)$$

al final del período de 20 años de producción. La figura 11 muestra el “rendimiento económico” para cada año comprendido en el intervalo de interés. La forma general de este perfil (línea verde) es similar al de la figura (10). No obstante, se registran

variaciones perceptibles que se deben a la fluctuación del tipo de cambio y del valor de mercado del hidrocarburo en cuestión.

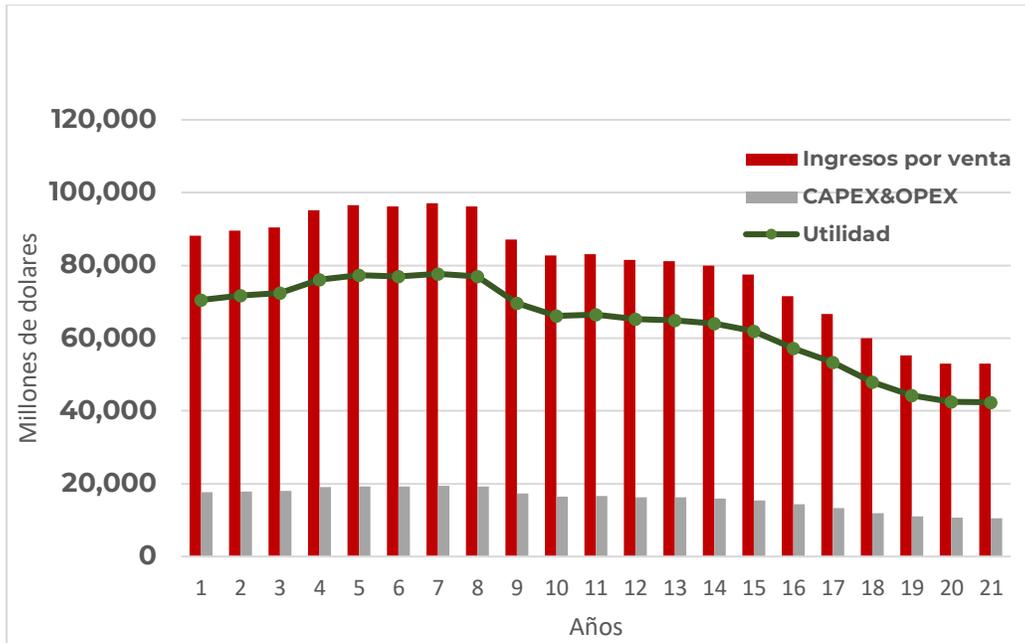


Fig. 11 Balance económico de la vida útil de un yacimiento

El “rendimiento económico” ahora se puede contrastar con los costos de inversión (CAPEX) y con los costos de operación (OPEX). Ello permite una evaluación contextualizada de los sistemas de producción a lo largo de su vida útil, desde el punto de vista económico.

Capítulo 4 CONCLUSIONES

Mediante una analogía de la primera ley de la termodinámica se realizó una metodología que tiene la capacidad que hacer evaluaciones en tiempos específicos a diferencia de los ACB que usa los promedios. Se consideró para el balance energético un pozo petrolero del yacimiento de Chicontepec donde la producción por pozo fluctúa entre los 60 y los 150 barriles por día. Para el análisis se tomó en cuenta el valor más bajo de este parámetro para probar las rentabilidades en este nivel, y posteriormente se consideró una producción más alta para determinar la sensibilidad correspondiente.

Considerando dos escenarios de variación, actualmente con una producción de 48 mil barriles anuales, se obtiene un gasto energético de $7.63E+12$ Joules (7.63 TJ) por cada dólar; el costo de producción promedio en esta región es de 30 dólares por barril, y considerando el precio del barril de la mezcla mexicana en 78 dólares por barril, se obtiene un rendimiento de 48 dólares por barril. Por otro lado, al disminuir el gasto energético en $1.15E+13$ Joules (11.5 TJ) por cada dólar, tendríamos un costo de producción de 20 dólares por barril dejando un rendimiento del 58 dólar por cada barril. Esta comparación significativa subraya la relevancia del rendimiento y eficiencia energética en el análisis de los sistemas complejos.

