



**ESTUDIO DE LA PRODUCCIÓN PETROLERA EN VENEZUELA A TRAVÉS  
DE LOS MODELOS FÍSICOS DE AGOTAMIENTO DE RECURSOS  
ENERGÉTICOS NO RENOVABLES PARA EL PERÍODO 1917-2018**

---

*Trabajo Especial de Grado presentado ante la Universidad Central de Venezuela  
como requisito para optar al Título de: Economista.*

Autor:

Carlos E. Sánchez P. C.I: V.-25.409.746

Tutor: Econ. Daniel Cadenas

Ciudad Universitaria de Caracas, mayo 2019.

## ÍNDICE GENERAL

Agradecimientos y dedicatorias .....	IX
Resumen .....	X
Introducción .....	XI
Capítulo I: Planteamiento del problema.....	13
Contexto del problema. ....	13
El problema. ....	16
Justificación.....	17
Objetivos de la Investigación. ....	18
Capítulo II: Marco Teórico .....	19
Antecedentes de la Investigación .....	19
Bases teóricas .....	24
Modelo de producción acumulada de recursos agotables: la función logística .....	25
Modelo de producción temporal de recursos agotables: la primera derivada logística .....	24
La forma parabólica equivalente de la función logística.....	28
Ciclo de producción de recursos energéticos no renovables.....	29
La metodología de J.H Laherrère: Enfoque multicíclico de Hubbert .....	34
Matriz de operacionalización de variables .....	36
Capítulo III: Marco Metodológico .....	37
Tipo de investigación .....	37
Método de investigación .....	37
Procedimiento de la investigación.....	38
Capítulo IV: Ciclos productivos del petróleo en Venezuela.....	45
Antecedentes de la explotación petrolera .....	45
Ciclo de producción petrolera 1917-1932 .....	45
Ciclo de producción petrolera 1932-1942 .....	49
Ciclo de producción petrolera 1942-1986 .....	54
Ciclo de producción petrolera 1986-2003 .....	58
Ciclo de producción petrolera 2003-2018 .....	61
Capítulo V: Aplicación del enfoque multicíclico de Hubbert.....	65
Producción acumulada de petróleo 1917-2018 .....	65
Volumen final de producción acumulada de petróleo (URR) y período de agotamiento .....	66
Enfoque multicíclico de Hubbert aplicado a nivel de cuencas petrolíferas.....	71
Interpretación de resultados ante el contexto actual.....	74
Capítulo VI: Estimación de la producción petrolera.....	76
Escenario pesimista 2019-2023 .....	76
Estimaciones al corto plazo: producción mensual de petróleo.....	79
Escenario optimista 2019-2060 .....	82
Escenario optimista por cuencas petrolíferas 2019-2040.....	86

Cuenca Maracaibo-Falcón.....	86
Cuenca Oriental.....	90
Conclusiones .....	94
Referencias.....	97
Anexos .....	101
Modelo de Hubbert y enfoque multicíclico aplicados al gas natural .....	101
Aplicación del enfoque multicíclico de Hubbert a la producción del gas natural en Venezuela .....	103
Aplicaciones secundarias del enfoque multi-cíclico de Hubbert: Reservas probadas y consumo interno de hidrocarburos .....	108

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Producción anual de petróleo en Dinamarca (1972-2017) y ajuste de la primera derivada logística.....	14
Gráfico 2: Producción anual de petróleo en Noruega (1971-2017) y ajuste de la primera derivada logística.....	14
Gráfico 3: Producción anual de petróleo en Venezuela (1917-2018) y ajuste de la primera derivada logística.....	15
Gráfico 4: Producción anual de petróleo en EEUU (1875-1955) y ajuste de curva de primera derivada logística.....	20
Gráfico 5: Producción anual de petróleo en Francia (1930-1996) y ajuste de dos curvas de primera derivada logística.....	21
Gráfico 6: Producción anual de petróleo en Países Bajos (1940-1996) y ajuste de tres curvas de primera derivada logística.....	21
Gráfico 7: Ajuste de dos curvas de primera derivada logística a la producción anual de Venezuela (1917-2008).....	22
Gráfico 8: Producción anual de petróleo en Venezuela (1986-2008) y ajuste de la primera curva logística asumiendo $URR=77.565$ .....	23
Gráfico 9: Modelo general de la función logística.....	25
Gráfico 10: Modelo general de la primera derivada de la función logística.....	27
Gráfico 11: Producción acumulada de petróleo en Dinamarca (1972-2017) y ajuste de la función logística.....	33
Gráfico 12: Producción acumulada de petróleo en Noruega (1971-2017) y ajuste de la función logística.....	33
Gráfico 13: Producción acumulada de petróleo en Venezuela (1917-2018) y ajuste de la función logística.....	34
Gráfico 14: Modelo general del enfoque multicíclico de Hubbert.....	35
Gráfico 15: Producción acumulada de petróleo en Reino Unido (1965-2017) y ajuste de la función logística.....	35
Gráfico 16: Producción anual de petróleo en Venezuela (1917-1932) y ajuste de la primera derivada logística.....	49
Gráfico 17: Producción anual de petróleo en Venezuela (1932-1942) y ajuste de la primera derivada logística.....	53
Gráfico 18: Acervo bruto de capital real petrolero (1940-1982).....	56
Gráfico 19: Producción anual de petróleo en Venezuela (1942-1986) y ajuste de la primera derivada logística.....	57
Gráfico 20: Producción anual de petróleo en Venezuela (1986-2003) y ajuste de la primera derivada logística.....	61
Gráfico 21: Producción anual de petróleo en Venezuela (2003-2018) y ajuste de la primera derivada logística.....	64
Gráfico 22: Producción anual de petróleo en Venezuela (1917-2018) y ajuste de múltiples curvas de primera derivada logística.....	66

Gráfico 23: Modelado algebraico de la producción anual de petróleo (1917-2018) a través del enfoque multi-cíclico de Hubbert .....	67
Gráfico 24: Producción anual de petróleo en la Cuenca Maracaibo-Falcón (1949-2016) y ajuste de múltiples curvas de Hubbert .....	71
Gráfico 25: Producción anual de petróleo en la Cuenca Apure-Barinas (1949-2016) y ajuste de múltiples curvas de Hubbert .....	72
Gráfico 26: Producción anual de petróleo en la Cuenca Oriental (1949-2016) y ajuste de múltiples curvas de Hubbert.....	72
Gráfico 27: Producción anual de Petróleo en Venezuela (2013-2018) y ajuste de primera derivada logística.....	78
Gráfico 28: Producción mensual de la producción petrolera (2015-2018) y ajuste de primera derivada logística.....	81
Gráfico 29: Ajuste de primera derivada logística a expectativas optimista de producción petrolera en Venezuela 2019-2029 suponiendo URR=84.248,26 MMB. 84	84
Gráfico 30: Producción anual de petróleo en Venezuela (1917-2018) y ajuste de múltiples curvas de primera derivada logística asumiendo URR = 84.248,26 MMB 86	86
Gráfico 31: Ajuste de primera derivada logística a expectativas de producción petrolera en Cuenca Maracaibo-Falcón 2019-2029 asumiendo condiciones óptimas 88	88
Gráfico 32: Producción anual de petróleo en la Cuenca Maracaibo-Falcón (1940-2016) y ajuste de múltiples curvas de Hubbert asumiendo condiciones óptimas.....	90
Gráfico 33: Ajuste de primera derivada logística a expectativas de producción petrolera en Cuenca Oriental 2019-2029 asumiendo condiciones óptimas .....	92
Gráfico 34: Producción anual de petróleo en la Cuenca Oriental (1940-2016) y ajuste de múltiples curvas de Hubbert asumiendo condiciones óptimas.....	92
Gráfico 35: Producción acumulada de gas natural en Trinidad y Tobago (1970-2017) y ajuste de función logística.....	101
Gráfico 36: Producción anual de gas natural en Trinidad y Tobago (1970-2017) y ajuste de primera derivada logística.....	102
Gráfico 37: Producción anual de gas natural en Alemania (1970-2017) y ajuste de múltiples curvas de primera derivada logística.....	102
Gráfico 38: Producción acumulada de gas natural en Venezuela (1948-2017) y ajuste de la función logística .....	103
Gráfico 39: Producción anual de gas natural en Venezuela (1948-2017) y ajuste de primera derivada logística.....	104
Gráfico 40: Producción anual de gas natural en Venezuela (1948-2009) y ajuste de primera derivada logística.....	104
Gráfico 41: Producción anual de gas natural en Venezuela (2009-2017) y ajuste de primera derivada logística.....	105
Gráfico 42: Producción anual de gas natural en Venezuela (1948-2017) y ajuste de múltiples curvas de primera derivada logística.....	106
Gráfico 43: Reservas probadas de petróleo en Brasil (1980-2017) y ajuste de primera derivada logística .....	108
Gráfico 44: Consumo interno de petróleo en Brasil (1980-2017) y ajuste de primera derivada logística .....	109

Gráfico 45: Reservas probadas de petróleo en Ecuador (1960-2017) y ajuste de múltiples de primera derivada logística .....	109
Gráfico 46: Consumo interno de petróleo en Bélgica (1965-2017) y ajuste de múltiples curvas de primera derivada logística.....	110

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Matriz de operacionalización de variables .....	36
Tabla 2: Estimación general de la producción petrolera (2019-2025) a través del ajuste de la q-ésima curva de primera derivada logística .....	43
Tabla 3: Estimación general de la producción petrolera (1919-2060) a través del ajuste de una curva de primera derivada logística asumiendo condiciones optimista .....	44
Tabla 4: Número de pozos perforados en Venezuela (1922-1929).....	46
Tabla 5: Número de pozos perforados en Venezuela (1929-1932).....	48
Tabla 6: Consumo interno de petróleo en Venezuela (1937-1942).....	51
Tabla 7: Taladros activos en Venezuela (2011-2018) y variación interanual.....	63
Tabla 8: Tendencia de la producción de petróleo 2019-2060 de acuerdo al ajuste de la curva de primera derivada logística 2003-2018.....	70
Tabla 9: Tendencia de la producción de petróleo 2017-2060 por cuencas petrolíferas de acuerdo al ajuste de curvas de primera derivada logística .....	73
Tabla 10: Comparación de cifras oficiales de la producción petrolera según OPEP con ajuste de primera derivada logística .....	74
Tabla 11: Escenario pesimista de la producción anual de petróleo en Venezuela 2019-2023.....	79
Tabla 12: Escenario de la producción mensual de petróleo en Venezuela 2019-2020 .....	82
Tabla 13: Escenario optimista de la producción anual de petróleo en Venezuela 2019-2060.....	85
Tabla 14: Escenario optimista de la producción anual de petróleo en la Cuenca petrolífera de Maracaibo-Falcón 2019-2040.....	89
Tabla 15: Escenario optimista de la producción anual de petróleo en la Cuenca petrolífera Oriental 2019-2040 .....	93
Tabla 16: Escenario de la producción de gas natural en Venezuela 2019-2060 .	107

## ÍNDICE DE ESQUEMAS

Esquema 1: Ciclo natural de explotación de un recurso no renovable.....	30
---	----



## AGRADECIMIENTOS Y DEDICATORIAS

A mis padres, *Carlos Sánchez Aular* y *Carolina Piñerua*, quienes me han brindado su apoyo incondicional toda mi vida y han cuidado de mí para que no falte nada y algún día pueda llegar a ser un profesional íntegro y una persona de valores

A mis abuelos, *Ernesto Piñerua* y *Petra Fuentes*; mi tía, *Adriana Piñerua*; y mi hermano, *Luis Sánchez*, por estar siempre pendiente de mí e incentivarme cada día a hacer el mejor esfuerzo en todas las metas que me proponga como la presente investigación.

A mi tutor académico, *Economista Daniel Cadenas*, por ofrecerme la oportunidad de elaborar el presente Trabajo Especial de Grado y hacer seguimiento del mismo. Pese a no haber visto clases con él, confió en mis aptitudes para llevar a cabo esta investigación. Igualmente, agradezco al *Profesor Julio César Valor Bello*, quien revisó y verificó los aspectos metodológicos del presente trabajo.

A la *Universidad Central de Venezuela*, mi alma mater. Es un orgullo formar parte de la mejor casa de estudios del país cuyos profesores están dedicados a formar profesionales íntegros día a día, a pesar de las dificultades. También quiero agradecer por los servicios brindados de esta casa de estudio, entre ellos, destaco la labor Sr. Alexander Carrasquel, Jefe de Seguridad de la Facultad de Ciencias Económicas y Sociales, y al Sr. Gustavo Pérez, Analista de Control de Estudios, quienes siempre me han apoyado y brindado sus servicios de manera cordial y ética a lo largo de mis estudios.

Al compañero *Br. Henry Pérez*, preparador de la Escuela de Petróleo UCV, quien me ha apoyado en suministrar material de apoyo e información relevante a considerar en la realización de esta investigación.

Por último, quiero dedicar este Trabajo Especial de Grado a mi gran amigo *Andrés Miranda* (†), mi ejemplo a seguir de persona humilde, honesta, altruista y comprometida. A él, le agradezco cada consejo y sus palabras de aliento para que yo mejorara mi comportamiento frente a los demás y fuera mejor ser humano cada día.

**CARLOS ERNESTO SÁNCHEZ PIÑERUA**

UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA  
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y SOCIALES  
ESCUELA DE ECONOMÍA

**ESTUDIO DE LA PRODUCCIÓN PETROLERA EN VENEZUELA A TRAVÉS DE LOS  
MODELOS FÍSICOS DE AGOTAMIENTO DE RECURSOS ENERGÉTICOS NO  
RENOVABLES PARA EL PERÍODO 1917-2018**

Trabajo Especial de Grado

Autor:

Carlos E. Sánchez P. C.I: V.-25.409.746

Tutor: Econ. Daniel Cadenas

## **RESUMEN**

Para el estudio de la explotación de los recursos energéticos agotables desde el punto de vista económico, resulta necesario auxiliarse con otras disciplinas técnico-científicas que aborden los recursos energéticos y permitan una comprensión integral del tema. De este modo, se podría responder al alto grado de insatisfacción que presenta la teoría económica convencional de los recursos agotables, como modelo explicativo del mercado energético en la actualidad. El objetivo de este trabajo fue estudiar la producción de petróleo en Venezuela a través de los modelos físicos de agotamiento de recursos energéticos no renovables para el periodo 1917-2018. Para ello, se presentó el ajuste de curvas de la función logística y primera derivada logística que han sido popularizados en los últimos años bajo el nombre de “Teoría del Pico del Petróleo”. La aplicación de estos modelos demuestra que suele ajustarse para unos países, pero no para otros. Entre los países donde este enfoque suele fallar, se encuentran la mayoría de los miembros de la OPEP y, entre ellos, Venezuela. Por lo tanto, se propone el método sugerido por Lahèrre (1997), que consiste en el ajuste de múltiples curvas de primera derivada logística. De esta manera, se realizó una revisión histórica desde 1917 hasta 2018, del cual se logró identificar cinco ciclos productivos petroleros en Venezuela, a los cuales, le corresponde a cada uno un ajuste de una curva de primera derivada logística. De este modo, se plantearon pronósticos de la producción petrolera venezolana para el período 2019-2060. Posteriormente, se aplicó este enfoque a nivel de las cuencas petrolíferas venezolanas para pronosticar su posible comportamiento con mayor exactitud. Por último, se planteó una serie de supuestos positivos que revelan varios escenarios optimistas de la producción petrolera venezolana tanto a nivel nacional como a nivel de cuencas. La aplicación de estos modelos físicos presenta numerosas implicaciones de orden económico que deben ser tomadas en cuenta como un escenario probable por los formuladores de políticas de un país.

Descriptores: producción acumulada, producción temporal, pico de petróleo (*peak oil*); enfoque multi-cíclico de Hubbert; ciclo de explotación de un recurso energético; reservas probadas desarrolladas; cuencas petrolíferas.

## INTRODUCCIÓN

Durante el año 1956, el ingeniero geofísico Martin King Hubbert desarrolló un trabajo de investigación denominado *Nuclear energy and the fossil fuels* en el cual estudió la producción anual de petróleo, gas natural y carbón; con la finalidad de estimar el tiempo en el que se alcanzará la máxima producción de los recursos energéticos y en qué momento se agotarán a nivel mundial. Para esto, se enfocó primeramente en la producción de combustible fósil de Estados Unidos (EEUU) y, utilizando los ajustes estadísticos a través de la función logística propuesta por el matemático belga Verhulst en 1838, concluyó que la producción anual de petróleo aumentaría hasta alcanzar su máximo nivel (*peak oil*) en 1970 y, a partir de ahí, iniciaría la fase de descenso hasta agotarse estos recursos.

A pesar de que estos estudios fueron desestimados durante la época de los 60 y 70 porque la concepción de que las expectativas de precios eran las que regían la explotación de combustible fósil, la producción petrolera estadounidense se elevó hasta alcanzar su mayor valor en 1971 y empezó a descender posteriormente. De esta manera, las predicciones de Hubbert acertaron y cobraron validez en la comunidad científica, para estudiar la producción de los recursos energéticos en otros países. Sin embargo, todavía prevalecía la intención de estudiar “el pico de petróleo” mundial que no pudo ser predeterminado por Hubbert. En ese entonces, se especulaba que los países de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP) brindaban información sin credibilidad sobre las cifras de producción de los países miembros y, a esto, se le atribuía el aparente fracaso a Hubbert.

Para 1997, Jean Lahèrre señala que pueden originarse más de un ciclo productivo de estos recursos energéticos porque las fases de exploración suceden a las etapas de producción. En este sentido, este autor sugiere que las cifras de explotación que presentan algunos países deben ajustarse con más de una curva de primera derivada de la función logística. De esta manera, se inducía a la concepción de que los campos petroleros en el mundo no son homogéneos dado a que pueden

encontrarse en distintas fases productivas y, por tanto, se genera la imposibilidad de definir un “pico de petróleo mundial”. Sin embargo, quedó solucionado el problema de adaptar algebraicamente estos modelos físicos a la serie temporal de producción de los países OPEP y otros.

En definitiva, estos modelos físicos que son de uso común para los profesionales técnicos en la explotación de recursos naturales no renovables deben servir para aportar enormemente a la teoría económica de la energía, ya que se trata de un área del conocimiento en la cual las consideraciones de orden estrictamente económico no resultan suficientes para la completa comprensión del tema. Esto confluye en las visiones y aportes del geólogo, del físico, del químico, del ingeniero y por supuesto las del economista. Sin embargo, la segmentación del conocimiento, propia del paradigma cartesiano, ha traído como consecuencia que el economista promedio no entienda la forma en que los geólogos e ingenieros petroleros abordan el modelado de la oferta de recursos energéticos y recurran a las herramientas econométricas de modelado lineal como si se tratara de fenómenos monetarios, y no de fenómenos de energía y materia que engloban los modelos de Hubbert y el enfoque de Lahèrre.

La aplicación de estos modelos geológicos presenta numerosas implicaciones de orden económico, que deben ser consideradas por los formuladores de políticas de un país, especialmente Venezuela cuya economía depende en gran magnitud de la actividad petrolera y de otras energías. Además, la interdisciplinariedad de este trabajo ofrecerá una manera alterna y más exacta de manejar los supuestos y expectativas de escenarios futuros en relación a las políticas petroleras y energéticas.

Este estudio se presenta en seis capítulos, el primero contentivo del planteamiento del problema; el segundo desarrolla el marco teórico de la indagación; el tercero se constituye en el marco teórico del trabajo; el cuarto presenta los ciclos productivos del petróleo en Venezuela; el quinto demuestra el enfoque multicíclico de Hubbert; y en el sexto se presentan estimaciones de la producción petrolera.

# CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

## Contexto del problema

Para la economía petrolera, resultaría provechosa la creación de puentes interdisciplinarios con otras ciencias, como la geología, la física y la minería, para ofrecer una mayor aproximación al estudio de la producción de petróleo. De hecho, se puede garantizar un análisis económico que sea completo e íntegro al incorporar los modelos físicos de agotamiento de recursos energéticos que forman parte de la práctica común de los profesionales técnicos en esta materia, como los geólogos o los ingenieros de petróleo.

Uno de esos modelos es el denominado “la primera derivada de la función logística”, al cual, se le ha popularizado con el nombre de “modelo de Hubbert”, “campana de Hubbert” o “pico de petróleo”<sup>1</sup>.

Los resultados que ha arrojado en varios países la aplicación de este modelo han sido cónsono con las observaciones que registran las instituciones y empresas<sup>2</sup>, lo cual, indica lo útil que es este modelo al momento de estimar la producción anual de petróleo<sup>3</sup>. Para ello, se puede destacar como ejemplo los casos de Dinamarca (ver gráfico 1) y Noruega (ver gráfico 2).