Respuestas a las interrogantes que motivan el trabajo

Se desarrolló una metodología inspirada en los balances termodinámicos para evaluar la viabilidad "energética" y "económica" de un elemento clave de la cadena de valor en la industria petrolera: el pozo productor de hidrocarburos. Para llevar a cabo el análisis se hicieron definiciones operativas de las cantidades utilizadas en los cálculos. Luego se procedió a establecer el balance para estimar el "rendimiento" del pozo con base en los costos involucrados y el monto de la "energía" producida. Se aplicó el balance para analizar un pozo concreto con los datos disponibles. Este tipo de valoración puede incluir factores disimilares, incluyendo los costos ambientales por emisiones de CO₂, etc.

En relación con las interrogantes que surgen naturalmente al considerar la producción de energía, consideramos las siguientes conclusiones.

1. ¿Cuánta energía útil (en Joules por barril de petróleo crudo equivalente) se obtiene de una fuente de energía dada?

En esta tesis se desarrolla una metodología para contestar esta pregunta para cualquier sistema de producción energético. Esto es posible debido a que se analizan el “ingreso energético” y los “costos energéticos” de producción (incluidos factores económicos, ambientales, etc.) sobre una misma base racional. Como ejemplo, aquí se aplicó dicha metodología para analizar un pozo de producción de hidrocarburos. Aunque este subsistema representa solamente un eslabón de la cadena de valor de los hidrocarburos, el análisis se puede extender a toda la cadena de valor y puede abarcar períodos de tiempo arbitrarios. En este caso concreto, queda plenamente establecido que la producción bruta de “energía” en el primer año de operación del pozo fue del orden de 2.9×10^{14} Joules (290 TJ).

2. ¿Cuánta de la energía producida es aprovechada realmente?

El análisis demostró que la producción bruta de “energía” en el primer año de operación del pozo fue del orden de 2.9×10^{14} Joules (290 TJ), mientras que los costos “energéticos” para hacer posible dicha producción ascendieron a 1.1×10^{13} Joules (11 TJ), es decir menos del 4% del total. Esto incluye los costos de caracterización sísmica, prospección, perforación, operación, etc. Por lo tanto, el “rendimiento” o “utilidad energética” asociado a este eslabón es aproximadamente 2.77×10^{14} Joules (277 TJ) al término del primer año de operación. Por consiguiente, durante la vida útil del pozo (20 años) el “rendimiento” acumulado asciende a 5.54×10^{15} Joules (5540 TJ). Debido a lo que esto implica en términos económicos, se explica perfectamente que la producción de hidrocarburos siga siendo tan atractiva para la industria energética (ello a pesar de las fluctuaciones de los precios internacionales del crudo, del tipo de cambio, el incremento de los costos de operación y de los equipos, etc.).

3. ¿Es posible establecer e incrementar la eficiencia de los sistemas de producción energéticos?

Dado que la evaluación propuesta se basa en balances en los que se identifican claramente las fuentes y los flujos “energéticos” de entrada y salida, es

perfectamente posible identificar a aquellos elementos del sistema que tienen un mayor costo en el balance de “energía”. Surge entonces la posibilidad de diseñar técnicas que mejoren la eficiencia global del pozo. Técnicamente el cálculo se instrumentaliza fácilmente porque todas las relaciones funcionales que describen al sistema están bien definidas. ¿Es posible considerar el impacto ambiental de los diferentes modos de producción energética, cuantificándolos e incorporándolos a un análisis que permita evaluar su pertinencia?

Más allá de la importancia que pueda tener el incremento en el “rendimiento” global del sistema, está el impacto ambiental que dicha mejora tiene asociada. Estos efectos no son evaluados en la presente tesis, pero podrían ser incluidos en el esquema general de cálculo mediante los factores de conversión apropiados.