En el primer caso se aprecia con claridad que el comportamiento de la producción petrolera fue incrementándose gradual y sostenidamente hasta el momento de alcanzar el nivel más elevado, y posteriormente producirse un decrecimiento, de igual manera gradual y sostenida. En el caso de Dinamarca tanto el incremento como la disminución son más acentuados que en el caso de Noruega, sin embargo en ambos países se cumple a cabalidad el modelo de Hubbert.

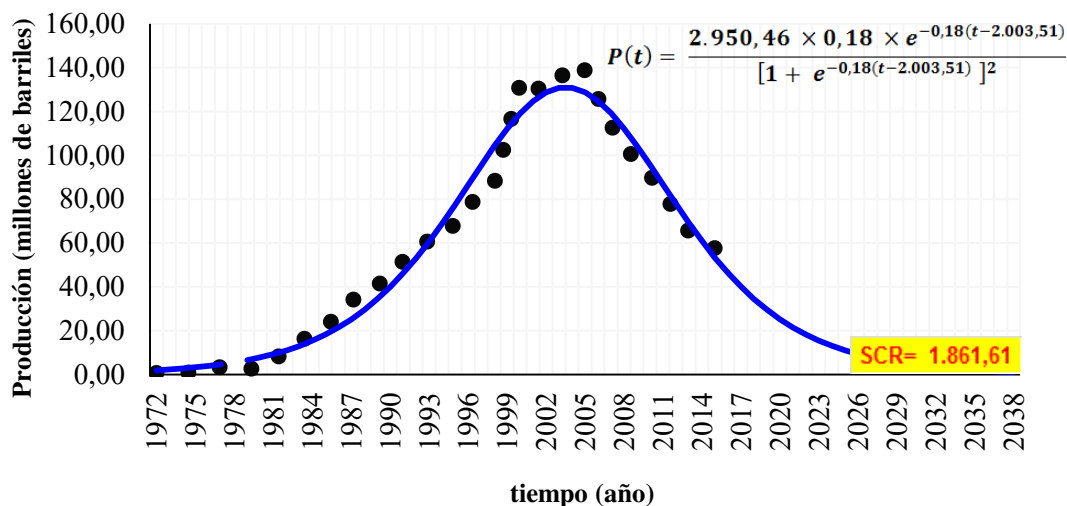
---

<sup>1</sup> El desarrollo de este modelo se llevará a cabo en el marco teórico.

<sup>2</sup> Principalmente, a través de BP Statistical Review of World Energy, en donde se ofrece las cifras de producción anual para el período 1965-2017 de un conjunto de países.

<sup>3</sup> De hecho, el ajuste de estos modelos ha resultado exitoso para verificar la producción petrolera de una gran cantidad de países como: México, Italia, Omán, Siria, Egipto, República del Congo, India, Rumania, la antigua Unión Soviética, Argentina, Indonesia, Vietnam, Brunei, entre otros.

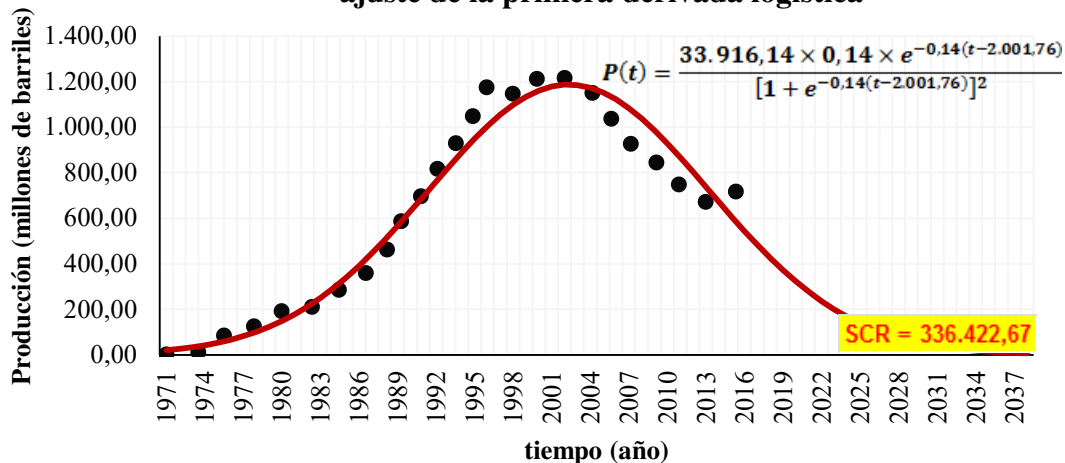
### Producción anual de petróleo en Dinamarca (1972-2017) y ajuste de la primera derivada logística



• • • Observaciones - Producción anual — Ajuste - Primera derivada logística

**Gráfico 1: Producción anual de petróleo en Dinamarca (1972-2017) y ajuste de la primera derivada logística.** Fuente: BP Statistical Review of World Energy (2018) y cálculos propios.

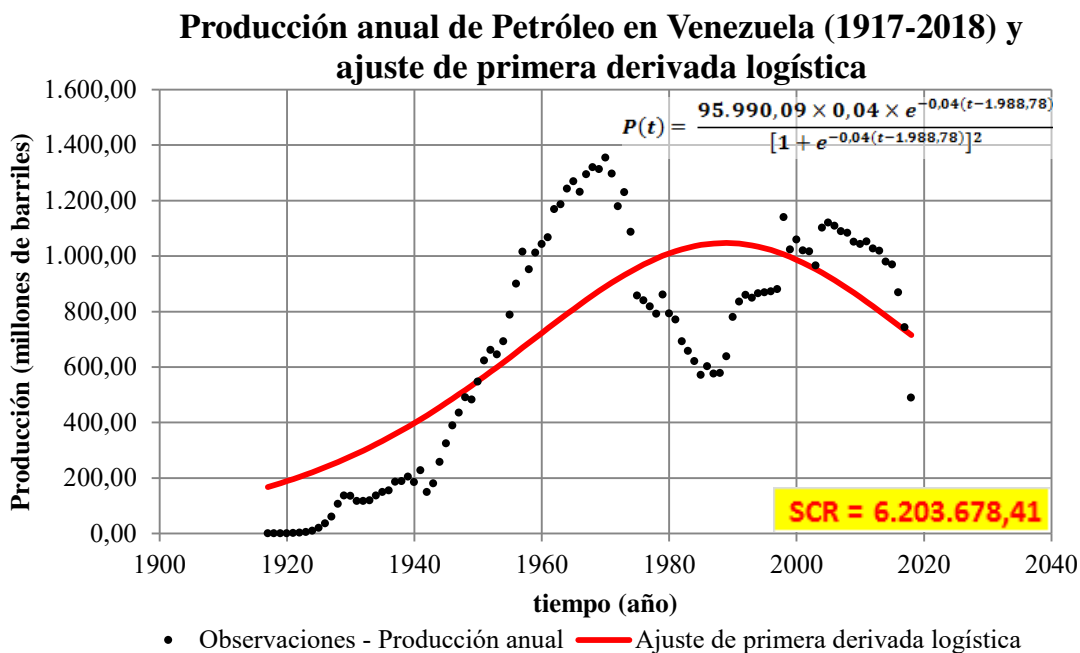
### Producción anual de petróleo en Noruega (1971-2017) y ajuste de la primera derivada logística



• • • Observaciones - Producción anual — Ajuste - Primera derivada logística

**Gráfico 2: Producción anual de petróleo en Noruega (1971-2017) y ajuste de la primera derivada logística.** Fuente: BP Statistical Review of World Energy (2018) y cálculos propios.

Sin embargo, el modelado de estas funciones no suele adaptarse para otros países, tal es el caso de aquellos que forman parte de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), y Venezuela no es una excepción de esto (ver gráfico 3), pues en este país caribeño se aprecian de manera reiterativa cambios en el comportamiento de la producción, que van desde los incrementos y las disminuciones graduales, hasta los saltos y las caídas más pronunciada, apreciándose múltiples picos y valles en el comportamiento de la producción petrolera, que no siempre responden a la real existencia del recurso en la naturaleza.



**Gráfico 3: Producción anual de petróleo en Venezuela (1917-2018) y ajuste de la primera derivada logística.** Fuente: Ministerio de Petróleo (1959), Organización de Países Exportadores de Petróleo (2019) y cálculos propios.

De este modo, surge el inconveniente de que los modelos físicos de agotamiento de los recursos energéticos no se ajustan al contexto venezolano y, por ende, no ofrecen por sí solos la posibilidad de modelar y obtener un instrumento de estimación de la producción petrolera. Esto representa una dificultad para quienes toman decisiones en el campo de la política económica por el alto indicio del sector petrolero en la economía venezolana.

Sin embargo, se ha planteado realizar un ajuste con varias curvas tipo “Hubbert” de acuerdo al número de ciclos productivos petroleros que son evidentes, dada la presencia de más de un “pico” en la serie temporal de la producción petrolera anual. Esta metodología es propuesta por el geólogo J.H Laherrère (1997), quien afirma que:

Muchos países con un menor número de cuencas y campos tienen más de un pico en sus perfiles de producción, pero casi todos los picos son individualmente simétricos en sus partes superiores. Hubbert no previó (ni los autores anteriores) que el modelado podría realizarse con varios ciclos. Hemos modelado todos los países de producción en el mundo y cada uno puede modelarse a lo sumo en tres o cuatro ciclos (de ahí el término ‘multi-Hubbert’), (...). Es evidente que hay ciclos de exploración seguidos por ciclos de producción<sup>4</sup>.

De esta manera, para poder llevar a cabo el estudio de la producción petrolera en Venezuela a través de los modelos físicos de agotamiento de recursos energéticos, se debe responder cuáles han sido los ciclos productivos de petróleo, qué resultados daría la aplicación de la metodología de J.H Laherrère y qué tan efectivo sería el modelo resultante como herramienta de estimación de la producción anual de petróleo.

## **El problema**

¿Cuáles son los resultados de estudiar la producción petrolera en Venezuela a través de los modelos físicos de agotamiento de los recursos energéticos no renovables?

---

<sup>4</sup> Original en inglés: Many countries with a smaller number of basins and fields have more than one peak in their production profiles, but almost all of the peaks are individually symmetrical in their upper parts. Hubbert did not envisage (neither have other previous authors) that the modeling could be done with several cycles. We have modeled every production country in the world and every one can be modeled with at most three or four cycles (thus the term "multi-Hubbert"), (...). It is obvious that there are exploration cycles followed by production cycles.



## **Justificación**

Desde hace algún tiempo, los economistas vienen aplicando sus herramientas en campos que pudieran ser considerados como “extraeconómicos”, por ejemplo, la aplicación del análisis económico (costo-beneficio) en problemas relacionados con la criminalidad.

Sin embargo, cuando otras disciplinas científicas realizan aproximaciones a la teoría económica sobre fenómenos que deberían ser considerados, estas investigaciones pueden llegar a ser desmeritadas por la carencia de aspectos puramente económicos. Esto constituye el caso de los recursos energéticos no renovables.

Ciertamente, el enfoque de un físico, geólogo o ingeniero de petróleo difiere de las aproximaciones de un economista sobre la producción de petróleo y otros recursos energéticos, en especial, por la forma de modelar la relación entre variables. De hecho, se afirma que:

En líneas generales, los economistas, en especial los dedicados al estudio de los fenómenos financieros o monetarios, están acostumbrados a modelar patrones de crecimientos continuos, exponenciales o en el peor caso, lineales. (...). Esto se debe, a que los fenómenos de crecimiento económico y los monetarios en particular, por lo general, no están sometidos a restricciones o fronteras físicas que los constriñan, a diferencia de los fenómenos de crecimiento puramente energético-materiales o de los sistemas de materia-energía (...). (Cadenas, D., 2009, p. 15)

Por lo tanto, al estar la producción petrolera vinculada a los fenómenos de materia-energía que estudian las ciencias naturales y las disciplinas técnicas, resultaría provechoso integrar los modelos físicos de agotamiento de recursos energéticos a este tipo de estudio, como una oportunidad de alcanzar conocimientos de mayor profundidad en la disciplina económica.

De hecho, esto constituye un significativo avance en el conocimiento económico porque se trata de la articulación con otras disciplinas que le permitan una capacidad explicativa de la realidad con mayor eficiencia y certeza de los fenómenos naturales en relación con los sociales; es así como los análisis económicos tendrían una mayor aproximación en relación a la actividad petrolera que es de vital conocimiento para estudiar la economía en Venezuela por el alto grado de causalidad que tiene el sector petrolero en ella.

La novedad de la aplicación de los conocimientos de las demás áreas del saber a la ciencia económica, la capacidad de ofrecer mayor profundidad en la explicación de los fenómenos sociales en consideración de los fenómenos naturales, y la necesidad del estudio de la realidad desde una dimensión transdisciplinaria, son aspectos que influyen con mucha fuerza en la motivación del investigador para el estudio de este tema, como un aporte a la comprensión del carácter petrolero de la economía venezolana.

Además de profundizar con una línea de investigación que ya lleva varios años desarrollándose en materia de la aplicación de los modelos físicos de agotamiento de los recursos petroleros, con el desarrollo este tipo de estudio, se brindaría información oportuna a los agentes públicos y privados interesados en la actividad petrolera del país, en especial, a quienes toman acciones en el campo de la política económica.

## **Objetivos de la investigación**

### **Objetivo general**

- Estudiar la producción de petróleo en Venezuela a través de los modelos físicos de agotamiento de recursos energéticos no renovables para el período 1917-2018.

### **Objetivos específicos**

- Identificar el comportamiento histórico de los ciclos productivos del petróleo en la economía venezolana en el período 1917-2018.
- Modelar la producción anual de petróleo en la economía venezolana en el período 1917-2018 a través de la metodología de J.H Laherrère.
- Verificar la efectividad del modelo resultante como instrumento de estimación futura de la producción anual de petróleo.

## CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

### Antecedentes

**Hubbert, M.K. (1956). *Nuclear energy and the fossil fuels* [Documento en línea] American Petroleum Institute. Disponible en: <http://www.hubbertpeak.com/hubbert/1956/1956.pdf> [Consulta: 2018, Diciembre 01]**

En este trabajo de investigación, el autor plantea su teoría sobre el “pico de producción” de petróleo, gas natural y otros minerales en base al supuesto de que los recursos naturales están en cantidad limitada y, por lo tanto, la producción de éstas alcanzará un pico (máximo relativo).

Por consiguiente, M.K. Hubbert se basa en la primera de derivada de la función logística para hallar una solución matemática y modelar la producción de petróleo (ver gráfico 4) y gas natural en Estados Unidos (EEUU)<sup>5</sup>. De este modo, el autor estimó que la máxima producción de petróleo (peak oil) en EEUU se alcanzaría en 1970.

Por lo tanto, Hubbert propone en su teoría que la tasa de agotamiento a largo plazo de un recurso declinará tan rápido como creció luego de haber alcanzado su “pico”; esto es de acuerdo a la forma simétrica que presenta la primera derivada logística, resaltando el hecho de que el factor limitante de la extracción de petróleo es la energía requerida<sup>6</sup> y no su coste económico.

---

<sup>5</sup> Estos estudios no incluyen a los estados de: Hawái y Alaska.

<sup>6</sup> Posibles descubrimientos de nuevas reservas, el aumento de eficiencia de los yacimientos actuales, extracción profunda o la explotación de nuevas formas de petróleo no convencionales.

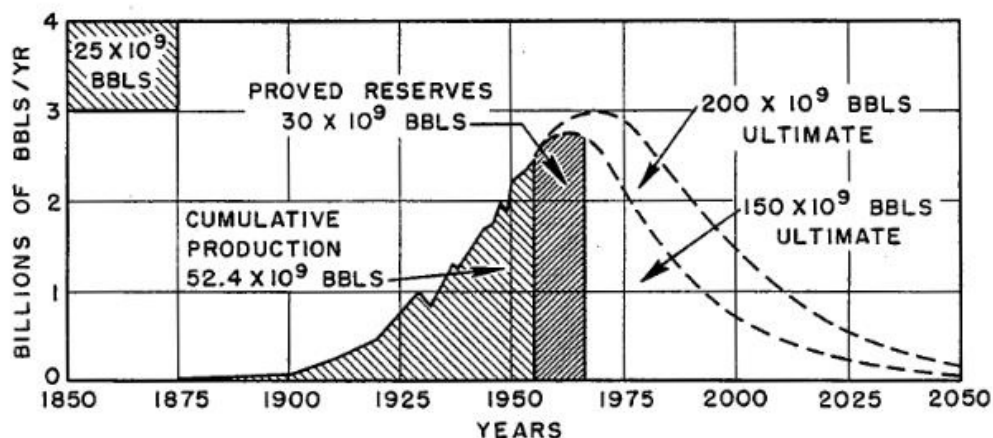


Gráfico 4: Producción anual de petróleo en EEUU (1875-1955) y ajuste de curva de primera derivada logística. Fuente: M.K. Hubbert (1956).

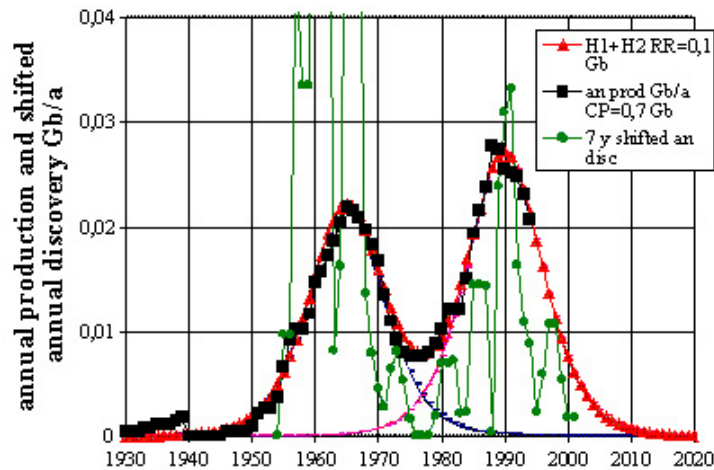
Laherrère, J.H. (1997). *Multi-Hubbert Modeling* [Página web en línea] Disponible en: <http://www.hubbertpeak.com/LaHerrere/multihub.htm> [Consulta: 2018, Diciembre 01]

En este trabajo de investigación, el autor expone por qué el modelo de Hubbert no se ajusta a las cifras de producción de recursos energéticos (en especial petróleo) que presentan algunos países. Para ello, explica que luego de las fases de producción de estos recursos, existen fases de exploración lo cual da origen a un nuevo ciclo productivo.

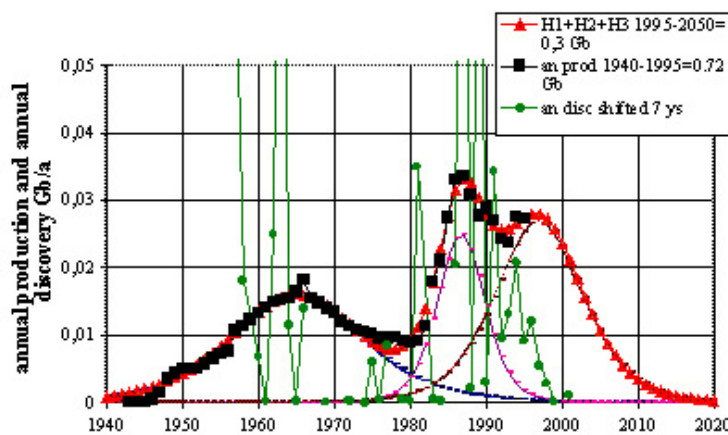
De esta manera, J.H Laherrère (1997) propone que el modelado de la producción temporal de petróleo debe realizarse a lo sumo con tres o cuatro curvas tipo “Hubbert” que vayan de acuerdo a los ciclos productivos que presente la serie temporal. Así habría una tendencia determinística que esté más ajustada a las cifras de producción de recursos energéticos de los países. Para esto, el autor utiliza como ejemplo los casos de Francia y Países Bajos.

Con respecto a la producción anual de Francia (ver gráfico 5), se utilizaron dos curvas tipo “Hubbert”: la primera que representaba el ciclo de 1930-1976 y la segunda que marcaba el ciclo del período 1976-1996. Mientras que para los Países

Bajos (ver gráfico 6), el autor utilizó tres curvas tipo “Hubbert” que constituían los siguientes periodos: 1940-1980; 1980-1992 y 1992-1996.