También es pertinente mencionar que algunas técnicas para la producción de energías limpias aún tienen costos relativamente elevados y que resultan insuficientes para satisfacer la demanda creciente.

La transición energética en nuestro país deberá ser analizada, eventualmente, mediante un esquema similar al propuesto aquí.

Consideraciones finales y recomendación

En el estado actual, la metodología aquí discutida no difiere de manera apreciable de los análisis costo-beneficio tradicionales (o ACB). Sin embargo, la propuesta que se hace en esta tesis se refiere al eventual empleo de todo el aparato técnico desarrollado para el análisis de sistemas térmicos. Ello permitiría incluir en el análisis aspectos tan importantes como: a) el “potencial del rendimiento” que tiene la cadena de valor en relación con el “ambiente” productivo en el que opera, y b) la “degradación” de la “calidad” de la cadena de valor durante su vida útil. Por ejemplo,

se podría ponderar el efecto que tiene un cierto ambiente geopolítico, o un cierto ambiente económico y social, y reflejarlo en el potencial que auténticamente tiene la cadena de valor (o algún elemento de ella) operando en ese contexto.

Otro aspecto importante que debe tomarse en cuenta, desde el punto de vista técnico, es que en los ACB se emplean definiciones que no son únicas. Un ejemplo de ello es la razón costo-beneficio, que juega un papel similar al de un factor de "eficiencia", para la cual los autores proponen diferentes definiciones. En el esquema propuesto en esta tesis, tales discrepancias quedarían resueltas bajo un concepto único de "eficiencia de primera ley" cuyo significado es claro en términos de la consistencia interna de la teoría.

Aparte del problema anterior, los ACB tienen la fuerte limitación de que usualmente sus predicciones se basan en los valores esperados de las variables fundamentales. Por lo tanto, el análisis de costo-beneficio clásico ofrece una predicción estacionaria para un proceso (estadístico) que fluctúa en el tiempo. La suposición de que el valor medio (o esperado) es estacionario puede resultar incorrecta en ciertas situaciones, como se ve actualmente en la volatilidad de los precios de los hidrocarburos a causa del conflicto entre Rusia y Ucrania. Otro ejemplo es el comportamiento irracional de los individuos. Estas limitaciones son objeto de estudios contemporáneos y motivan el esfuerzo para ampliar el alcance técnico de los ACB (Abelson P., 2020).

Quizás la ventaja más significativa que pueda aportar la vertiente "termo-económica" sea la posibilidad de desarrollar análisis de sensibilidad paramétrica, de optimización del sistema, de evaluación sistemática de las incertidumbres, de evaluación de eficiencia, etc. En virtud de que la metodología propuesta produce relaciones funcionales explícitas, es posible calcular los costos marginales mediante

$$k = \left(\frac{\partial E_i}{\partial E_j} \right)_{cond}$$

en lugar de promedios del tipo

$$\bar{k} = \frac{E_i}{E_j}$$

Como apuntan Valero y colaboradores, “Los costos promedio solamente pueden ser conocidos después de la producción o mediante simulaciones... Por otro lado, los métodos de optimización termo-económica se basan en los costos marginales” (Valero et al., 2006).

Con base en estas consideraciones, se recomienda continuar explorando los posibles beneficios y ventajas que pueda traer consigo el desarrollo de una metodología consolidada (como es la teoría termodinámica), para adaptarla y aplicarla en el área de la evaluación global de sistemas complejos.