**Gráfico 5: Producción anual de petróleo en Francia (1930-1996) y ajuste de dos curvas de primera derivada logística. Fuente: Laherrère (1997).**

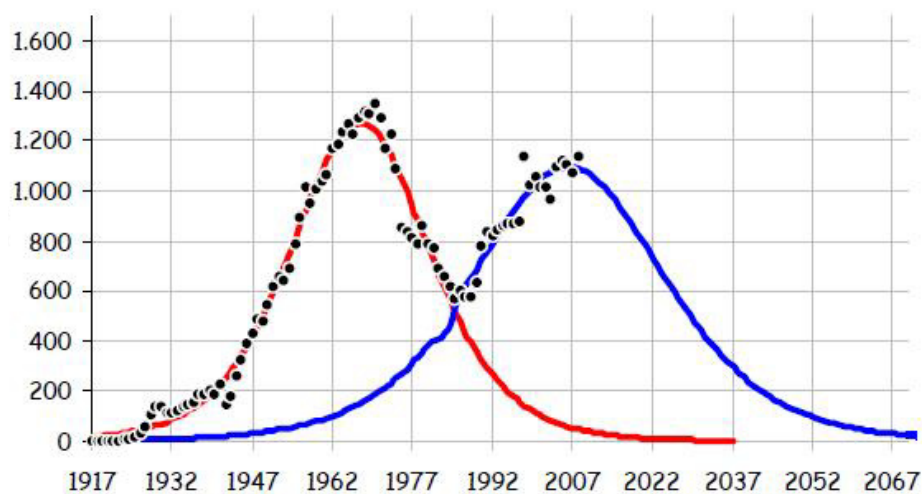


**Gráfico 6: Producción anual de petróleo en Países Bajos (1940-1996) y ajuste de tres curvas de primera derivada logística. Fuente: Laherrère (1997).**

De este modo, el autor concluye que este método, al que denomina como “multi-cíclico”, es el mejor enfoque para adaptar el modelo de Hubbert a los países que presenten más de un ciclo en la serie de tiempo de la producción de un recurso energético.

**Cadenas, D. (2009). *¿Qué hay detrás de los modelos físicos de agotamiento del petróleo?: Una aplicación especial al caso venezolano. Trabajo no publicado.***

En este ensayo, el autor aplicó el modelo multi-Hubbert al contexto venezolano para el período 1917-2008. Para ello, desarrolló una reseña histórica de la producción petrolera en Venezuela el cual le sirvió de base para usar el enfoque de Laherrère y proponer dos curvas tipo “Hubbert” que van de acuerdo a los subperiodos: 1917-1986 y 1986-2008. De esta manera, modeló la producción anual de petróleo del período 1917-2008 (ver gráfico 7).

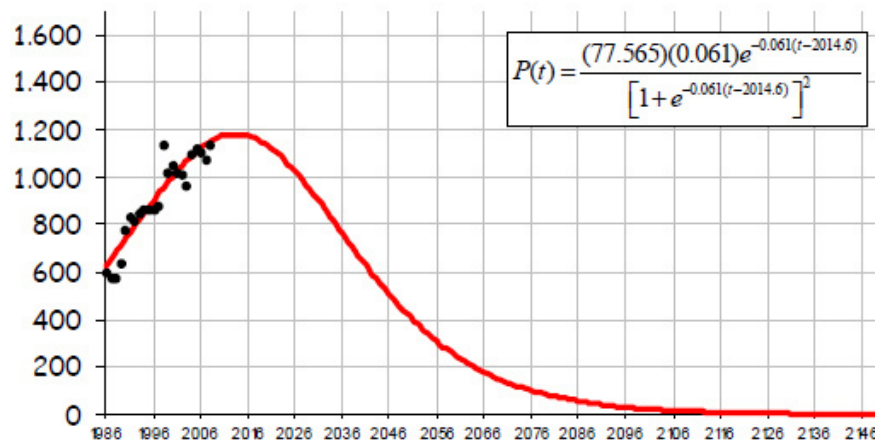


**Gráfica 7: Ajuste de dos curvas de primera derivada logística a la producción anual de Venezuela (1917-2008). Fuente: D. Cadenas (2009)**

A partir de este modelo resultante, el autor estimó el volumen de la producción acumulada final de petróleo por medio de cálculos algebraicos de integrales del cual resultó alrededor de 63.805 millones de barriles. Además, utilizando la segunda curva de primera derivada logística, evaluó una serie de años que van de 2010 a 2050 para estimar la producción anual de petróleo en un escenario futuro al cual denotó como “pesimista”.

Por último, el autor planteó otro escenario al que denominó como “optimista”. Para esto, estableció como exógeno el volumen final de producción acumulada<sup>7</sup> de la segunda curva tipo “Hubbert” (1986-2008) y le dio el valor de 77.565 millones de barriles (ver gráfico 8).

Por lo tanto, al realizar nuevamente el ajuste de la segunda curva de la primera derivada logística con esta modificación, evaluó los años del 2010 a 2050. De tal modo, el autor ilustró un escenario en el supuesto de que las políticas en materia energética estén orientadas en realizar mayores esfuerzos en inversión y nuevas formas de producción no convencional que estimulen la productividad del sector petrolero.



Gráfica 8: Producción anual de petróleo en Venezuela (1986-2008) y ajuste de la primera curva logística asumiendo URR=77.565. Fuente: D. Cadenas (2009)

Ebrahimi, M. y Cheshme Ghasabani, N. (2015). Forecasting OPEC crude oil production using a variant Multicyclic Hubbert Model. *Journal of Petroleum Science and Engineering* [Revista en línea]. Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/275672650\\_Forecasting\\_OPEC\\_crude\\_oil\\_production\\_using\\_a\\_variant\\_Multicyclic\\_Hubbert\\_Model](https://www.researchgate.net/publication/275672650_Forecasting_OPEC_crude_oil_production_using_a_variant_Multicyclic_Hubbert_Model) [Consulta: 2018, Diciembre 01].

<sup>7</sup> Esto es un parámetro del modelo de Hubbert (primera derivada logística).



En este artículo de investigación, los autores desarrollan una serie de modelos multi-Hubbert a los países pertenecientes a la OPEP. De hecho, aplican dos o tres curvas tipo “Hubbert” para cada país según los ciclos productivos que fueron presentando en la serie temporal.

Además, bosquejaron una curva adicional para cada país que represente un caso hipotético en el que los miembros de la OPEP aumenten su producción a través de la explotación de una mayor cantidad de sus reservas probadas y así poder ilustrar este escenario que infiere el inicio de un nuevo ciclo productivo para cada país.

De este modo, sintetizaron todos los modelos propuestos para bosquejar la producción anual de la OPEP y concluyeron que esta organización produce a una tasa de 18,5 mil millones de barriles por año aproximadamente y alcanzará su mayor producción en 2028. Asimismo, sugieren que la OPEP debería disminuir su tasa de producción anual e innovar tecnologías para explorar nuevos campos petroleros de tal manera que retrase su “pico” de producción.

## **Bases teóricas**

### **Economía Petrolera**

Como producto de las condiciones geológicas de Venezuela, uno de sus recursos naturales tiene una enorme cabida dentro del mercado internacional, de allí que se trate de una economía petrolera; en palabras de Balestrini (1959):

...la Economía Petrolera podría concebirse como el conjunto de leyes y principios de la ciencia económica aplicables a la producción, transporte, refinación y comercialización de los hidrocarburos. Es una ciencia social que tiene estrechas relaciones con el Derecho Constitucional, Administrativo, Legislación de Hidrocarburos, Hacienda Pública, Derecho Ecológico, etc, así como también con la Geología, Termino dinámica, Geopolítica, Ecología, etc”. (pp. 23-24)

Uno de los problemas fundamentales de la economía petrolera, al igual que el de la economía minera, es la naturaleza irremplazable de los yacimientos:

La duración de una empresa que se ocupe de la extracción de minerales está limitada por el tamaño del yacimiento y también por el coeficiente de producción, lo que justifica la existencia de una cuenta especial de balances de las compañías denominada agotamiento (depletion), a objeto de amortizar el capital invertido y al mismo tiempo las ganancias un poco más elevadas que las normales de la industria en general” (p. 24)

El otro asunto de máximo interés dentro de las economías de este tipo, es lo irregular e impredecible en la distribución de estos recursos alrededor del mundo, esto hace que los recursos minerales sean un asunto estratégico debido a la utilidad, mucho más en el caso del petróleo, como fuente energética por excelencia.

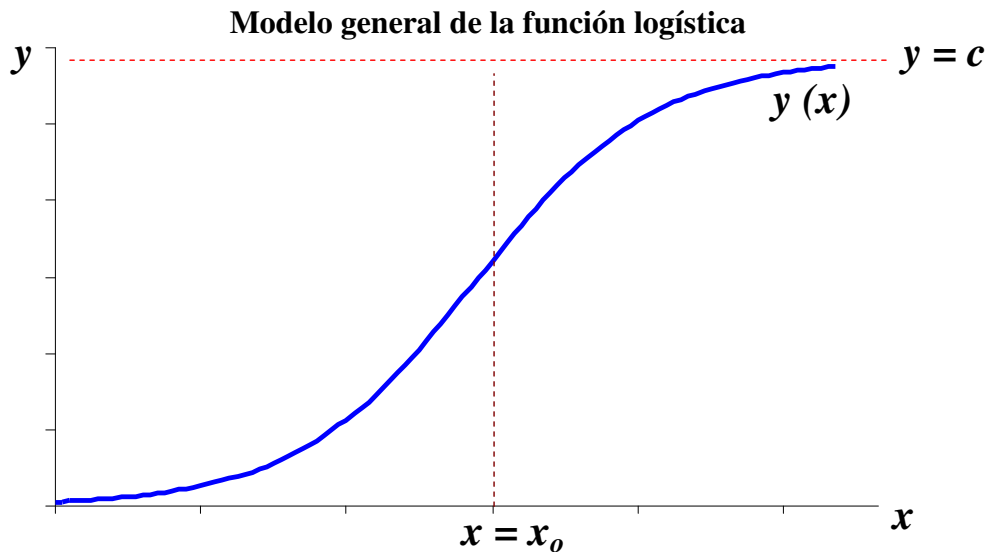
Por su valor militar, estratégico y centralidad en todo el sistema productivo tanto en la industria como el transporte, el petróleo se ha convertido en la savia del orden mundial y su poder, en eje de la toma de decisiones que han alterado el desarrollo geopolítico. (Ávila Forero, 2016, p. 792).

Por esta razón la importancia del estudio de los modelos físicos de agotamiento de recursos energéticos no renovables, porque permite prever el comportamiento de la producción petrolera en un mercado lleno de incertidumbre.

### **Modelo de producción acumulada de recursos agotables: la función logística**

La función logística fue propuesta por el matemático belga Verhulst en 1838, para expresar la Ley de crecimiento de las poblaciones humanas, después de que leyera la segunda edición aumentada del “Ensayo sobre el principio de la población” de Malthus. Ésta viene dada por la siguiente ecuación:

$$y = f(x) = \frac{c}{[1 + e^{-b(x-x_0)}]} \quad (1)$$



**Gráfico 9: Modelo general de la función logística.** Elaboración propia.

En este sentido, el parámetro “ $c$ ” es la asíntota superior, nivel de saturación o capacidad del sistema estudiado al que tiende la variable explicada “ $y$ ”; “ $x_0$ ” es la abscisa del punto de inflexión, “ $e$ ” es la base de los logaritmos neperianos y “ $b$ ” es la tasa equivalente de crecimiento logístico.

Por lo tanto, al introducir la función logística al modelado de la producción acumulada de petróleo, conviene reescribir la ecuación (1) como:

$$Q(t) = \frac{c}{[1 + e^{-b(t-t_m)}]} \quad (2)$$

donde “ $Q$ ” representa la producción acumulada de petróleo en función del tiempo “ $t$ ”.

De esta forma, el parámetro “c” se interpretaría como el “volumen estimado de la producción acumulada final”<sup>8</sup> (URR) que representa la cantidad máxima de recursos (en este caso de petróleo) que será finalmente extraído.

### Modelo de producción temporal de recursos agotables: la primera derivada logística

Consecuentemente, al derivar la ecuación (1) en función de  $x$ , se obtiene:

$$\frac{dy}{dx} = \dot{y} = \frac{ce^{-b(x-x_0)}}{[1 + e^{-b(x-x_0)}]^2} \quad (3)$$

#### Modelo general de la primera derivada de la función logística

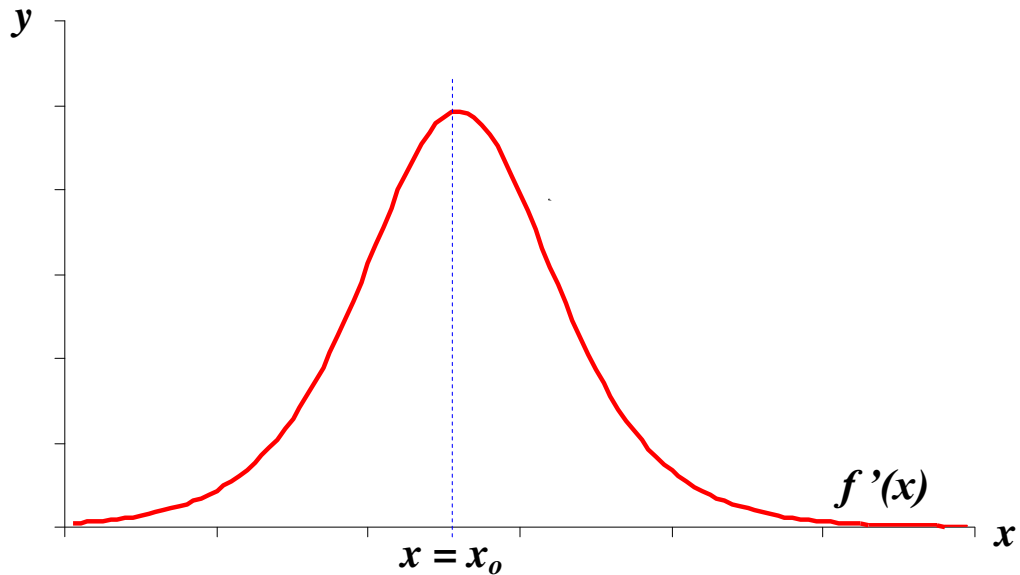


Gráfico 10: Modelo general de la primera derivada de la función logística. Elaboración propia.

<sup>8</sup> Término equivalente en inglés: Ultimate Recoverable Resources.

De esta manera, si se contextualiza la ecuación (3) al estudio de la producción de petróleo, se obtiene que:

$$P(t) = \frac{dQ}{dt} = \dot{Q} = \frac{cbe^{-b(t-t_m)}}{[1 + e^{-b(t-t_m)}]^2} \quad (4)$$

donde “ $P$ ” representa la producción temporal de petróleo en función del tiempo “ $t$ ”. De esta manera, al analizar este modelo, el parámetro “ $t_m$ ” se interpretaría como el período de tiempo en el cual se alcanza la máxima producción temporal.

La ecuación (4) es conocida como la primera derivada logística que utiliza M.K Hubbert para la representación de la producción temporal de recursos energéticos no renovables y proponer su teoría sobre el “pico de petróleo” (peak oil).

### La forma parabólica equivalente de la función logística

Si a la ecuación (3) se le aplica los siguientes artificios matemáticos, se llega a la siguiente expresión (5):

$$\frac{dy}{dx} = \dot{y} = \frac{cbe^{-b(x-x_0)} + cb - cb}{[1 + e^{-b(x-x_0)}]^2} = \frac{[1 + e^{-b(x-x_0)}]cb - cb}{[1 + e^{-b(x-x_0)}]^2}$$

$$\frac{dy}{dx} = \dot{y} = \frac{cb}{[1 + e^{-b(x-x_0)}]} - \frac{c^2b}{c[1 + e^{-b(x-x_0)}]^2}$$

$$\frac{dy}{dx} = \dot{y} = by(x) - \frac{b}{c}y^2(x) \quad (5)$$

A la ecuación diferencial (5) se le conoce como la “función logística en su forma parabólica” cuya solución es la ecuación (1). Por lo tanto, si se adapta la ecuación (5) al tema en estudio, se tiene que:

$$P(t) = bQ(t) - \frac{b}{c}Q^2(t) \quad (6)$$

En este sentido, la relación gráfica de la producción temporal de petróleo (eje de las ordenadas) en función de la producción acumulada (eje de las abscisas) da como resultado una “parábola” (ecuación de segundo grado). De hecho, una de las bondades de esta representación es la facilidad de determinar el volumen estimado de producción acumulada final (URR), a través del valor del punto de corte de la parábola con el eje de las abscisas<sup>9</sup>.

Por lo tanto, si suponemos que:

$$P(t) = 0 \quad (7)$$

Igualemos (6) y (7):

$$0 = bQ - \frac{b}{c}Q^2 = bQ \left[ 1 - \frac{1}{c}Q \right]$$

tal que,

$$Q = 0 \quad (8) \quad \text{ó} \quad 0 = 1 - \frac{1}{c}Q \quad (9)$$

Si se sigue desarrollando (9), se tiene como solución:

$$1 = \frac{Q}{c} \rightarrow Q = c = URR$$

---

<sup>9</sup> Esto es porque cuando el recurso se está agotando, la producción temporal tiende a cero.

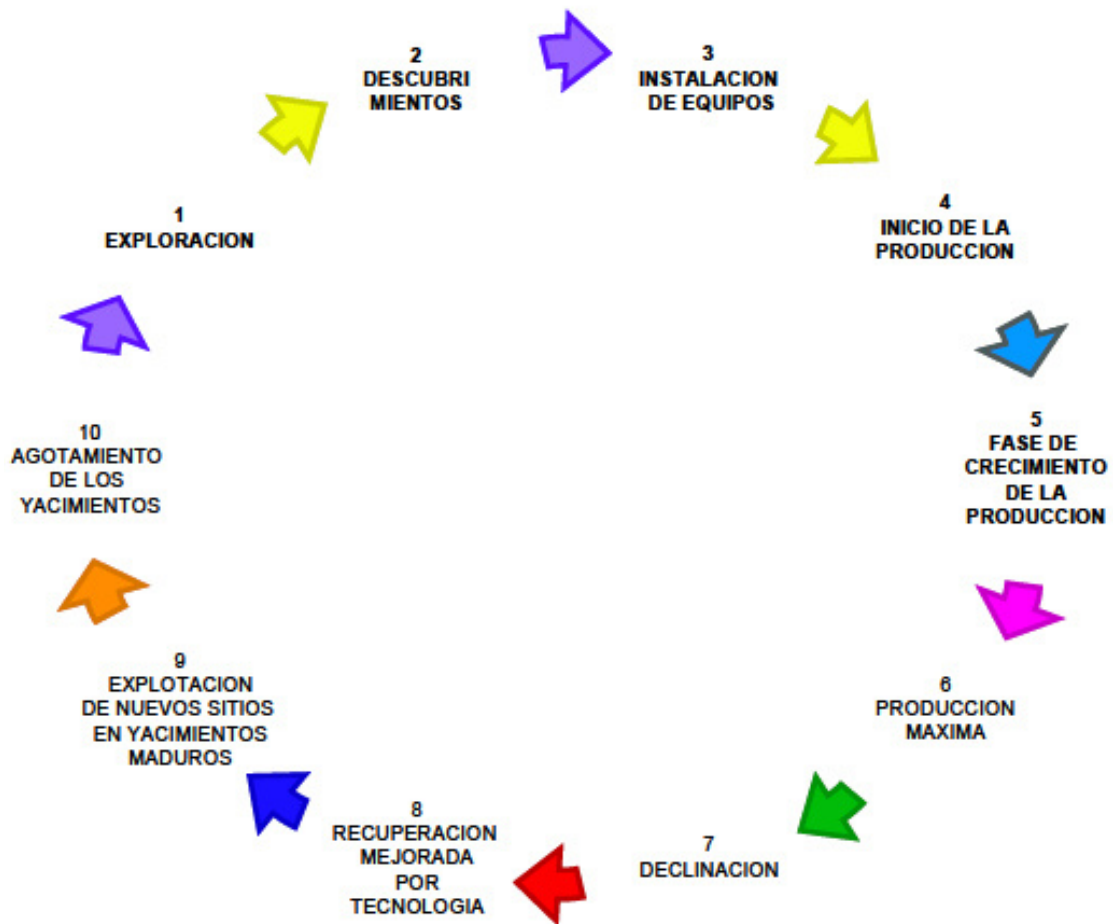
## **Ciclo de producción de recursos energéticos no renovables**

Atendiendo a lo planteado por M.K Hubbert en su teoría sobre el “pico de petróleo”, se puede describir el ciclo productivo de los recursos energéticos no renovables a través de las siguientes fases:

- Exploración: Este término es utilizado para referirse a la búsqueda de petróleo, gas natural y otros recursos la cual puede realizarse de dos maneras:
  - Geología superficial: se trata de realizar un estudio de las formaciones rocosas que afloran en la superficie terrestre a través de la ilustración de mapas topográficos.
  - Reflexión de ondas sísmicas: Consiste en la aplicación de métodos tecnificados como la emisión de ondas sonoras que viajan por el subsuelo para identificar los estratos y los recursos que se encuentren en ellos.
- Descubrimiento: Esto va acorde a ciertos patrones. Por ejemplo, es más fácil descubrir campos grandes que pequeños (Horne, 2007). De acuerdo con Robelius F. (2007), 507 de 47.500 campos petroleros en producción en todo el mundo son considerados campos “gigantes”, los cuales representan aproximadamente 2/3 de las reservas y la mitad de la producción actual de petróleo (p. 76).
- Instalación de equipos: Se trata de disponer de la tecnología para producir un yacimiento. Con respecto al petróleo, en un nivel de explotación muy básico y convencional, se puede requerir de equipos: para introducir y extraer tuberías; de rotación; para circulación del fluidos de perforación; de seguridad.
- Inicio de la producción: Al principio, se caracteriza esta fase por la máxima energía natural (o presión) del yacimiento para obtener el mayor volumen posible de petróleo. De este modo, la producción temporal crece a una tasa que cada vez es mayor entre los intervalos de tiempo.
- Fase de crecimiento de la producción: Los yacimientos petrolíferos tienen menor energía natural (CEPET-PDVSA, 1991). Por lo tanto, en esta fase, la producción temporal tiende a seguir aumentando pero a una tasa decreciente.

- Producción máxima: En esta fase, producción temporal alcanza su máximo valor por lo que no podrá ser rebasado. De modo que en esta etapa, marca el inicio de la disminución de la producción temporal.
- Declinación: La producción temporal del recurso tenderá a disminuir a tasas cada vez mayores debido al agotamiento de la presión natural del yacimiento; sin embargo, se inyecta desde la superficie agua y/o gas para tratar de mantener la presión (CEPET-PDVSA, 1991).
- Recuperación mejorada por tecnología: Para amortiguar la disminución abrupta de la tasa de variación de la producción temporal de petróleo, se recurren a métodos especiales. Para ello, existen variedad de técnicas como: la inyección de vapor, la inyección de polímeros y la inyección de gas carbónico. La producción temporal seguirá disminuyendo pero no al mismo ritmo declinante como el de la fase anterior.
- Explotación de nuevos sitios en yacimientos maduros: Se trata de encontrar petróleo en viejos reservorios. Para ello, se suelen perforar nuevos pozos en sitios “vírgenes” del campo, donde la exploración había mostrado previamente que podría existir petróleo. Esta labor usualmente no es tan fructífera, ya que por lo común, el nuevo petróleo así descubierto permite la producción de pozos de mucho menor rendimiento o mucho menos productivos que los más antiguos.
- Agotamiento de yacimientos: Aunque se continúe mejorando la tecnología y explorando nuevos pozos que no habían sido perforados aún, se agota casi en su totalidad la energía del yacimiento tal que la producción tiende a ser cero.



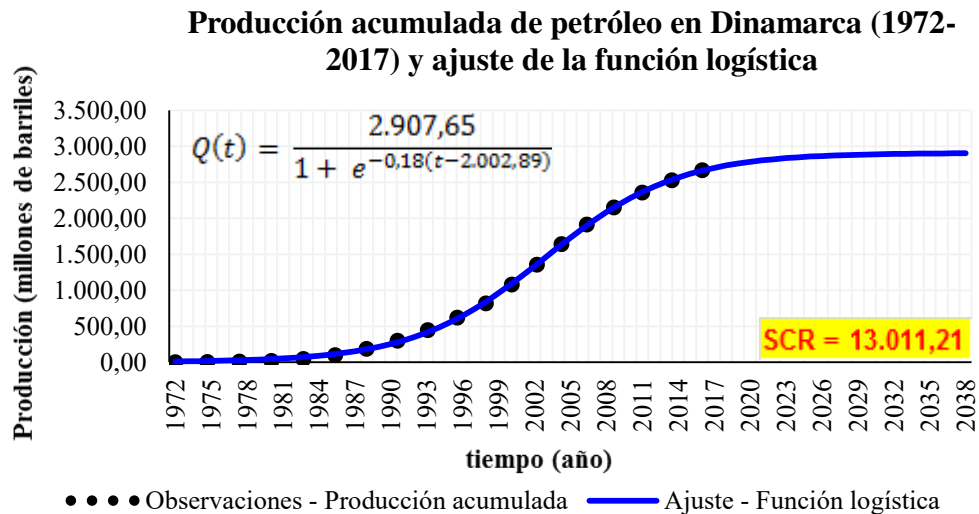


**Esquema 1: Ciclo natural de explotación de un recurso no renovable.** Fuente: Cadenas, D. (2009)

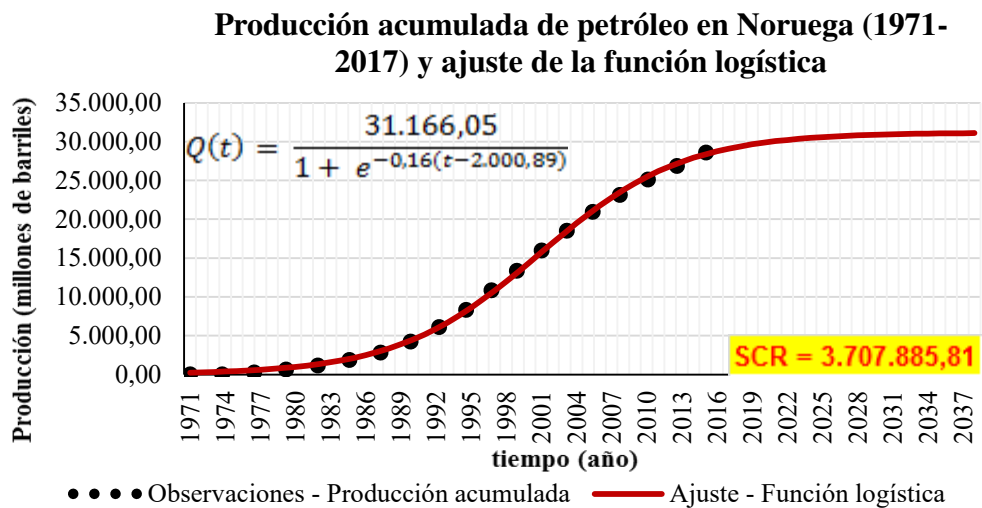
Cuando el ciclo productivo del petróleo ocurre de esta manera idealizada, la producción acumulada de petróleo de un país puede ajustarse perfectamente con una simple curva logística. Para esto, se puede tomar como ejemplo nuevamente los casos de Dinamarca (ver gráfico 11) y Noruega<sup>10</sup> (ver gráfico 12). De lo contrario, el patrón de producción acumulada ya no puede ser representado o modelado con una única y

<sup>10</sup> Del mismo modo, tómesese como referencia una vez más los gráficos 1 y 2 de la producción anual de petróleo y ajuste de primera derivada logística para Dinamarca y Noruega respectivamente. Cuando el ciclo se da de esta forma, también es posible ajustar la producción temporal a una curva simple de primera derivada logística.

sencilla curva logística (Cadenas, D., 2009, p. 41) como el caso venezolano (ver gráfico 13).

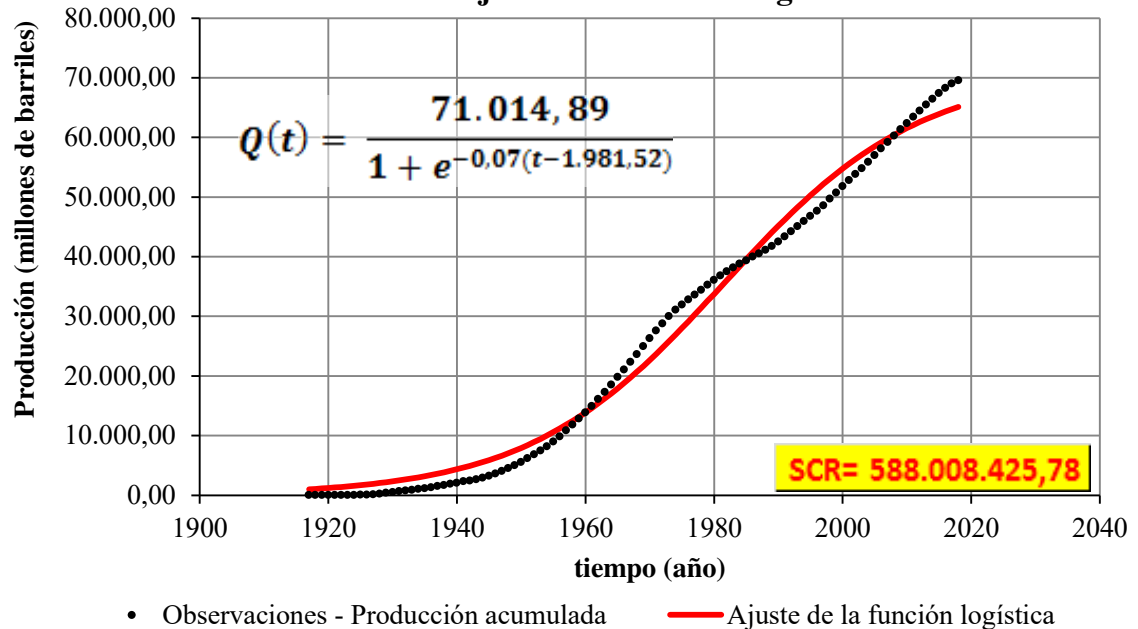


**Gráfico 11: Producción acumulada de petróleo en Dinamarca (1972-2017) y ajuste de la función logística.** Fuente: BP Statistical Review of World Energy (2018) y cálculos propios.



**Gráfico 12: Producción acumulada de petróleo en Noruega (1971-2017) y ajuste de la función logística.** Fuente: BP Statistical Review of World Energy (2018) y cálculos propios.

### Producción acumulada de Petróleo en Venezuela (1917-2018) y ajuste de la función logística



**Gráfico 13: Producción acumulada de petróleo en Venezuela (1971-2017) y ajuste de la función logística.** Fuente: PODE (1959), Organización de Países Exportadores de Petróleo (2019) y cálculos propios.

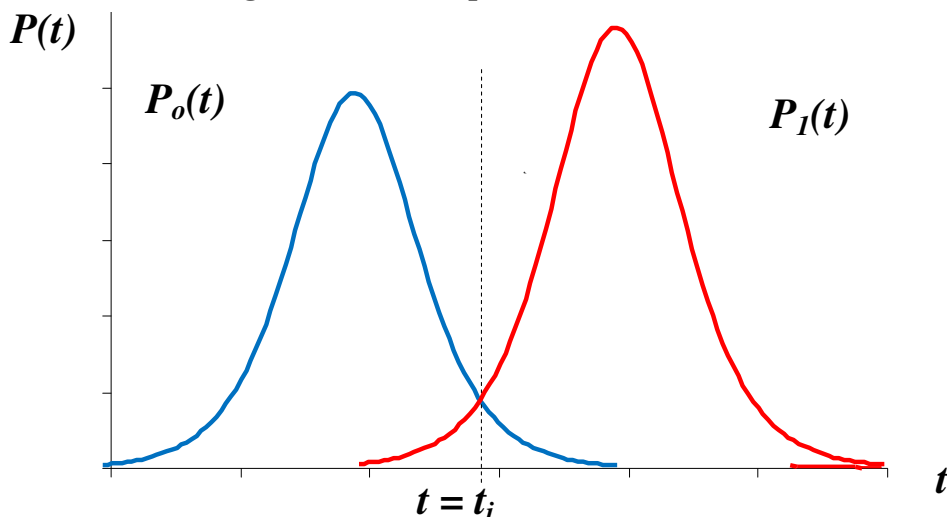
### La metodología de J.H Laherrère: Enfoque multicíclico de Hubbert

A pesar de que el modelo de Hubbert tuvo éxito para describir el ciclo productivo de los recursos energéticos como el petróleo, gas natural y carbón, esto no sirvió para representar el de otros países.

Sin embargo, J.H Laherrère (1997) planteó que luego de fases de producción se retoman las etapas de exploración que próximamente originarían un nuevo ciclo de explotación de estos recursos energéticos. De este modo plantea que el modelo de Hubbert es el ideal para representar estos ciclos a través de varias curvas de primera derivada logística, es decir, el modelo que representa algebraicamente el conjunto de ciclos productivos viene dado por una función a trozos. Esto es:

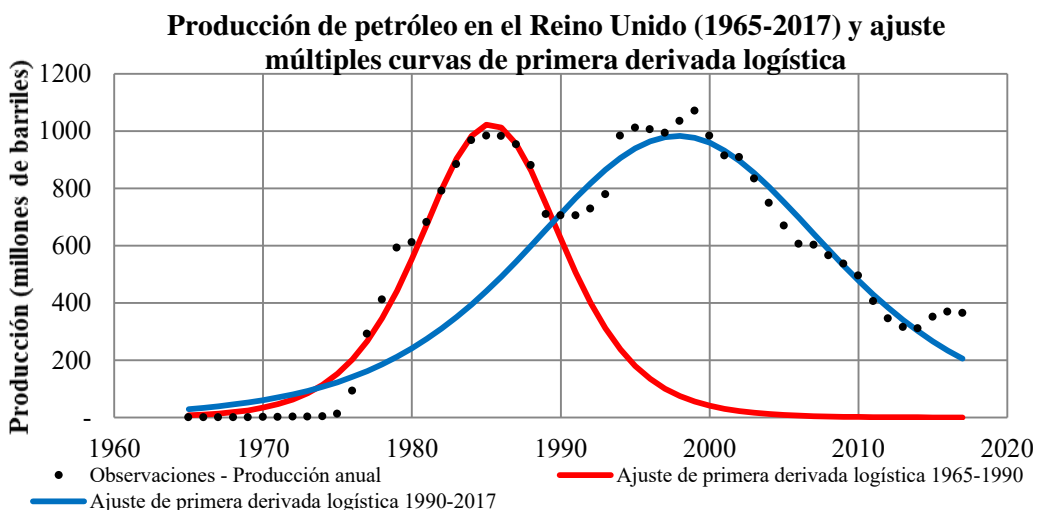
$$P(t) = \begin{cases} P_0(t) = \frac{c_0 b_0 e^{-b_0(t-t_{m_0})}}{[1 + e^{-b_0(t-t_{m_0})}]^2} & \text{si } t < t_i \\ P_1(t) = \frac{c_1 b_1 e^{-b_1(t-t_{m_1})}}{[1 + e^{-b_1(t-t_{m_1})}]^2} & \text{si } t > t_i \end{cases}$$

**Modelo general del enfoque multicíclico de Hubbert**



**Gráfico 14: Modelo general del enfoque multicíclico de Hubbert.** Elaboración propia.

Esto resultó para explicar algebraicamente los ciclos de explotación petrolera de otros países, a los cuales, no se le podía aún dar una representación algebraica, tal es el caso del Reino Unido (ver gráfico15)



**Gráfico 15: Producción acumulada de petróleo en Reino Unido (1965-2017) y ajuste de la función logística.** Fuente: BP Statistical Review of World Energy (2018) y cálculos propios.

## Matriz de operacionalización de variables

<i>Variables</i>	<i>Tipo</i>	<i>Definición conceptual</i>	<i>Definición Operacional</i>	<i>Dimensiones</i>
<b><i>Producción acumulada de petróleo</i></b>	Dependiente (stock)	Es el volumen estimado de petróleo que se produce desde el inicio de su explotación hasta un período determinado.	Esta viene determinado por: la función logística $Q(t)$	Volumen final estimado de la producción acumulada (URR - millones de barriles)
<b><i>Producción temporal de petróleo</i></b>	Dependiente (flujo)	Se define como el volumen estimado de petróleo producido en cada período.	Viene dado por: la primera derivada de la función logística $P(t)$	Producción anual de petróleo (millones de barriles/año).
<b><i>Tiempo</i></b>	Independiente	Consiste en una serie temporal bajo estudio.	Es un conjunto de períodos en estudio que definen las etapas del ciclo productivo del petróleo.	Serie anual (años).

Tabla 1: Matriz de operacionalización de variables. Elaboración propia.

## CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO

### Tipo de investigación

Este trabajo se nutre de diversos tipos de investigación, que confluyen armónicamente en la construcción de un diseño, en el que la recolección y el procesamiento de los datos, permiten que emerja información útil para la ciencia económica y para la realidad venezolana, desde el ámbito de interés social y financiero. En este orden de ideas, se trata de un estudio con características particulares que se detallan a continuación:

En primer lugar, se trata de un estudio que tiene como base fuentes documentales, que de conformidad con la Universidad Pedagógica Experimental Libertador (2014), es “...el estudio de problemas con el propósito de ampliar y profundizar el conocimiento de su naturaleza, con apoyo, principalmente, en trabajos previos, información y datos divulgados por medios impresos, audiovisuales o electrónicos” (p. 20), de manera que la recopilación de datos que realizó el investigador al profundizar en fuentes oficiales, como las memorias de los entes públicos con competencia en la materia petrolera, es el signo más visible de este tipo de indagaciones, que en particular, estrechamente relacionado con el método de investigación histórico.

La referida fuente, hace mención de la “Prueba de modelos estadísticos, econométricos y matemáticos en general...” (p. 19), entendido como “análisis sistemático de la realidad, con el propósito bien sea de describirlos, interpretarlos, entender su naturaleza y factores constituyentes, explicar sus causas y efectos, o predecir su ocurrencia...” (p. 18), tratándose en este caso de una investigación que trasciende la tradicional dicotomía entre los estudios documentales y los de campo, porque se vale de registros oficiales (documentación), como estrategia que permita la recolección de los datos necesarios para que ese estudio de la realidad, desde la realidad misma, se produzca el proceso de modelado algebraico, como método de tratamiento de la información central en este estudio.

Sin lugar a duda, introducir los modelos físicos de agotamiento de los recursos naturales, en este caso el petróleo, en el contexto venezolano, implica una revisión histórica para describir la evolución de la producción petrolera anual desde 1917 hasta la actualidad. De esta manera, es posible la identificación de los ciclos productivos relacionados al sector petrolero, para luego avanzar hacia la aplicación de los fundamentos matemáticos, físicos y estadísticos que traen consigo la aplicación de los modelos físicos al caso venezolano, se debe estudiar las relaciones algebraicas que explican la producción petrolera anual (variable dependiente) en función del tiempo (variable independiente).

Es de esta manera que se logró identificar los “picos” (máximos relativos) y parámetros del modelo, que luego condujeron a la aplicación eficiente del procesamiento matemático en el estudio aquí desarrollado, en virtud de ello, se aplicó lo lógica matemática al conocimiento económico, al respecto de lo cual señala Azcurra (2013), que dentro de la ciencia social de la economía, se consideran factores sociales, cambiables y complejos (cualitativos), en los que subyacen aspectos medibles, cuantificables, simple, calculables (cuantitativos) y por consiguiente, “...las relaciones cualitativas dan nacimiento a las relaciones cualitativas, éstas deben ser examinadas con la matemática...” (p. 140). Acerca de este aspecto en particular, se desarrolla con mayor profundidad en el siguiente subtítulo.

### **Método de investigación**

Como se expresó en el subtítulo anterior, en primer momento se aplicó un modelo histórico documental, que consistió en la recolección de los datos relacionados con las cifras de producción de petróleo en Venezuela durante el periodo de estudio, a saber, desde el año 1917 hasta el año 2018; posteriormente se produjo el modelado matemático del comportamiento de este fenómeno, que indica Azcurra (2013), “...facilita con rapidez y sencillez, la obtención de las conclusiones que implícitamente integran o se encuentran en las premisas de las cuales ha partido el planteo problemático...” (p. 142-143).

Este tipo de procedimientos son propios de la lógica empírico-analítica, que no descarta las interpretaciones, sino que las canaliza a través del tratamiento algebraico de los datos, la aplicación de fórmulas matemáticas en las cuales subyacen planteamientos teóricos que explica el comportamiento constante del fenómeno (leyes), que "...tiene que ser riguroso, preciso, consistente" (p. 144). Es así como en este trabajo, luego de la recopilación documental de los datos, se procedió a modelar analítica y gráficamente esta serie temporal, para marcar la tendencia determinística (dada por el enfoque "multi-hubbert") de esta variable en función del tiempo para proponer estimaciones a futuros y desprender un conjunto de observaciones alrededor de la evolución de la producción petrolera anual en Venezuela.

### **Procedimiento de la investigación**

Para el modelado algebraico de la producción anual de petróleo en Venezuela para el período 1917-2018, este trabajo consta de los siguientes pasos:

#### **1. Recolección de data**

Consiste en reunir la serie temporal de la producción acumulada y temporal (anual) de petróleo en Venezuela a través de los sitios web oficiales de: Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA), Ministerio del Poder Popular para el Petróleo y la OPEP durante el período 1917-2018 para, posteriormente, elaborar sus respectivas gráficas.