BIBLIOGRAFÍA

1. Diego Armando Lezcano Oquendo. (2011). Estudio exegético para identificar y evaluar potencialidades en energías renovables en el territorio colombiano, para planeamiento energético en periodos futuros. Medellin, Colombia: Universidad Nacional de Colombia.
2. Nicholas Georgescu-Roegen; La Ley de la Entropía y el proceso económico 1971
3. Demirel, Y. (2012). Energy. Green Energy and Technology.
4. Secretaria de energía "Balance Nacional de energía" (2020)
5. Marc A. Rosen. (2008). A concise review of exergy-based economic methods. Ontario, Canadá: Ontario Tech University.
6. Dumar Ferney. (2017). Aplicación de análisis exegético a una instalación de producción de hidrocarburos Ecopetrol. Colombia: Universidad Libre.
7. Michel J Moran & Howard N. Shapiro Fundamentos de termodinámica técnica 2 edición (2018)
8. Yunus A. Çengel, Termodinámica (2019) Novena edición
9. Román García D. A. (2015) Nuevo enfoque de la administración integral de Yacimientos, tesis, licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México.
10. Secretaría de Energía. (2020). Necesidades tecnológicas del sector hidrocarburos. Octubre de 2021, de Gobierno de México Sitio web: <https://www.gob.mx/sener/documentos/necesidades-tecnologicas-del-sector-hidrocarburos>
11. PEMEX. (2021). Informes. Octubre de 2021, de PEMEX Sitio web: [Pemex.com/informes](https://www.pemex.com/informes)
12. U.S. Energy Information Administration (2021) How much carbon dioxide is produced when different fuels are burned? Recuperado el 12 de octubre de 2021 de <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=73&t=11>

13. Global Carbon Atlas. CO2 Emissions. Octubre de 2021, de Global Carbon Project Sitio web: <http://www.globalcarbonatlas.org/es/CO2-emissions>
14. Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC). Martínez Arroyo A., Paramo Figueroa V. H., Gavilán García A., Mendoza Cantú A., Ramirez Muñoz T. (2019) Estimación de emisiones de Hg, CO₂, CH₄ y N₂O provenientes de la Refinería Dos Bocas. Recuperado el 12 de Octubre 2021 https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/492229/Documento_refiner_as_amc_agg_27_mayo__agg2_com_Ania_trm2.pdf
15. IEA. (2019). Putting CO₂ to use. Octubre de 2021, de IEA Sitio web: <https://www.iea.org/reports/putting-co2-to-use>
16. Universal Industries Gases, Inc. (2017). Unit Conversion Data for Carbon Dioxide. Octubre de 2021, de UIG Sitio web: http://www.uigi.com/co2_conv.html
17. Energy Economics. (2020). Statistical Review of World Energy. Octubre de 2021, de BP Sitio web: <http://www.bp.com/statisticalreview>
18. INEGI (2021) Parque Vehicular recuperado el 12 de octubre de 2021 de <https://www.inegi.org.mx/temas/vehiculos/>
19. BP (2020). Statistical Review of World Energy 2020. Octubre de 2021, de BP Sitio web: <http://www.bp.com/statisticalreview>
20. PEMEX (2019) Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias 2019-2023 recuperado el 12 de octubre de 2021 de https://www.pemex.com/acerca/plan-de-negocios/Documents/pn_2019-2023_total.pdf
21. Centro Nacional de hidrocarburos 2020 https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/570071/II.1_Reservas_al_1-ene-2020._vf-_VP_web-CNH.pdf
22. SENER (2021) Prontuario Estadístico marzo 2021 recuperado el 12 de octubre de 2021 de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/626943/Prontuario_marzo_2021__accesibilidad_.pdf