#### **2. Revisión histórica**

Con apoyo de la gráfica de la serie temporal de la producción petrolera anual, se desarrolla un estudio histórico de la actividad petrolera en Venezuela para identificar los ciclos productivos y diferenciarlos en  $q$  subperiodos comprendidos entre 1917 y 2018.



### 3. Modelado a través del enfoque “multi-Hubbert” (metodología de J.H Laherrère)

Para esta etapa, se utiliza la metodología de investigación de operaciones (IO), específicamente, las técnicas de “programación no lineal de tipo convexa”. De acuerdo con Hillier F. y Lieberman G. (2010), explican que este método es usado para optimizar problemas de programación no lineal en el que la función objetivo es cuadrática y la restricción cumple el principio de convexidad (p. 507).

De este modo, se plantean  $q$  problemas de optimización en el que se minimiza la suma de los errores al cuadrado<sup>11</sup> (SCR) sujeto a una restricción que viene dada por la primera derivada logística<sup>12</sup>. Por lo tanto, se obtienen los parámetros para modelar  $q$  curvas de Hubbert que marcan la tendencia determinística de la producción anual de petróleo.

En este sentido, se toma la decisión de utilizar el complemento “Solver”<sup>13</sup> que recurre al algoritmo de Newton para optimizar problemas de programación no lineal de tipo convexa. De acuerdo con Hillier F. y Lieberman G. (2010):

No existe un algoritmo estándar único que se pueda usar siempre para resolver problemas de programación convexa. Se han desarrollado muchos algoritmos diferentes, cada uno con ventajas y desventajas, y la investigación continúa activa en esta área. En términos generales, la mayor parte de estos algoritmos cae dentro de alguna de las tres categorías siguientes. (...) Una categoría la constituyen los algoritmos de gradiente, en los que se modifica de alguna manera el procedimiento de búsqueda del gradiente (...) para evitar que la trayectoria de búsqueda penetre la frontera de restricción. Por ejemplo, un método popular es el método de gradiente reducido generalizado (GRG).

---

<sup>11</sup> Constituido por la diferencia de la producción petrolera anual observada y la producción petrolera anual estimada.

<sup>12</sup> Esta se define como la producción anual de petróleo estimada.

<sup>13</sup> Este paquete de cómputo se encuentra en Microsoft Excel versión 2010. Se fundamenta esta decisión en la capacidad que presenta Excel de: realizar todas las corridas en un mismo archivo, adicionar hojas de cálculo de manera sucesiva y suministra las opciones de gráfico. Sin duda, esto sobrepasa en presentación visual, acabado y opciones al de EViews.

El Excel Solver emplea el método GRG para resolver problemas de programación convexa. (p. 536)

De esta forma, se propondrá resolver los siguientes  $q$  problemas de optimización, los cuales, cada uno corresponde a los  $q$  ciclos productivos que se identificarán previamente:

$$\min \sum_{t=1917}^{t_1} [P(t) - \widehat{P}_1(t)]^2 \quad \text{s. a} \quad \widehat{P}_1(t) = \frac{c_1 b_1 e^{-b_1(t-tm_1)}}{[1 + e^{-b_1(t-tm_1)}]^2}$$

$$\min \sum_{t=t_1}^{t_2} [P(t) - \widehat{P}_2(t)]^2 \quad \text{s. a} \quad \widehat{P}_2(t) = \frac{c_2 b_2 e^{-b_2(t-tm_2)}}{[1 + e^{-b_2(t-tm_2)}]^2}$$

$$\min \sum_{t=t_2}^{t_3} [P(t) - \widehat{P}_3(t)]^2 \quad \text{s. a} \quad \widehat{P}_3(t) = \frac{c_3 b_3 e^{-b_3(t-tm_3)}}{[1 + e^{-b_3(t-tm_3)}]^2}$$

...

$$\min \sum_{t=t_{q-1}}^{2018} [P(t) - \widehat{P}_q(t)]^2 \quad \text{s. a} \quad \widehat{P}_q(t) = \frac{c_q b_q e^{-b_q(t-tm_q)}}{[1 + e^{-b_q(t-tm_q)}]^2}$$

con  $1917 < t_1 < t_2 < \dots < t_{q-1} < 2018$  y  $t_1, t_2, \dots, t_{q-1}, q \in N$

donde,

$P(t)$  [millones de barriles]: Producción anual de petróleo observada.

$\widehat{P}(t)$  [millones de barriles]: Producción anual de petróleo estimada.

$c$  [millones de barriles],  $b$  [millones de barriles/año],  $tm$  [año]: Parámetros.

$t$  [año]: tiempo.

Luego de obtener los parámetros, se graficarán las  $q$  curvas de primera derivada logística resultantes en conjunto a la serie estadística de la producción anual de petróleo para observar la tendencia determinística de esta variable y verificar la efectividad del enfoque *multi-Hubbert* al contexto venezolano.

#### 4. Cálculo del volumen final estimado de la producción acumulada (URR)

Tomando en cuenta la gráfica del modelo resultante, se debe calcular el área debajo de las primeras  $q-1$  curvas de primera derivada logística de acuerdo a los subperíodos a los cuales fueron ajustados<sup>14</sup>. La adición de todos estos resultados representaría el volumen de producción acumulada durante los primeros  $q-1$  subperíodos.

Mientras que para la última curva tipo “Hubbert”, basta con tomar el parámetro  $c_q$  y restarle el valor del área debajo de esta curva evaluado entre los años a los cuales no fue ajustado. Esto se interpretaría como el volumen acumulado de petróleo producido desde el tiempo  $t_{q-1}$  hasta que se agote el recurso.

Por consiguiente, al sumar algebraicamente, el resultado de estas dos operaciones descritas, se obtendría como resultado el volumen final estimado de producción acumulada. De esta manera, el URR viene dado por la siguiente expresión:

$$URR = \int_{1917}^{t_1} \frac{c_1 b_1 e^{-b_1(t-tm_1)}}{[1 + e^{-b_1(t-tm_1)}]^2} + \int_{t_1}^{t_2} \frac{c_2 b_2 e^{-b_2(t-tm_2)}}{[1 + e^{-b_2(t-tm_2)}]^2} + \dots$$

---

<sup>14</sup> Para esto, se debe determinar la integral de cada curva de primera derivada logística evaluado entre los años a los cuales fueron ajustados. Esto es así porque la integral de la primera derivada logística en función del tiempo es igual a la función logística original que en este tema de estudio representa la producción acumulada de petróleo. De este modo, se estaría calculando la producción acumulada en cada subperíodo.

$$\dots + \int_{t_{q-2}}^{t_{q-1}} \frac{c_{q-1} b_{q-1} e^{-b_{q-1}(t-t_{m_{q-1}})}}{[1 + e^{-b_{q-1}(t-t_{m_{q-1}})}]^2} + \left[ c_q + \int_{1917}^{t_{q-1}} \frac{c_q b_q e^{-b_q(t-t_{m_q})}}{[1 + e^{-b_q(t-t_{m_q})}]^2} \right]$$

## 5. Estimación de la producción petrolera 2019-2025

Luego de haber modelado la producción anual de petróleo con el enfoque multi-Hubbert a través de la resolución de  $q$  problemas de optimización de SCR, se utilizará la última curva de primera derivada logística para estimar la producción anual de petróleo en el período 2019-2025. Para esto, se desarrollará la siguiente tabla de valores:

$t$ (año)	Producción anual (barriles)	Producción diaria promedio (b/d)
2019	$\hat{P}_q(2.019) \times 1.000.000$	$\frac{\hat{P}_q(2.019)}{365} \times 1.000.000$
2020	$\hat{P}_q(2.020) \times 1.000.000$	$\frac{\hat{P}_q(2.020)}{366} \times 1.000.000$
...	...	...
2059	$\hat{P}_q(2.059) \times 1.000.000$	$\frac{\hat{P}_q(2.059)}{365} \times 1.000.000$
2060	$\hat{P}_q(2.025) \times 1.000.000$	$\frac{\hat{P}_q(2.060)}{366} \times 1.000.000$

**Tabla 2: Estimación general de la producción petrolera (2019-2025) a través del ajuste de la  $q$ -ésima curva de primera derivada logística.** Elaboración propia

## 6. Estimación de la producción petrolera asumiendo condiciones optimistas para el período 2019-2060

Posteriormente, se plantea un escenario en el que las autoridades que ejercen la política en materia energética decidan realizar mayores esfuerzos en inversión, nuevas tecnologías, reformas institucionales e innovación de técnicas de explotación no convencionales de mayor eficiencia. Para esto, es necesario proponer una nueva curva de primera derivada logística que represente un aumento anual de la producción petrolera alrededor de 100 mil barriles/diarios (36,5 millones de barriles/año) durante el período 2019-2025<sup>15</sup>. Esto se llevará a cabo a través de la resolución del siguiente problema:

$$\min \sum_{t=2018}^{2025} [P(t) - \widehat{P}_0(t)]^2 \quad \text{s. a} \quad \widehat{P}_0(t) = \frac{c_0 b_0 e^{-b_0(t-t_m)}}{[1 + e^{-b_0(t-t_m)}]^2}$$

donde,

$P(2018)$  es la última cifra de la producción anual de petróleo que se registró.

$$P(t) = P(t - 1) + 36,5 \quad \forall 2019 \leq t \leq 2025$$

Luego de haber realizado esta operación para la estimación de los parámetros de esta nueva curva tipo “Hubbert”, se procede a resolver la siguiente tabla de valores:

---

<sup>15</sup> Las razones por las que se tomarán en cuenta estas condiciones se explicarán en el capítulo que trata sobre la aplicación del enfoque multi-cíclico de Hubbert.

$t$ (año)	Producción anual (barriles)	Producción diaria promedio (b/d)
2019	$\widehat{P}_0(2.019) \times 1.000.000$	$\frac{\widehat{P}_0(2.019)}{365} \times 1.000.000$
2020	$\widehat{P}_0(2.020) \times 1.000.000$	$\frac{\widehat{P}_0(2.020)}{366} \times 1.000.000$
...	...	...
2059	$\widehat{P}_0(2.059)$	$\frac{\widehat{P}_0(2.059)}{365} \times 1.000.000$
2060	$\widehat{P}_0(2.060)$	$\frac{\widehat{P}_0(2.060)}{366} \times 1.000.000$

**Tabla 3: Estimación general de la producción petrolera (1919-2060) a través del ajuste de una curva de primera derivada logística asumiendo condiciones optimistas.** Elaboración propia.

## **CAPÍTULO IV: CICLOS PRODUCTIVOS DEL PETRÓLEO EN VENEZUELA**

### **Antecedentes de la explotación petrolera**

En 1878, *La Petrolia del Táchira* fue la primera compañía en Venezuela que realizó las actividades de explotación petrolera bajo la concesión del Gobierno Central en la *Hacienda La Alquitrana*, Estado Táchira. Estas actividades fueron de carácter artesanal, de técnica rudimentaria y con fines de desarrollo local; no obstante, esto representó el primer paso de la industria petrolera venezolana.

Posteriormente, con la evolución de las técnicas de exploración y los métodos avanzados que logran detectar formaciones con hidrocarburos, se impulsó las iniciativas exploratorias en 1908 cuando el presidente de ese entonces, Juan Vicente Gómez, promovió una política de otorgamiento de concesiones para que las compañías extranjeras iniciaran las actividades de exploración petrolera en Venezuela.

### **Ciclo de producción petrolera 1917-1932**

Se considera que la producción de petróleo en Venezuela empezó formalmente en 1914 con el descubrimiento de uno de los campos petrolíferos de mayor importancia, Mene Grande, que fue descubierto por la *Caribbean Petroleum*, subsidiaria de *Royal Dutch Shell*, tras la finalización del pozo Zumaque I. Desde ese entonces, la producción petrolera pasó a ser de carácter industrial y con miras hacia la comercialización mundial. En 1917, se empiezan a registrar las primeras estadísticas de producción de petróleo.

A pesar de que la producción petrolera fue creciendo paulatinamente, el desarrollo de la industria petrolera en Venezuela fue escaso hasta 1922. La *Caribbean Petroleum*, que operaba en Mene Grande, era todavía la única empresa productora comercialmente. Las otras dos filiales de la Shell, *Colon Development* y *Venezuelan*

*Oil Concessions*, continuaron sus perforaciones en los campos de Tarra, Río de Oro, La Paz y La Rosa alrededor del Lago de Maracaibo sin algún significativo hallazgo.

El 14 de diciembre de 1922, el pozo Barroso 2 comenzó a producir y de manera acelerada. Las noticias sobre el *géiser Barroso*<sup>16</sup> llamó la atención de los inversionistas norteamericanos que formaron nuevas compañías para iniciar sus operaciones en la Cuenca del Lago de Maracaibo. Se desarrollaron ambiciosos programas de perforación en los campos costeros del distrito Bolívar y se abrieron intensivamente pozos exploratorios a lo largo de este período en estudio (ver tabla 4).

Año	Pozos Perforados	Pozos de Petróleo	Pozos de Gas	Pozo Seco
1922	22	8	4	10
1923	69	20	12	37
1924	78	50	3	25
1925	203	151	5	47
1926	348	296	2	50
1927	392	320	3	69
1928	442	386	8	48
1929	615	565	2	48

**Tabla 4: Número de pozos perforados en Venezuela (1922-1929)**  
Fuente: PODE (1959).

Además, el modelo de producción petrolera en la orilla oriental del Lago de Maracaibo fue concebida a partir de 1922 de la siguiente manera: Shell se encargaba de la explotación en tierra; Gulf operaba lo largo de la costa, y Standard de Indiana realizaba sus actividades costa afuera. Estas tres compañías llevaron a cabo una perforación competitiva tal que extraían crudo de una reserva común subterránea.

Posteriormente, se abrieron los campos costeros del distrito Bolívar, y los concesionarios de ese entonces (Shell, Standard de Indiana y Gulf) se convirtieron en los *tres grandes* de la industria petrolera en Venezuela. De esta manera, la producción

<sup>16</sup> Este reventón provocó un caudal incontenible de 100.000 barriles diarios aproximadamente, cuya duración fue de 9 días y alcanzó 40 metros de altura al quebrar la torre del pozo.



petrolera iba aumentando rápidamente y el período de 1922-1929 se consideró como la época del auge petrolero a tal magnitud que Venezuela pasó a ser el segundo mayor productor mundial de petróleo en 1928, después de Estados Unidos (PODE, 1959, p. 74).

Sin embargo, a principios de 1930, la llamada *Crisis del 29* afectó al mercado petrolero mundial. De este modo, el efecto inmediato de la depresión mundial fue desechar los planes de expansión en Venezuela. De hecho, Shell redujo voluntariamente su producción en 20%; la Gulf y la Standard de Indiana en un 10%. Para 1931, los Tres Grandes firmaron un acuerdo formal para restringir su producción en 15% (Leuiwen E., 2016, p. 104)

Por lo tanto, el período de 1929-1932 fue caracterizado por la suspensión de las actividades de exploración y una reducción en la producción petrolera; específicamente, las perforaciones de pozos fueron disminuyendo (ver tabla 5) y cesaron las operaciones en otros pozos que estaban activos.

Año	Pozos Perforados	Pozos de Petróleo	Pozos de Gas	Pozo Seco
1929	615	565	2	48
1930	460	368	3	89
1931	163	88	3	72
1932	89	48	2	39

**Tabla 5: Número de pozos perforados en Venezuela (1929-1932)**  
Fuente: PODE (1959).

Dada esta situación, conviene inferir que el primer ciclo productivo de petróleo se dio en el período 1917-1932 cuyo *peak oil* fue alcanzado en 1929. De este modo, para el modelado<sup>17</sup> correspondiente a este ciclo, se debe resolver el siguiente problema de optimización:

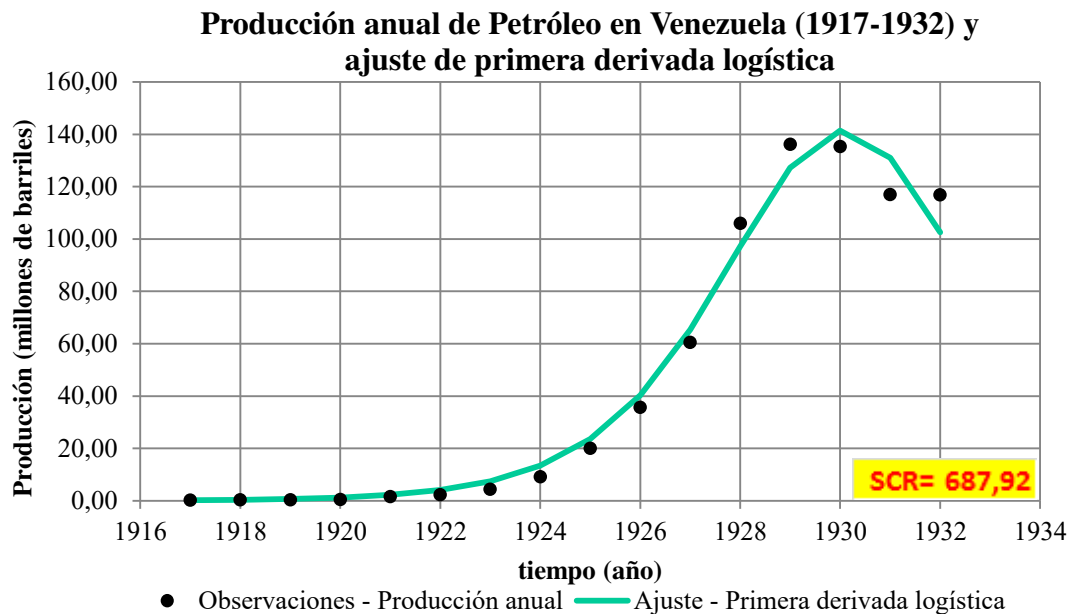
<sup>17</sup> Este modelado carecerá parcialmente de la fase de declinación y totalmente de la etapa de recuperación porque, a partir de 1933, la producción anual de petróleo empezó a crecer a una nueva tasa, lo cual, se estudiará en el siguiente apartado.

$$\min \sum_{t=1917}^{1932} [P(t) - \widehat{P}_1(t)]^2 \quad \text{s. a} \quad \widehat{P}_1(t) = \frac{c_1 b_1 e^{-b_1(t-tm_1)}}{[1 + e^{-b_1(t-tm_1)}]^2}$$

De esta forma, al determinar los parámetros de este primer modelo, el resultado de esta operación ofrece la siguiente curva de primera derivada logística:

$$\widehat{P}_1(t) = \frac{931,53 \times 0,61 \times e^{-0,61(t-1.930,08)}}{[1 + e^{-0,61(t-1.930,08)}]^2} \quad (10)$$

Así, al integrar la ecuación (10) respecto a  $t$  evaluado entre 1917 y 1932, se obtiene la producción acumulada de petróleo estimada para el período 1917-1932:



**Gráfico 16: Producción anual de petróleo en Venezuela (1917-1931) y ajuste de la primera derivada logística.** Fuente: PODE (1959) y cálculos propios.

$$\widehat{Q}_1(1.932) = \int_{1.917}^{1.932} \frac{931,53 \times 0,61 \times e^{-0,61(t-1.930,08)}}{[1 + e^{-0,61(t-1.930,08)}]^2} dt$$

$$\widehat{Q}_1(1.932) = \frac{931,53}{1+e^{-0,61(t-1.930,08)}} \Big|_{1917}^{1932} = 758,42 \text{ mmb} \quad (11)$$

Por consiguiente, al interpretar el resultado de la ecuación (11), se puede afirmar que el volumen de producción acumulada de petróleo en Venezuela fue de 758,42 millones de barriles entre 1917 y 1932.

### **Ciclo de producción petrolera 1932-1942**

Posteriormente, EEUU empezó a emerger de la *Gran Depresión* en 1933 y se produjo un gradual incremento en el consumo mundial. Esto incentivó a que los perforadores reiniciaran sus actividades. Del mismo modo, la atención del Lago de Maracaibo se concentró en la expansión del campo *Lagunillas*. Además, este período se caracterizó por la expansión de las actividades petroleras hacia otras regiones del país.

En este sentido, la región de los Llanos fue sometida a intensas actividades de exploración a medida que los geólogos y perforadores retornaban al país. Además, el descubrimiento del campo Quiriquire, Estado Monagas por la *Standard Oil Company*, atrajo a otras compañías a la zona como *Socony*, la *Pantepec* y la *Texas Company*.

Por otro lado, *Gulf* desplazó parte de su capital al estado Anzoátegui y, en 1933, se descubrió el campo *Oficina*. Ese mismo año, la *Standard Oil Company* perforó el pozo de *Pedernales* del Golfo de Paria, Estado Sucre.