23. PEMEX (2021) Informe de Sustentabilidad recuperado el 12 de octubre de 2021
https://www.pemex.com/etica_y_transparencia/transparencia/informes/Documents/inf_sustentabilidad_2019_esp.pdf
24. SECRETARIA DE ENERGIA (2020) Sistema de Información Energética,
<https://sie.energia.gob.mx/>
25. Frías, L (2020) Gran potencial de México en energía geotérmica. Gaceta UNAM recuperado el 12 de octubre de 2021 de
<https://www.gaceta.unam.mx/gran-potencial-de-mexico-en-energia-geotermica/>
26. Energy transition, the amount of energy required by direct air carbon capture proves it is an exercise in futility <https://www.rechargenews.com/energy-transition/the-amount-of-energy-required-by-direct-air-carbon-capture-proves-it-is-an-exercise-in-futility/2-1-1067588>
27. Energy Information Administration (2021) <https://www.eia.gov/>
28. Mohammed N. Aldosari, Kiran K. Yalamanchi, Xin Gao, S. Mani Sarathy; Predicting entropy and heat capacity of hydrocarbons using machine learning (2020)
29. Design Of Thermal Systems 3rd Third Edition By Stoecker Wilbert Published By Mcgraw Hill Scienceengineeringmath 1989.pdf
30. Erlach, B. Serra, L. Valero, A. (1999). Structural theory as standard for thermoeconomics. Energy Conversion & Management. 40 (1627 – 1649).
31. Zhang, C. Wang, Y. Zheng, C. Lou, X. (2006). Exergy cost analysis of a coal fired power plant based on structural theory of thermoeconomics. Energy Conversion and Management. 47. (817 – 843).
32. Valero, A. Serra, L. Uche, J. (2006). Fundamentals of Exergy Cost Accounting and Thermoeconomics. Part I: Theory. Journal of Energy Resources Technology. Vol. 128. (1 – 8)
33. Valero, A. Serra, L. Uche, J. (2006). Fundamentals of Exergy Cost Accounting and Thermoeconomics. Part II: Applications. Journal of Energy Resources Technology. Vol. 128. (9 – 15)

34. Corning, P. A. Kline, S. J. (1998) Thermodynamics, Information and Life Revisited, Part 1: "To Be or Entropy". Systems Research and Behavioral Science. 15 (273 – 295).
35. Corning, P. A. Kline, S. J. (1998) Thermodynamics, Information and Life Revisited, Part 2: "Thermoeconomics and Control Information". Systems Research and Behavioral. 15 (453 – 482).

ANEXO 1

PANORAMA ENERGÉTICO GLOBAL Y NACIONAL

Entorno internacional

Para iniciar el análisis de la evaluación, debemos ponernos en contexto la situación de los países que invierten grandes esfuerzos en energía para satisfacer su demanda, así como el impacto ambiental que han tenido. Países como China, Estados Unidos e India que tiene el mayor consumo en el carbón, petróleo y gas natural derivado a su aumento constante del número de habitantes e industrias que lo consumen, en la figura 16 podemos observar cómo América del Norte y Medio Oriente basan la satisfacción de la demanda energética en el petróleo mientras que Europa ha hecho un importante esfuerzo para diversificar su portafolio energético con otras alternativas más limpias, en el caso de México está basado fuertemente en la satisfacción de su demanda energética a partir del petróleo y gas natural.