Por lo tanto, estos hechos representaron las razones por las que la producción de petróleo fue aumentando considerablemente; no obstante, este período también se vio caracterizado por los conflictos de interés entre las compañías petroleras y el Gobierno de Eleazar López Contreras en 1937 por la propuesta de una nueva *Ley Petrolera* que aumentaba los impuestos de derecho de explotación. Esto se resolvió a

través de la construcción de obras públicas que aceptó este Gobierno de las compañías petroleras en lugar del cobro impuesto.

Por esta razón, en 1938, se empezaron a registrar las primeras estadísticas de consumo interno venezolano (Ministerio de Petróleo, 1959, p. 9). Así, la demanda interna de petróleo presionó el inicio de la explotación de los campos costeros de Tía Juana en 1937 y Bachaquero en 1938, las cuales, se habían descubierto con anterioridad.

Año	Consumo interno (miles de barriles)
1937	0
1938	2.001
1939	2.261
1940	2.590
1941	2.886
1942	2.772

**Tabla 6: Consumo interno de petróleo (1937-1942)**

Fuente: PODE (1959).

Posteriormente, en septiembre de 1939, estalló la guerra en Europa y se preveía un gran incremento de la demanda mundial por lo que las compañías adoptaron en Venezuela una política de maximizar la producción petrolera. Sin embargo, ocurrió todo lo contrario; de acuerdo con E. Lieuwen (2016), se afirma que:

La estabilización de los frentes de guerra (que redujo las necesidades de combustible de los ejércitos), el bloqueo contra el Eje (que convirtió el petróleo en contrabando), la campaña submarina de los alemanes (que paralizó el tráfico de muchos mercantes), el estricto control británico sobre el uso de los buques petroleros (que disminuyó el movimiento del petróleo venezolano) y la ley de neutralidad de Estados Unidos (que redujo los envíos de petróleo en buques norteamericanos) influyeron adversamente sobre el mercado europeo. (p.154).

Así pues, a mediados de 1940, la producción petrolera disminuyó y se abandonaron una vez más los proyectos de expansión petrolera en Venezuela.

Consecutivamente, se retomaron las operaciones y la producción alcanzó su mayor valor máximo histórico para 1941 producto de la Primera Guerra Mundial; específicamente, esto se debe porque Venezuela fue el principal surtidor de combustible fósil de EEUU y sus aliados.

Seguidamente, los submarinos nazis se dirigieron al Caribe con el objetivo de interrumpir los suministros petroleros vitales para EEUU. De hecho, las petroleras del Lago de Maracaibo fueron torpeados y, posteriormente, bombardearon las refinerías de Curazao y Aruba en febrero de 1942. Esto provocó la pérdida de algunos petroleros estadounidenses y se imposibilitó los envíos de crudo al exterior. Cuando los tanques de almacenamiento se llenaron, los productores no tuvieron otra alternativa que cerrar los pozos.

De esta manera, se puede considerar que el segundo ciclo productivo de petróleo tuvo lugar en el período 1932-1942 y su *peak oil* fue alcanzado en 1941. Para el modelado<sup>18</sup> adecuado a este ciclo, se debe resolver el siguiente problema de optimización:

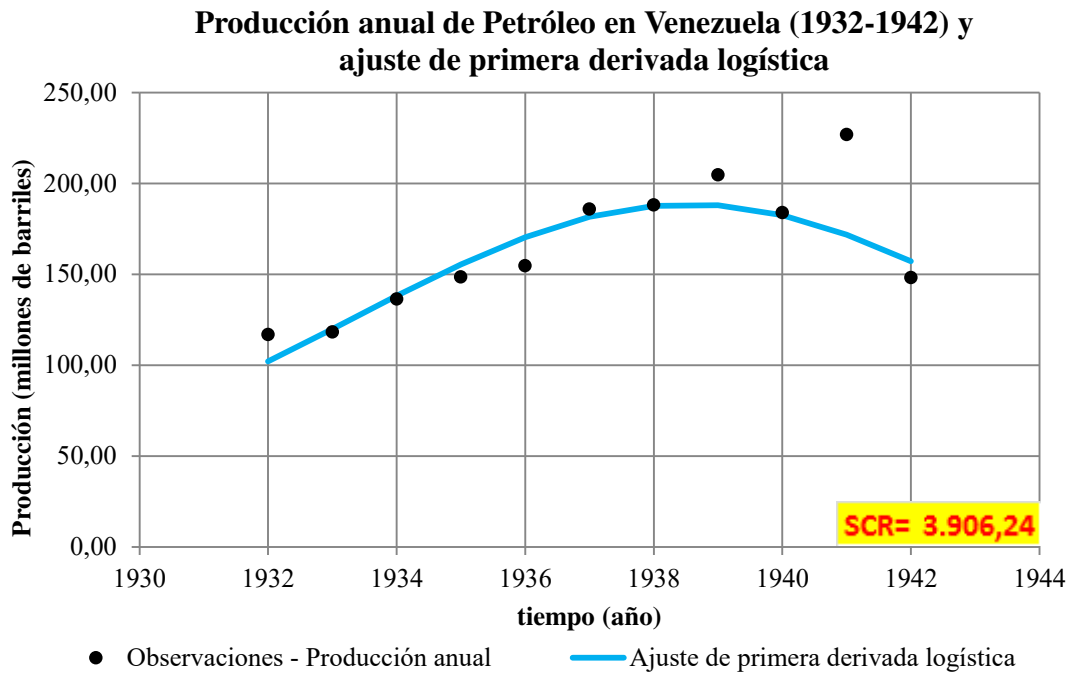
$$\min \sum_{t=1932}^{1942} [P(t) - \widehat{P}_2(t)]^2 \quad \text{s. a} \quad \widehat{P}_2(t) = \frac{c_2 b_2 e^{-b_2(t-tm_2)}}{[1 + e^{-b_2(t-tm_2)}]^2}$$

Por consiguiente, la curva de primera derivada logística que resulta de esta operación se denota como:

$$\widehat{P}_2(t) = \frac{3.000,65 \times 0,25 \times e^{-0,25(t-1.938,56)}}{[1 + e^{-0,25(t-1.938,56)}]^2} \quad (12)$$

---

<sup>18</sup> Este modelado también carecerá parcialmente de la fase de declinación y totalmente de la etapa de recuperación porque, a partir de 1943, se produce una pérdida de ajuste a raíz de las nuevas políticas en materia energética que incrementaron la producción petrolera de manera distinta.



**Gráfico 17: Producción anual de petróleo en Venezuela (1932-1942) y ajuste de la primera derivada logística.** Fuente: PODE (1959) y cálculos propios.

Integrando la ecuación (12) con respecto a  $t$  entre 1932 y 1942, se obtiene la producción acumulada estimada de ese período como:

$$\widehat{Q}_2(1.942) = \int_{1.932}^{1.942} \frac{3.000,65 \times 0,25 \times e^{-0,25(t-1.938,56)}}{[1 + e^{-0,25(t-1.938,56)}]^2} dt$$

$$\widehat{Q}_2(1.942) = \frac{3.000,65}{1 + e^{-0,25(t-1.938,56)}} \Big|_{1931}^{1942} = 1.652,89mmb \quad (13)$$

Por lo tanto, el volumen estimado de producción acumulada de petróleo desde 1932 hasta 1942 fue aproximadamente de 1.754,96 millones de barriles.

## Ciclo de producción petrolera 1942-1986

El 13 de marzo de 1943, el Congreso Nacional de la época sancionó una nueva Ley de Hidrocarburos, en la que se suponía, que tanto la nación como las compañías petroleras habían llegado a un acuerdo mutuamente benéfico. Esto consistía en que el Gobierno recibiría un incremento en la participación, a cambio de asegurar a las compañías 40 años adicionales de explotación de sus concesiones (Martínez, 1970).

Este hecho marcaría una nueva dinámica en la producción de crudo y representaría la prosperidad de la industria petrolera venezolana que perduraría. Efectivamente, la producción petrolera se fue incrementando hasta 1970 cuando se alcanzó el mayor nivel histórico de 3,78mmb/d según cifras oficiales de OPEP (2019).

Desde 1943, se efectuaba una intensa exploración en las nuevas concesiones. Además, se incrementaron las perforaciones a mayores profundidades en los estratos cretáceos de los campos de *La Paz* y *Concepción* del Lago de Maracaibo. Mientras tanto, en el oriente venezolano, la *Creole Petroleum Corporation*, filial de *Standard de New Jersey* en Venezuela, amplió los campos ya probados en el estado Monagas. Además, *Socony* perforó al sur de los Andes en el estado Barinas y *Mene Grande Oil Company* exploró los llanos de Apure.

Al transcurrir el tiempo, para mediados de 1958, la producción petrolera continuaba aumentando. Sin embargo, la medida conocida como el *fifty-fifty* que se ejecutó en el 1959 durante el Gobierno de Rómulo Betancourt no fue de agrado para las compañías petroleras y se perjudicaron las relaciones armoniosas que se tenían en ese momento con el Estado venezolano. De hecho, el Presidente de Creole, H. W. Hight, manifestó en carta de 22 de diciembre de 1958 que:

El aumento del impuesto complementario, sin tomar en consideración el equilibrio que se ha buscado obtener entre la participación del Gobierno y la de la industria petrolera,

mediante la fórmula del 50-50, rompe el respetable entendimiento que ha dado los excelentes resultados logrados tanto para el Gobierno como para la industria. (Memoria del Ministerio de Minas e Hidrocarburos, 1957, p. 369).

Este hecho aunado a la creación de la OPEP en septiembre de 1960, las transnacionales concesionarias en Venezuela comenzaron a manejar el escenario de que una vez que se les vencieran las concesiones en 1983, éstas no serían renovadas.

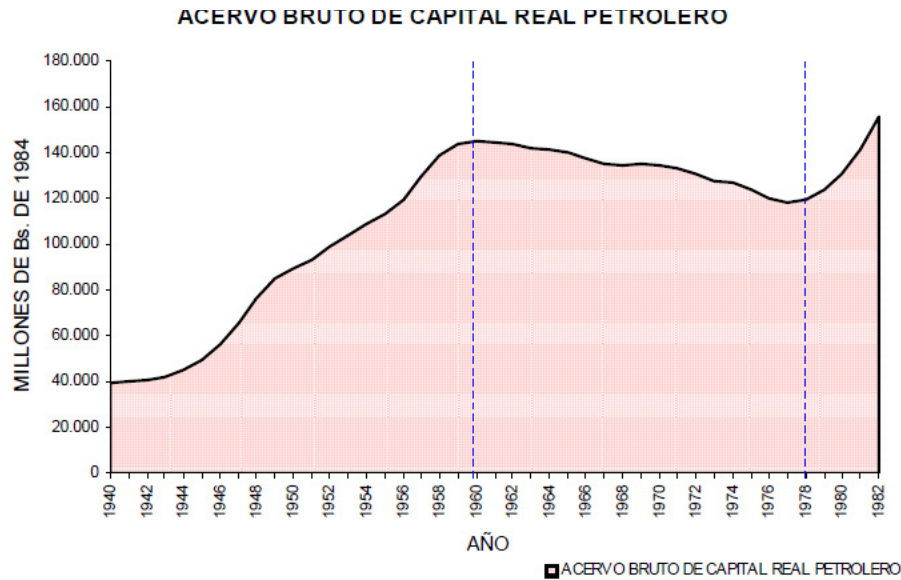
Éstas especulaciones se fueron materializando ya que las compañías petroleras dejaron de explorar para descubrir nuevos yacimientos, disminuyeron las inversiones en procesos de recuperación mejorada para concentrarse en los yacimientos tradicionales más productivos, abandonaron los menos productivos o en franca declinación, y no realizaron nueva formación bruta de capital en la industria. Sin embargo, la producción seguiría aumentando pero cada vez a menor tasa, lo cual, era indicio de que próximamente se estaría ingresando a la fase de producción máxima.

Con la promulgación de la Ley de Bienes Afectos de Reversión (1971), se confirmaba que no se renovarían las concesiones a las transnacionales, lo cual, estimuló aún más la desinversión en la industria petrolera venezolana. Consecuentemente, a partir de 1971, el ciclo productivo de petróleo se encontraba en la fase de declinación, es decir, la producción de crudo empezó a disminuir luego de haber alcanzado el histórico *peak oil* de 1970.

Las estimaciones del profesor Asdrúbal Baptista (Baptista, 2006) sobre el acervo bruto de capital real de la industria petrolera permiten apreciar la progresiva y alarmante desinversión que se materializó en la industria petrolera desde principios de los años 1960, mostrando la serie de tiempo una tendencia declinante sostenida que solo pudo revertirse entre los años 1978 y 1979 (ver gráfico 16).

Por esta razón, la Nacionalización del Petróleo se adelantó de manera forzada para 1975 y se inició entonces un nuevo ciclo de explotación del recurso que comenzó a rendir sus frutos solo a partir de 1986, año en el que comienza a revertirse la tendencia de declinación acelerada en la que las transnacionales concesionarias habían introducido a la producción petrolera.





**Gráfico 18: Acervo Bruto de Capital Real Petrolero (1940-1982).**  
Fuente: Bases Cuantitativas de la Economía Venezolana. A. Baptista (2006).

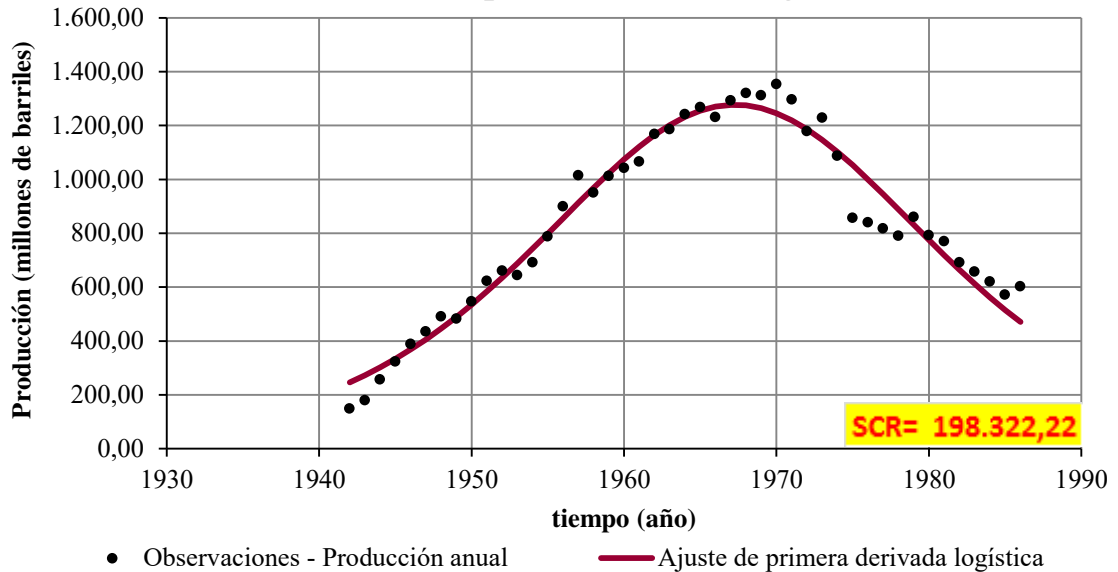
De esta forma, se puede plantear que el tercer ciclo productivo de petróleo se originó durante el período 1942-1986 y su *peak oil* fue alcanzado en 1970. Por lo tanto, para modelar este ciclo, conviene resolver el siguiente problema de optimización:

$$\min \sum_{t=1942}^{1986} [P(t) - \widehat{P}_3(t)]^2 \quad \text{s. a} \quad \widehat{P}_3(t) = \frac{c_3 b_3 e^{-b_3(t-tm_3)}}{[1 + e^{-b_3(t-tm_3)}]^2}$$

Por consiguiente, la curva de primera derivada logística que resulta de esta operación se expresa a través de la siguiente ecuación:

$$\widehat{P}_3(t) = \frac{44.092,49 \times 0,12 \times e^{-0,12(t-1.967,29)}}{[1 + e^{-0,12(t-1.967,29)}]^2} \quad (14)$$

### Producción anual de Petróleo en Venezuela (1942-1986) y ajuste de primera derivada logística



**Gráfico 19: Producción anual de petróleo en Venezuela (1942-1986) y ajuste de la primera derivada logística.** Fuente: PODE (1959,1989) y cálculos propios.

Integrando la ecuación (14) con respecto a  $t$  evaluado 1942 y 1986, la producción acumulada estimada de ese período viene dado como:

$$\widehat{Q}_3(1.986) = \int_{1.942}^{1.986} \frac{44.092,49 \times 0,12 \times e^{-0,12(t-1.967,29)}}{[1 + e^{-0,12(t-1.967,29)}]^2} dt$$

$$\widehat{Q}_3(1.986) = \frac{44.092,49}{1 + e^{-0,12(t-1.967,29)}} \Big|_{1942}^{1986} = 37.564,30 \text{ mmb} \quad (15)$$

De este modo, el volumen de producción acumulada entre 1942 y 1986 fue de 37.435,58 mmb aproximadamente.

### **Ciclo de producción petrolera 1986-2003**

En 1983, se diseñó el Modelo Geológico de la Faja Petrolífera del Orinoco; para esto, se desarrolló el proceso de mejoramiento para la explotación de crudos pesados y extra-pesados (PDVSA, 2014, p.10).

Consecuentemente, en 1986, la tecnología de las emulsiones para la producción y manejo de crudos pesados fue integrado convenientemente a las operaciones de la industria. Además, también se introdujo la tecnología indispensable para la recuperación mejorada de crudos livianos y medianos. Sin duda alguna, estos factores incentivaron que la producción petrolera empezara a aumentar dando inicio a un nuevo ciclo productivo.

Para 1992, el Presidente Carlos Andrés Pérez planteó una nueva estrategia energética denominada *La Apertura Petrolera* que comenzó bajo la forma de convenios operativos con los cuales las empresas petroleras privadas se encargaban de reactivar los campos que se encontraban inactivos.

Posteriormente, a esta política ésta se le dio continuidad bajo la figura de *Asociaciones Estratégicas* establecida en 1995 entre PDVSA y las empresas petroleras con el objetivo de fortalecer la extracción y procesamiento de crudos pesados y extra-pesados localizados en la Faja del Orinoco.

Además, se establecieron *Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas*, bajo las cuales las compañías petroleras podían explorar en nuevos campos con propio capital aceptando la posterior participación del Estado venezolano de realizar descubrimientos de reservas (Ministerio de Ciencia y Tecnología, 2009). Sin duda alguna, la *apertura petrolera* incentivo que la extracción de crudo fuera aumentando a lo largo de la década de los 90.

Sin embargo, la producción petrolera alcanzó un nuevo *peak oil* en 1998. Esto se debe a que el Gobierno de Hugo Chávez empezó a promover una política de *recuperación de control de los hidrocarburos*, lo cual, es contrario a la política de la apertura petrolera. De hecho, se afirma que: “Tan pronto como Rodríguez Araque asumió el control del Ministerio de Petróleo en 1999, comenzó a implementar una

política con el objetivo de recuperar el control estatal sobre los recursos naturales”<sup>19</sup> (Bernard Mommer, 2001), es decir, se redujeron las concesiones para que PDVSA asumiera el control de los procesos productivos del petróleo.

Por lo tanto, esto trajo como consecuencia que la producción disminuyera porque las compañías extranjeras se vieron obligadas a abandonar los pozos. Este descenso en la extracción de crudo tuvo duración hasta el 2003, año en el que finalizó el *Paro Petrolero*, el cual, inició en diciembre 2002 y perjudicó significativamente en la producción de petróleo.