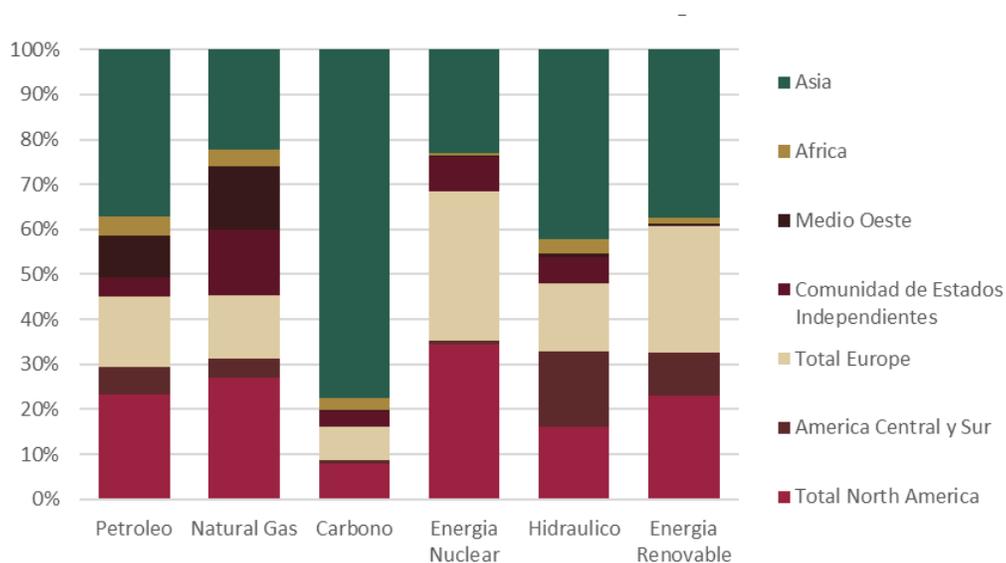


Fig. 12 Consumo energético mundial por bloques de países¹⁷

Según el INEGI para el 2020 se tenían registrados más de 50 millones¹⁸ de autos que usan fuentes de energías fósiles como medio de energía, como se observa claramente México es un país dependiente del petróleo y gas, sin embargo, instituciones de gobierno hacen esfuerzos por iniciar una matriz energética hacia energías más limpias.

Tabla 2 Consumo mundial de energía 2019, Joules

	Petróleo	Natural Gas	Carbono	Energía Nuclear	Hidraulico	Energía Renovable	Total (2019)
Total North America	4.478E+19	3.80745E+19	1.24E+19	8.5912E+18	6.034E+18	6.69725E+18	1.16584E+20
América Central y Sur	1.186E+19	5.95272E+18	1.48E+18	2.19354E+17	6.371E+18	2.72684E+18	2.86088E+19
Total Europe	3.04E+19	1.99488E+19	1.13E+19	8.27671E+18	5.657E+18	8.18358E+18	8.38155E+19
Comunidad de Estados Independiente	8.372E+18	2.06541E+19	5.53E+18	1.88257E+18	2.214E+18	3.02975E+16	3.86832E+19
Medio Oeste	1.78E+19	2.01007E+19	3.99E+17	5.71468E+16	2.968E+17	1.19107E+17	3.87771E+19
África	8.279E+18	5.4046E+18	4.47E+18	1.26711E+17	1.183E+18	4.05274E+17	1.98709E+19
Asia	7.154E+19	3.13173E+19	1.22E+20	5.77056E+18	1.59E+19	1.08141E+19	2.5756E+20
México	3.292E+18	3.26403E+18	5.08E+17	1.00298E+17	2.121E+17	3.45292E+17	7.72074E+18

En la tabla 4 y la gráfica 17 podemos observar que China y Estados Unidos son los países con más consumo de energía fósil, por lo tanto, representan más impactos ambientales, esto implica que la mayor parte de infraestructura de movilización está constituida por petrolíferos.

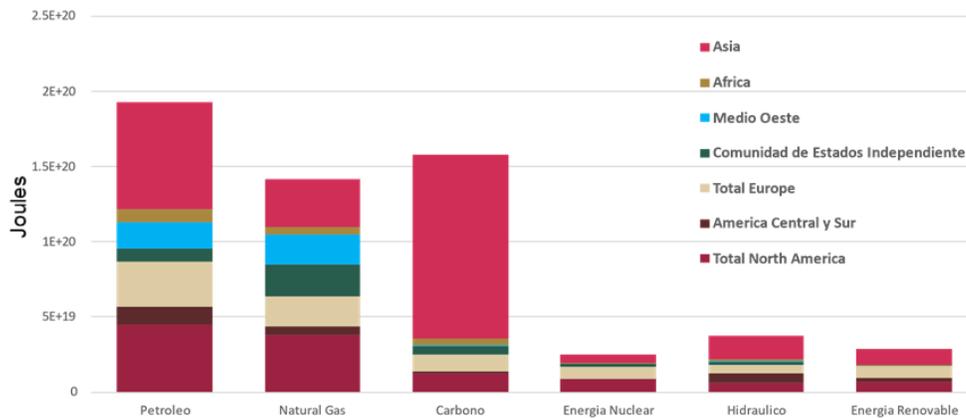


Fig. 13 Consumo *energético mundial*, Joules ¹⁹

Entorno nacional

México al ser un país petrolero como muchos países en América basa su energía en combustibles fósiles principalmente en petróleo y gas natural. El principal recurso para movilidad (gasolinas) y electricidad (gas natural) en términos de satisfacción de la demanda está en los campos petroleros de las regiones Norte, Sur y Marina de México