Por lo tanto, se puede inferir que este ciclo productivo puede ser modelado a través del ajuste una curva tipo *Hubbert* correspondiente al período 1986-2003 y su *peak oil* da lugar para 1998. Este problema de optimización es el siguiente:

$$\min \sum_{t=1.986}^{2.003} [P(t) - \widehat{P}_4(t)]^2 \quad s. a \quad \widehat{P}_4(t) = \frac{c_4 b_4 e^{-b_4(t-tm_4)}}{[1 + e^{-b_4(t-tm_4)}]^2}$$

La resolución de este problema sugiere que este ciclo productivo se modele a través de la siguiente ecuación:

$$\widehat{P}_4(t) = \frac{31.862,86 \times 0,14 \times e^{-0,14(t-1.998,41)}}{[1 + e^{-0,14(t-1.998,41)}]^2} \quad (16)$$

Por lo tanto, al integrar la ecuación (15) con respecto a t y se evalúa entre 1986 y 2003, la producción acumulada para ese período es:

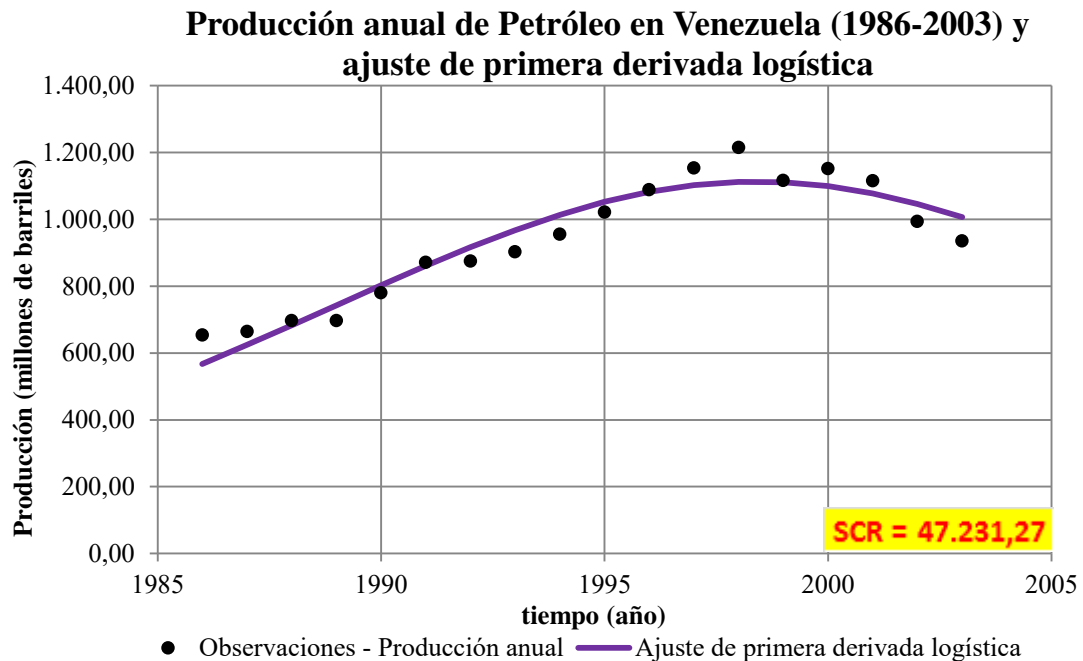
---

<sup>19</sup> Original en inglés: As soon as Rodríguez Araque took over the Oil Ministry in 1999, he began to implement a policy aiming at recovering the state control over natural resources.

$$Q_4(\widehat{2.003}) = \int_{1.986}^{2.003} \frac{31.862,86 \times 0,14 \times e^{-0,14(t-1.998,41)}}{[1 + e^{-0,14(t-1.998,41)}]^2} dt$$

$$\widehat{Q}_4(2.003) = \frac{31.862,86}{1 + e^{-0,14(t-1.998,41)}} \Big|_{1986}^{2003} = 16.303,43 \text{ mmb} \quad (17)$$

De este modo, el volumen estimado de producción acumulada de petróleo 1986-2003 es de 16.303,43 mmb aproximadamente.



**Gráfico 20: Producción anual de petróleo en Venezuela (1986-2003) y ajuste de la primera derivada logística.** Fuente: PODE (1989,1999, 2001), PDVSA Annual Report (2006) y cálculos propios.

### Ciclo de producción petrolera 2003-2018

De acuerdo con el profesor Ramon Key (2010), se afirma que: “este período se caracteriza por una fuerte re-orientación de la política petrolera hacia una política de soberanía del Estado sobre los recursos petroleros y de defensa de los precios en los mercados internacionales”.

En este sentido, en 2006, “Venezuela puso fin a los convenios operativos con una veintena de empresas petroleras privadas y, en 2007, nacionalizó cuatro multimillonarios proyectos de la Faja del Orinoco, dejando a su paso una estela de demandas y arbitrajes en los tribunales internacionales” (Reuters, 2010). Ante esto, se ha llevado a cabo la política de *empresas mixta* para aceptar la participación de las empresas transnacionales en conjunto al Estado venezolano. De hecho, desde 2006, los proyectos en campos de crudo convencional son desarrollados por 21 empresas mixtas que estaban previamente vinculadas con la figura de los convenios operativos (IESA, 2013, p. 21). Esto rindió sus frutos al menos hasta 2008 cuando se alcanzó un nuevo *pico de petróleo*.

Posteriormente, en el 2009, el Gobierno Nacional decidió expropiar 76 empresas que le prestaban servicios a PDVSA y se anunció la nacionalización de 11 taladros de perforación de la estadounidense Helmerich & Payne (Reuters, 2010). Esto ocasionó la salida de gigantes petroleras como Exxon Mobil (XOM.N) y Conoco Phillips (COP.N) en 2010 producto de estas disputas. No hay duda que esto perjudicaría en los niveles de extracción de crudo próximamente.

A partir de 2013, el número taladros activos en el país empezó a disminuir (ver tabla 7). Esto es indicio de que la baja de inversiones, la falta de innovación en las técnicas de explotación no convencional y el abandono de pozos eran efectos que estaban siendo palpables a raíz de las polémicas emergidas entre el Gobierno Nacional y las empresas petroleras que operaban en el país; y estas consecuencias negativas siguen rindiendo a mayor magnitud hoy en día tal que se puede detallar en la tabla nro. 7 que la disminución de taladros activos en promedio de 2018 con respecto a 2017 fue alrededor de 34,75%.

Año	Nro. Taladros activos (promedio mensual)	Variación interanual (%)
2011	70,92	-
2012	65,92	↓ -7,05%
2013	70,92	↑ 7,59%
2014	68,58	↓ -3,29%
2015	66,83	↓ -2,55%
2016	57,42	↓ -14,09%
2017	48,92	↓ -14,80%
2018	31,92	↓ -34,75%

**Tabla 7: Taladros activos en Venezuela (2011-2018) y variación interanual.**

Fuente: Baker Hughes (2019) y cálculos propios.

Por lo tanto, para realizar el modelado de este último ciclo (2003-2018), se recomendaría resolver el siguiente problema de optimización:

$$\min \sum_{t=2003}^{2018} [P(t) - \widehat{P}_5(t)]^2 \quad \text{s. a} \quad \widehat{P}_5(t) = \frac{c_5 b_5 e^{-b_5(t-tm_5)}}{[1 + e^{-b_5(t-tm_5)}]^2}$$

De esta manera, la curva de Hubbert sugerido para representar este ciclo productivo viene dado a través de la siguiente expresión:

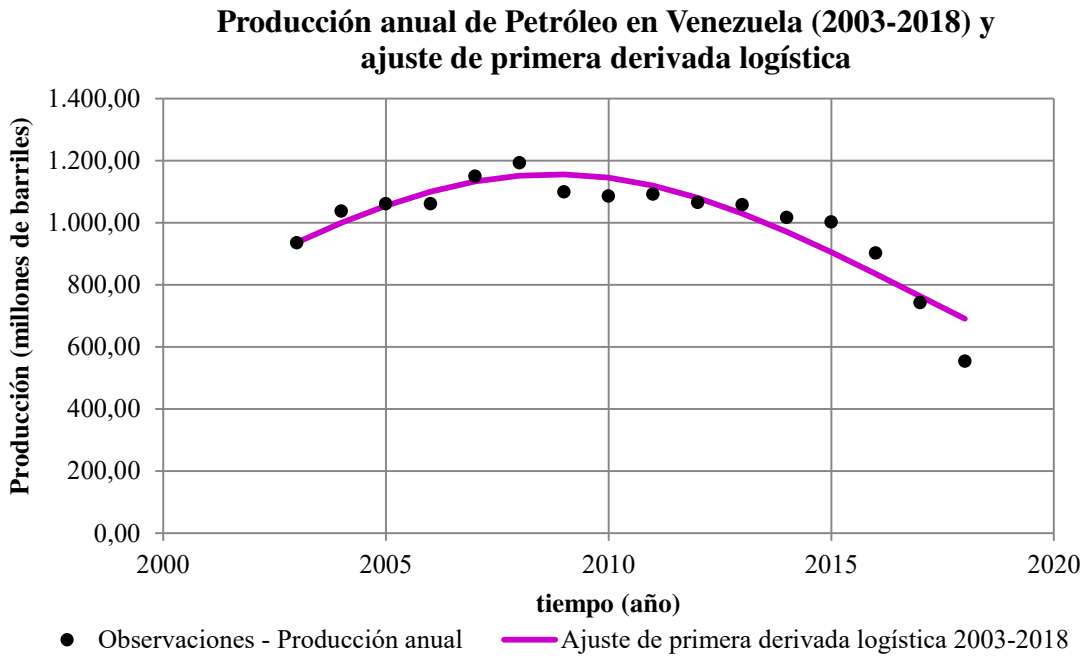
$$\widehat{P}_5(t) = \frac{28.511,30 \times 0,16 \times e^{-0,16(t-2.008,77)}}{[1 + e^{-0,16(t-2.008,77)}]^2} \quad (18)$$

Ahora, si se integra la ecuación (18) respecto a  $t$  y se evalúa entre 2.003 y 2.018, entonces, la producción acumulada de petróleo para ese período vendría dado por la siguiente operación:

$$\hat{Q}(2.018) = \int_{2.003}^{2.018} \frac{28.511,30 \times 0,16 \times e^{-0,16(t-2.008,77)}}{[1 + e^{-0,16(t-2.008,77)}]^2}$$

$$\hat{Q}(2.018) = \frac{28.511,30}{1 + e^{-0,16(t-2.008,77)}} \Big|_{2003}^{2018} = 15.127,97 \quad (19)$$

Por lo tanto, la producción acumulada de petróleo entre 2003 y 2018 es aproximadamente de 15.127,97 millones de barriles.



**Gráfico 21: Producción anual de petróleo en Venezuela (2003-2018) y ajuste de la primera derivada logística.** Fuente: PDVSA Annual Report (2006, 2011, 2016), OPEP Monthly Oil Market Report (January 2019) y cálculos propios.



## **CAPÍTULO V: APLICACIÓN DEL ENFOQUE MULTICÍCLICO DE HUBBERT**

### **Producción acumulada de petróleo 1917-2018**

De acuerdo al capítulo anterior, se identificaron cinco ciclos productivos del petróleo que se han dado en Venezuela durante el período 1917-2018. A cada uno de estos, se le realizó un ajuste de una simple curva de primera derivada logística para determinar un estimado del volumen de producción acumulada de petróleo que se dio en cada intervalo de tiempo.

En este sentido, para fijar un aproximado del volumen de producción acumulada desde 1917 hasta 2018, conviene sintetizar la producción acumulada de cada ciclo (sumar las ecuaciones 11, 13, 15, 17 y 19). Esto viene expresado a través de la siguiente expresión:

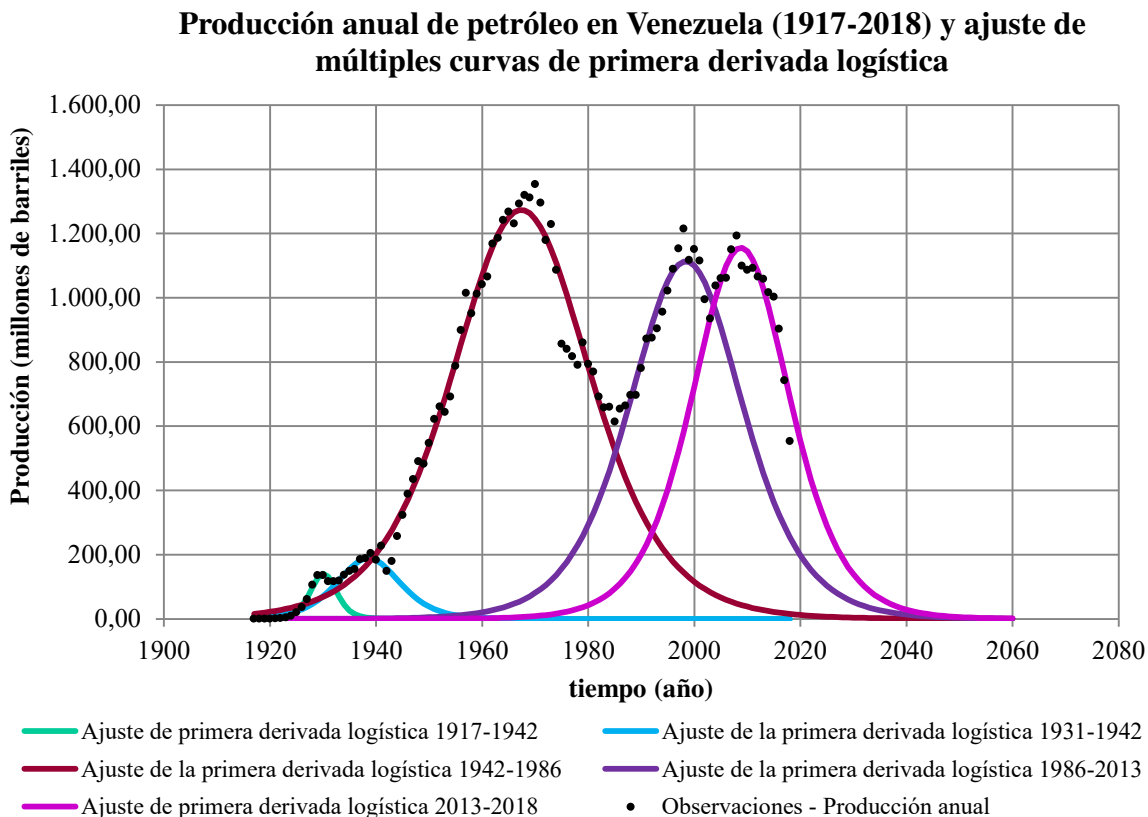
$$Q_{1917}^{2018} = \widehat{Q}_1(1.932) + \widehat{Q}_2(1.942) + \widehat{Q}_3(1.986) + \widehat{Q}_4(2.003) + \widehat{Q}_5(2.018)$$

$$Q_{1917}^{2018} = 655,68 + 1.652,89 + 37.564,30 + 16.303,43 + 15.127,97$$

$$Q_{1917}^{2018} = 71.304,27 \text{ mmb}$$

Por lo tanto, el volumen de producción acumulada entre 1917 y 2018 es aproximadamente de 71.304,27 millones de barriles. Si se calcula la producción acumulada de acuerdo a las cifras oficiales que presenta el Ministerio de Petróleo (1959, 1969, 1979, 1989, 1999, 2001), PDVSA (2006, 2011, 2016) y OPEP (2019, fuentes principales), esta variable se encuentra alrededor de 71.446,26 millones de

barriles. Esto indica lo aproximado que está el ajuste de las múltiples curvas de *Hubbert* a las observaciones registradas de la producción petrolera (ver gráfico 20).

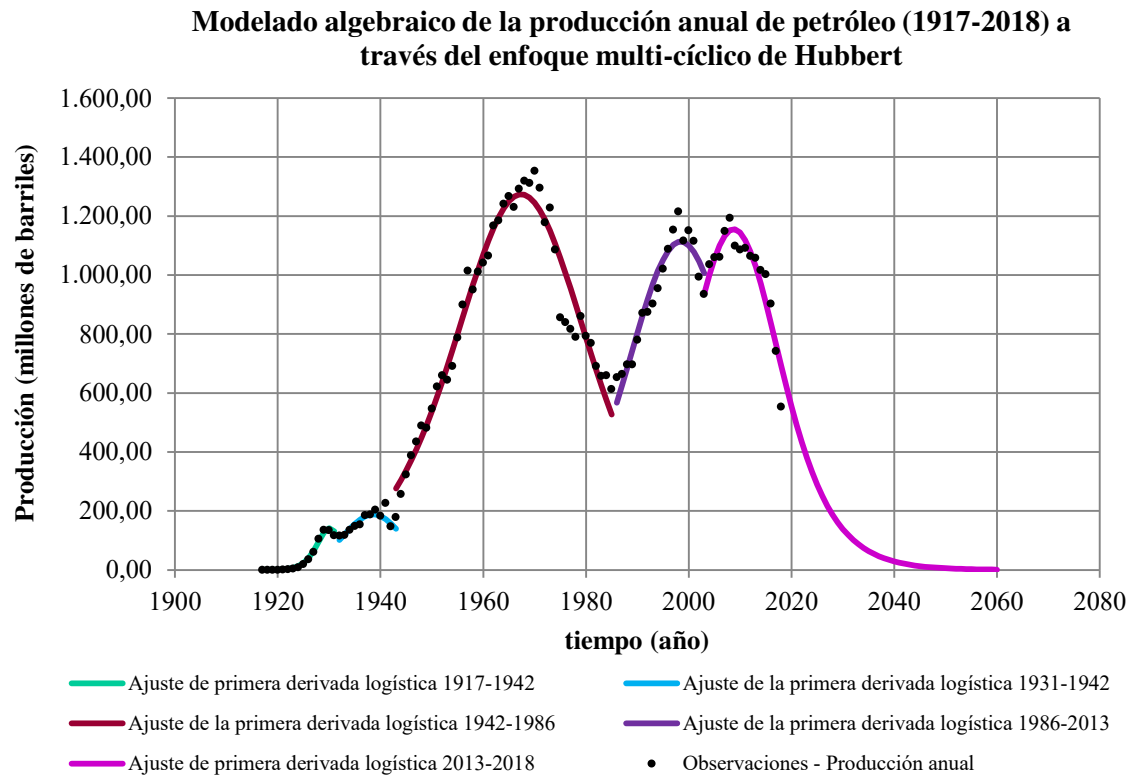


**Gráfico 22: Producción anual de petróleo en Venezuela (1917-2018) y ajuste de múltiples curvas de primera derivada logística.** Fuente: PODE (1959, 1969, 1979, 1989, 1999, 2001); PDVSA Annual Report (2006, 2011, 2016); OPEP Monthly Oil Market Report (January 2019) y cálculos propios.

### **Volumen final de producción acumulada de petróleo (URR) y período de agotamiento**

Si se supone que la producción temporal de petróleo continuará la tendencia que indica la curva de *Hubbert* ajustada al ciclo 2003-2018, sería provechoso estudiar cuál será el volumen final de producción acumulada y en qué momento está

predeterminado que se agote la producción petrolera<sup>20</sup>. De esta forma, el URR será estimado a través del área debajo del conjunto de curvas<sup>21</sup> de *Hubbert* del modelado final de la producción anual de petróleo en Venezuela durante 1917-2018 (ver gráfico 21).



**Gráfico 23: Modelado algebraico de la producción anual de petróleo (1917-2018) a través del enfoque multi-cíclico de Hubbert.** Fuente: PODE (1959, 1969, 1979, 1989, 1999, 2001); PDVSA Annual Report (2006, 2011, 2016); OPEP Monthly Oil Market Report (January 2019) y cálculos propios.

En este sentido, el URR final viene dado por la siguiente expresión:

<sup>20</sup> Esto no significa que el petróleo se agotará, sino que se refiere al momento en el que los pozos que están en actividad hoy en día dejarán de producir de acuerdo a la magnitud en la que interactúan los fenómenos físicos que están en el sub-suelo.

<sup>21</sup> Se recuerda que el área bajo la curva de una función de primera derivada logística (cálculo integral), representa la producción acumulada de un recurso.

$$URR = \widehat{Q}_1(1.932) + \widehat{Q}_2(1.942) + \widehat{Q}_3(1.986) + \widehat{Q}_4(2.003) + c_5 - \int_{1.917}^{2.003} \frac{c_5 b_5 e^{-b_5(t-tm_5)}}{[1 + e^{-b_5(t-tm_5)}]^2} dt$$

Conociendo que,

$$\widehat{Q}_1(1.932) = 655,68 \text{ mmb}$$

$$\widehat{Q}_2(1.942) = 1.652,89 \text{ mmb}$$

$$\widehat{Q}_3(1.986) = 37.564,30 \text{ mmb}$$

$$\widehat{Q}_4(2.003) = 16.303,43 \text{ mmb}$$

$$c_5 = 28.511,30 \text{ mmb}$$

$$\begin{aligned} \int_{1.917}^{2.003} \frac{c_5 b_5 e^{-b_5(t-tm_5)}}{[1 + e^{-b_5(t-tm_5)}]^2} dt &= \int_{1.917}^{2.003} \frac{28.511,30 \times 0,16 \times e^{-0,16(t-2.008,77)}}{[1 + e^{-0,16(t-2.008,77)}]^2} dt \\ &= \frac{28.511,30}{1 + e^{-0,16(t-2.008,77)}} \Big|_{1917}^{2003} = 8.510,53 \text{ mmb} \end{aligned}$$

entonces,

$$URR = 655,68 + 1.652,89 + 37.564,30 + 16.303,43 + 28.511,3 - 8.510,53$$

$$URR = 76.177,07 \text{ mmb}$$

Por lo tanto, si la producción anual de petróleo en Venezuela continúa la tendencia que marca la curva de primera derivada logística (2003-2018), el volumen final de producción acumulada vendría siendo alrededor de 76.177,07 millones de barriles.