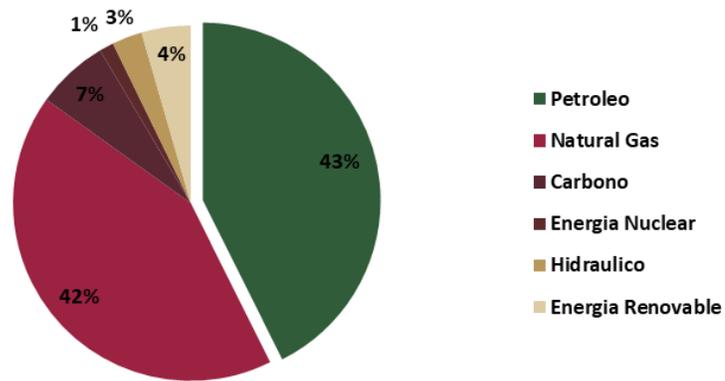


Fig. 14 Consumo *energético en México*¹⁹

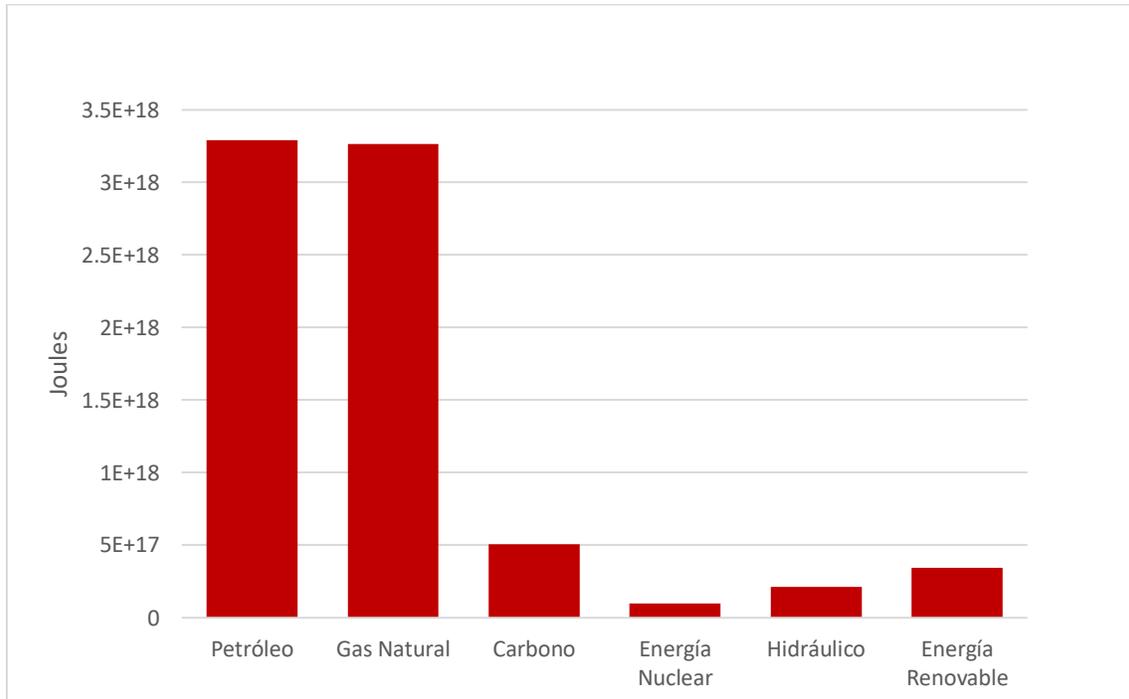


Fig. 15 Consumo energético en México, Joules¹⁹

Reservas en México

México es uno de los países con una riqueza en hidrocarburos actualmente intermedios y pesados de acuerdo con la clasificación de API, esto se debe a la disminución de los yacimientos con hidrocarburos volátiles y de menos complejidad técnica. Sin embargo, existe reserva probada para varios años más sin tomar en cuenta la reserva posible y probable, ni yacimientos no convencionales.

México tiene una reserva probada de 7182 en millones de barriles de petróleo crudo equivalente en energía a $4.32E+19$ Joules, ésta reserva nos da una capacidad para varios años más sin considerar invertir más exploración en las zonas identificadas como plays con posibilidad de extracción de hidrocarburo comercial adicional.

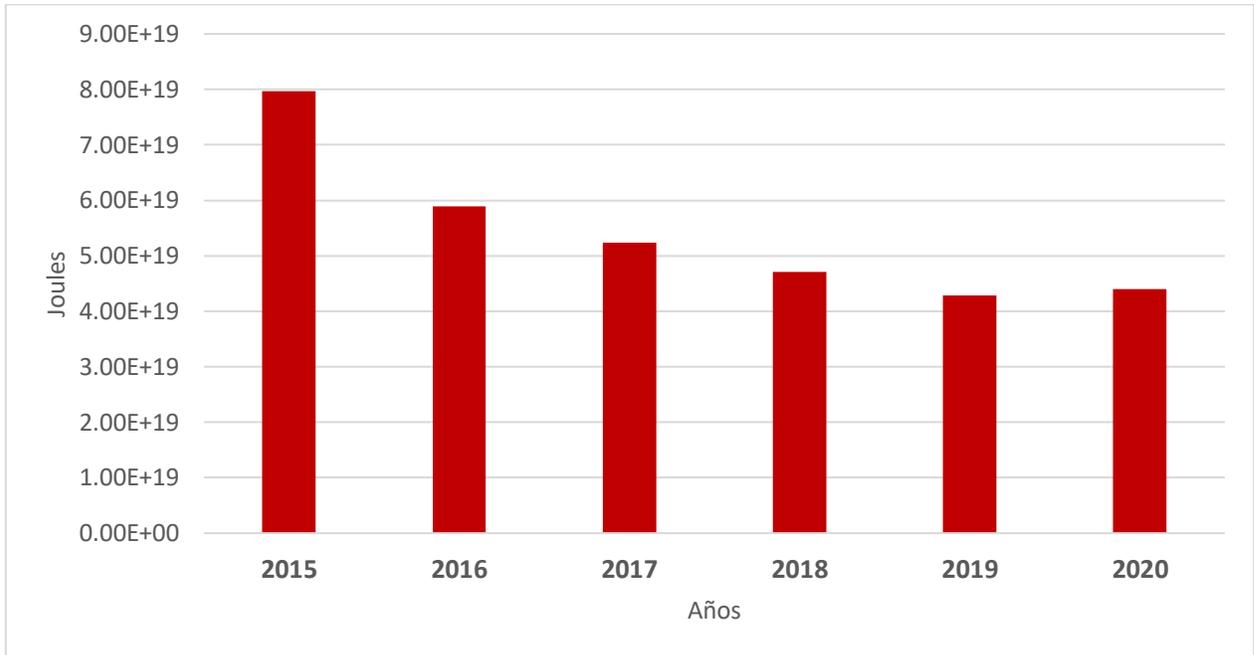


Fig. 16 Reservas Probadas al 1ro de enero de cada año (2015-2020)²¹