Por consiguiente, resultaría útil conocer en qué momento el valor de la producción acumulada alcanzará el valor aproximado de 76.177,07 mmb, es decir, sería conveniente estudiar en qué instante del tiempo ( $t_f$ ) la producción temporal tiende a cero.

Esto es:

$$\lim_{t \rightarrow t_f} \mathbf{P}(t) = 0 \quad \text{y} \quad \lim_{t \rightarrow t_f} \mathbf{Q}(t) = URR$$

Para esto, sería adecuado utilizar la *forma parabólica de la función logística* (ecuación 6) para resolver este problema. Sin embargo, esto arrojaría un instante del tiempo que es exacto en términos algebraicos y no un valor aproximado del tiempo en el que la producción de petróleo deje de ser rentable.

Por lo tanto, una alternativa sería realizar una tabla de valores en el que se evalúen los años desde 2019 hasta 2060 en la última curva de *Hubbert* (2003-2018) para conocer la tendencia de la producción anual de petróleo hasta hacerse cero (ver tabla 8).

Al interpretar los resultados de la tabla 8, esto sugiere que la producción de petróleo se estaría agotando a partir del año 2050, momento en el que ésta empieza a alcanzar valores menores a 15.000 barriles diarios en promedio y el volumen de producción acumulada tiende al URR estimado, si y solo sí, la tendencia para los próximos años viene determinada por la curva de primera derivada logística ajustada para el período 2003-2018 y no se realizan las políticas en materia energética suficientes como para revertir esta situación.

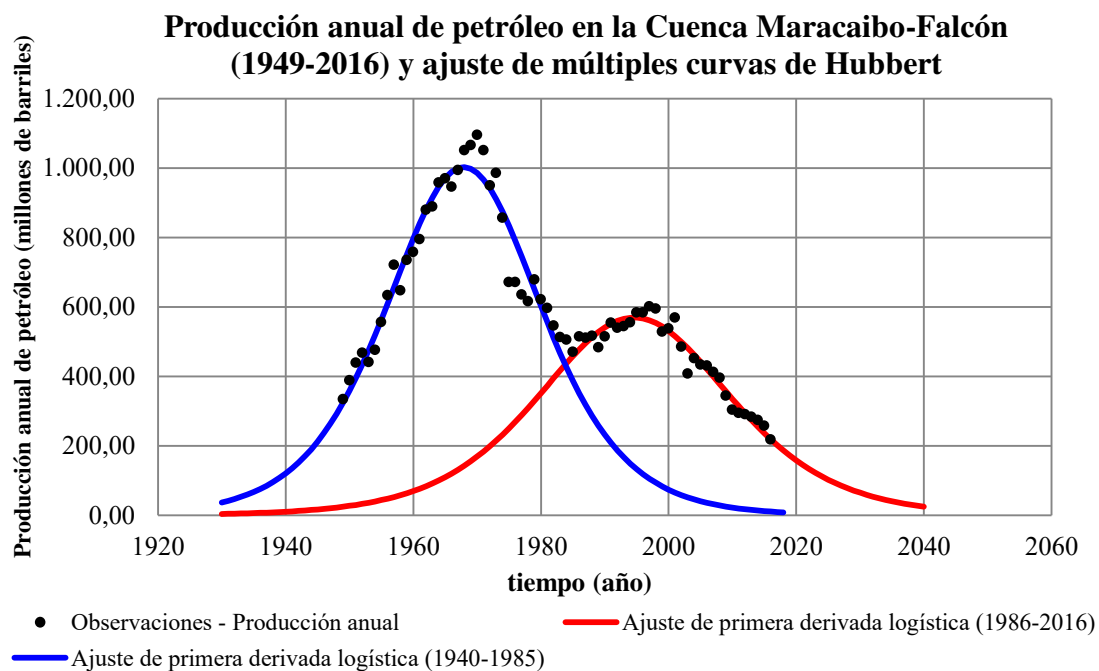
<b>Año</b>	<b>Producción anual (barriles)</b>	<b>Producción acumulada (barriles)</b>	<b>Producción diaria promedio (b/d)</b>
2019	620.844.474	71.925	1.700.944
2020	554.100.017	72.479	1.518.082
2021	491.421.732	72.971	1.346.361
2022	433.401.906	73.404	1.187.402
2023	380.350.554	73.784	1.042.056
2024	332.350.340	74.117	910.549
2025	289.310.515	74.406	792.632
2026	251.015.794	74.657	687.715
2027	217.168.051	74.874	594.981
2028	187.420.130	75.062	513.480
2029	161.402.060	75.223	442.197
2030	138.740.464	75.362	380.111
2031	119.072.246	75.481	326.225
2032	102.053.663	75.583	279.599
2033	87.365.810	75.670	239.358
2034	74.717.435	75.745	204.705
2035	63.845.831	75.809	174.920
2036	54.516.387	75.863	149.360
2037	46.521.287	75.910	127.456
2038	39.677.660	75.950	108.706
2039	33.825.480	75.983	92.673
2040	28.825.338	76.012	78.974
2045	12.902.231	76.104	35.349
2048	7.949.072	76.132	21.778
2049	6.762.573	76.139	18.528
2050	5.752.731	76.144	15.761
2051	4.893.365	76.149	13.406
2052	4.162.143	76.153	11.403
2055	2.560.550	76.163	7.015
2056	2.177.594	76.165	5.966
2057	1.851.867	76.167	5.074
2058	1.574.829	76.168	4.315
2059	1.339.212	76.169	3.669
2060	1.138.829	76.171	3.120

**Tabla 8: Tendencia de la producción de petróleo 2019-2060 de acuerdo al ajuste de la curva de primera derivada logística 2003-2018.** Fuentes: Cálculos propios.

## Enfoque multicíclico de Hubbert aplicado a nivel de cuencas petrolíferas

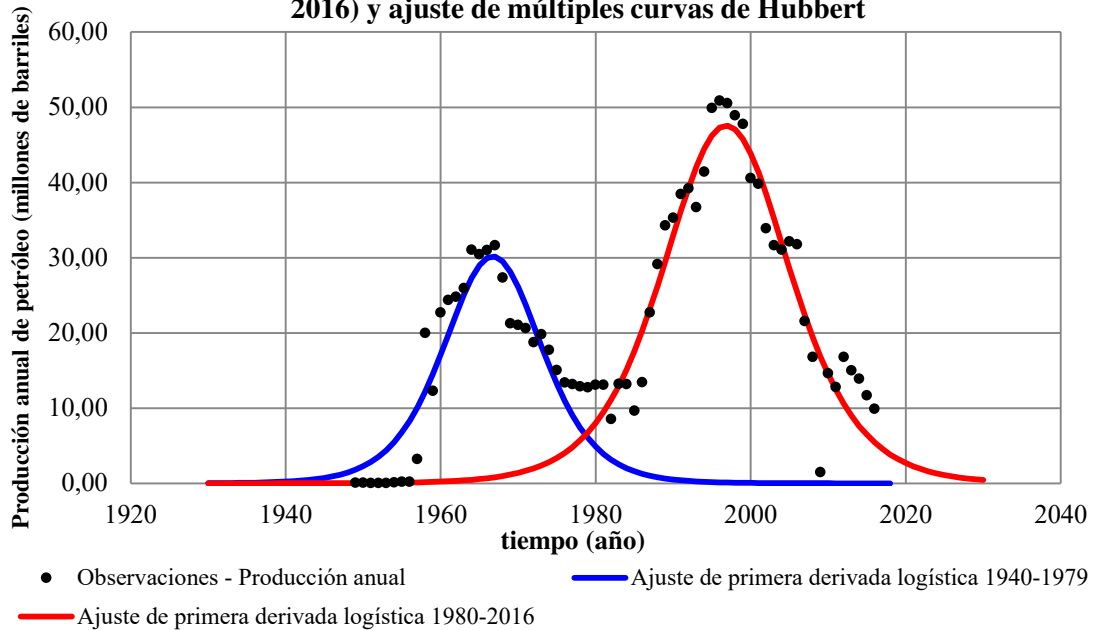
Si el enfoque multi-cíclico de Hubbert fuera aplicado a nivel de cuencas petrolíferas, esto tuviera una mayor bondad de ajuste. Esto se debe porque la producción petrolera no se lleva de manera homogénea a nivel nacional, es decir, las cuencas petrolíferas en Venezuela no se encuentran en una misma fase de explotación. Por ejemplo, para el período 1998-2003, mientras la Cuenca petrolífera de Maracaibo-Falcón se encontraba en la fase de declinación, la Cuenca Oriental se hallaba en fase de crecimiento todavía.

Por lo tanto, la tendencia determinística que indicaría la aplicación de la metodología de J.H Laherrère desglosada en cuencas petrolíferas (ver gráfico 22, 23 y 24) sería más precisa que si se estudiara en conjunto.



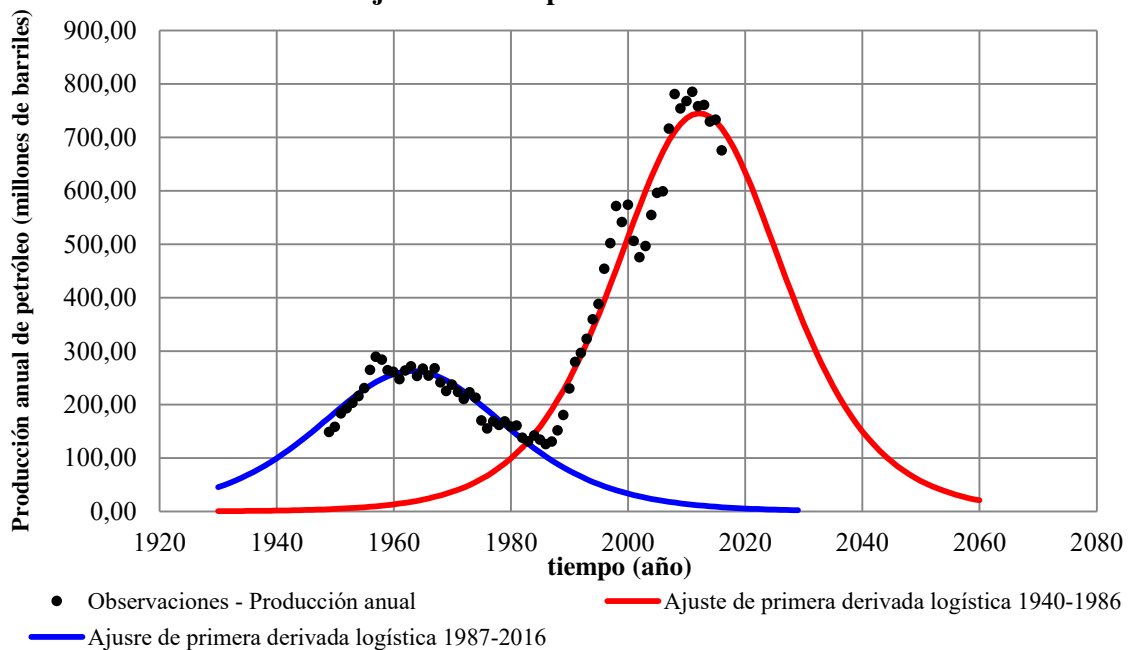
**Gráfico 24: Producción anual de petróleo en la Cuenca Maracaibo-Falcón (1949-2016) y ajuste de múltiples curvas de Hubbert.** Fuente: PODE (1959, 1969, 1979, 1989, 1999, 2001) y PDVSA Annual Report (2006, 2011, 2016).

**Producción anual de petróleo en la Cuenca Apure-Barinas (1949-2016) y ajuste de múltiples curvas de Hubbert**



**Gráfico 25: Producción anual de petróleo en la Cuenca Apure-Barinas (1949-2016) y ajuste de múltiples curvas de Hubbert.** Fuente: PODE (1959, 1969, 1979, 1989, 1999, 2001) y PDVSA Annual Report (2006, 2011, 2016).

**Producción anual de petróleo en la Cuenca Oriental (1949-2016) y ajuste de múltiples curvas de Hubbert**



**Gráfico 26: Producción anual de petróleo en la Cuenca Oriental (1949-2016) y ajuste de múltiples curvas de Hubbert.** Fuente: PODE (1959, 1969, 1979, 1989, 1999, 2001) y PDVSA Annual Report (2006, 2011, 2016).



De esta forma, si realiza una tabla de valores en el que se evalúen los años de 2017-2060 en la última curva tipo Hubbert de cada cuenca petrolífera y luego se sintetizan, se obtiene una tendencia determinística más acertada de la producción petrolera anual a nivel nacional (ver tabla 9).

Año	Producción anual en Cuenca Maracaibo-Falcón (millones de barriles)	Producción anual en Cuenca Apure-Barinas (millones de barriles)	Producción anual en Cuenca Oriental (millones de barriles)	Producción anual en Venezuela (millones de barriles)	Producción diaria promedio (b/d)
2.017	202,15	4,56	700,43	907,13	2.485.296
2.018	186,56	3,83	681,17	871,56	2.387.833
2.019	171,90	3,21	659,21	834,32	2.285.809
2.020	158,15	2,69	634,95	795,79	2.180.249
2.021	145,31	2,25	608,79	756,36	2.072.206
2.022	133,34	1,88	581,17	716,40	1.962.728
2.023	122,22	1,57	552,48	676,28	1.852.829
2.024	111,91	1,32	523,14	636,36	1.743.464
2.025	102,37	1,10	493,49	596,96	1.635.508
2.026	93,57	0,92	463,87	558,35	1.529.740
2.027	85,45	0,77	434,58	520,79	1.426.835
2.028	77,97	0,64	405,87	484,49	1.327.361
2.029	71,11	0,53	377,96	449,60	1.231.775
2.030	64,81	0,44	351,01	416,26	1.140.430
2.031	59,03	0,37	325,16	384,19	1.052.566
2.032	53,74	0,31	300,51	354,25	970.544
2.033	48,91	0,26	277,13	326,03	893.235
2.034	44,49	0,21	255,06	299,54	820.658
2.035	40,45	0,18	234,31	274,76	752.771
2.040	25,02	0,07	149,89	174,92	479.226
2.045	15,40	0,03	93,30	108,70	297.807
2.048	11,48	0,02	69,60	81,08	222.143
2.050	9,44	0,01	57,09	66,55	182.322
2.055	5,78	0,00	34,57	40,36	110.566
2.060	3,53	0,00	20,80	24,34	66.678

**Tabla 9: Tendencia de la producción de petróleo 2017-2060 por cuencas petrolíferas de acuerdo al ajuste de curvas de primera derivada logística.** Fuentes: Cálculos propios.

## Interpretación de resultados ante el contexto actual

Claramente, existe una diferencia muy abrupta entre los resultados que se muestran en tabla nro. 9 con las observaciones registradas de la OPEP en relación a la producción petrolera para 2017 y 2018 (ver tabla 10). Además, de acuerdo con International Energy Agency (IEA), la expectativa sobre la producción petrolera venezolana es que ésta se encuentre en menos de 1.000.000 de barriles diarios al finalizar 2019 y en 700.000 barriles diarios al culminar 2020 (IEA, 2018, p. 32); esto no sería congruente con las cifras presentadas en la tabla nro. 8 y 9.

Año	OPEP (b/d)	Ajuste de curvas de primera derivada logística por cuencas (b/d)
2017	2.034.000	2.485.296
2018	1.516.000	2.387.833

**Tabla 10: Comparación de cifras oficiales de la producción petrolera según OPEP con ajuste de primera derivada logística.** Fuente: OPEC Monthly Oil Market Report (January 2019) y cálculos propios.

Sin embargo, sería erróneo sostener la opinión de que los cálculos propuestos en la tabla 9 son incorrectos. Cuando se plantea en la tabla nro. 9 que la producción petrolera está a nivel de 2.485.296 b/d y 2.387.833 b/d en promedio para 2017 y 2018 respectivamente, no se refiere a que se produjo alrededor de esas cifras, sino que los campos petrolíferos en Venezuela contaron con la energía para ser explotados a esos niveles. Por lo tanto, si la OPEP registró la producción a cifras menores a las calculadas en la tabla nro. 9, entonces, lo que debe inferirse es que no se hicieron los esfuerzos suficientes para explotar a la capacidad física total que cuentan los pozos de petróleo.

Igualmente, se daría una mala interpretación a los resultados si se pronostica que la producción petrolera se encontrará en 1.700.944 b/d y 1.518.082 b/d (tabla nro. 8) para 2019 y 2020 respectivamente, o si se afirmara que la explotación de crudo estará alrededor de 2.285.809 b/d y 2.180.249 b/d (tabla nro. 9) para 2019 y 2020 respectivamente.

Sino que, se sugiere que, de acuerdo a la interacción de los fenómenos de materia-energía que están en el sub-suelo, los pozos cuentan con la suficiente energía para ser explotados a ese ritmo de producción. Por lo tanto, si las expectativas del IEA llegan a cumplirse, entonces, se debe plantear que no se materializaron los esfuerzos para explotar a la capacidad física total a la que están sometidos los campos petrolíferos.

Todo esto se debe porque el modelo de *Hubbert* no está diseñado con fines de pronóstico al corto plazo, sino para estimar: el período en el que se alcanzará el *peak oil*, el tiempo de agotamiento del recurso y el volumen final de producción acumulada. Si se desea pronosticar al corto plazo, esto tendría cabida para los casos de Dinamarca y Noruega por ejemplo, en donde los campos petrolíferos son convencionales y se encuentran en la misma fase de explotación, además, son países que no se están llevando proyectos de exploración que pudieran influir a futuro en el ciclo productivo que se representa con una simple curva de primera derivada logística.

No obstante, esto no quiere decir que el resto de los resultados del enfoque de multi-cíclico de Hubbert planteados en la tabla nro. 8 y 9 no puedan usarse con fines de estimaciones a futuro; de hecho, se le dará esa utilidad si y solo si las inversiones y las técnicas de explotación estén orientadas a producir a la magnitud dada por la energía o la capacidad física a la que están sometido los pozos de petróleo en Venezuela.

Esto quiere decir que, independientemente de los bajos niveles de la explotación de crudo en 2017 y 2018, si se vuelven a materializar los esfuerzos mínimos, la producción petrolera pudiera ajustarse para los próximos años a la tendencia determinística que sugiere la curva de Hubbert 2003-2018 (tabla nro. 8) o la denotada por las cuencas petrolíferas (tabla nro. 9).

## **CAPÍTULO VI: ESTIMACIONES DE LA PRODUCCIÓN PETROLERA**

### **Escenario pesimista 2019-2023**

En el capítulo anterior, se explicó que la curva de primera derivada logística ajustado para los datos de producción del período 2003-2018 no puede ser útil para fines de pronósticos al corto plazo porque ésta considera el patrón de los fenómenos físicos que se desenvuelven en el sub-suelo a partir de 2003.

Sin embargo, es posible ajustar una curva tipo Hubbert a las cifras que van desde 2013 al 2018 para representar la exagerada fase de declinación que ha experimentado la producción petrolera en Venezuela y así estimar al corto plazo si se siguen manteniendo las condiciones actuales en materia energética. Ciertamente, la explotación de crudo ha venido disminuyendo por la falta de inversiones, el abandono de pozos y la falta de innovación en las técnicas de extracción, además de la alta deuda externa que tiene el Estado venezolano con las empresas transnacionales, lo cual, ha generado a su vez la falta de credibilidad y desincentivos de mantener el capital extranjero en el sector petrolero del país. Pero, este descenso no vendría originándose de manera lineal ni polinómica sino que se daría bajo la representación de una simple curva de primera derivada logística.

En este sentido, se considera ajustar una curva tipo Hubbert a la producción petrolera del período 2013-2018 porque a partir 2013, el número de taladros activos en el país ha decrecido continuamente hasta 2018 (tabla nro. 7) lo cual permite inferir que desde ese año, las políticas en materia petrolera no han sido eficientes como para mantener los niveles de producción acorde a los resultados sugeridos por la curva tipo Hubbert ajustado al período 2003-2018 (tabla nro. 8) o los sujetos en el estudio por cuencas (tabla nro. 9).

En este sentido, se planteará el siguiente problema de optimización:

$$\min \sum_{t=2013}^{2018} [P(t) - \widehat{P}_6(t)]^2 \quad \text{s. a} \quad \widehat{P}_6(t) = \frac{c_6 b_6 e^{-b_6(t-tm_6)}}{[1 + e^{-b_6(t-tm_6)}]^2}$$

Así pues, el modelo resultante de esta operación algebraica es:

$$\widehat{P}_6(t) = \frac{11.025,37 \times 0,38 \times e^{-0,38(t-2.013,73)}}{[1 + e^{-0,38(t-2.013,73)}]^2} \quad (20)$$

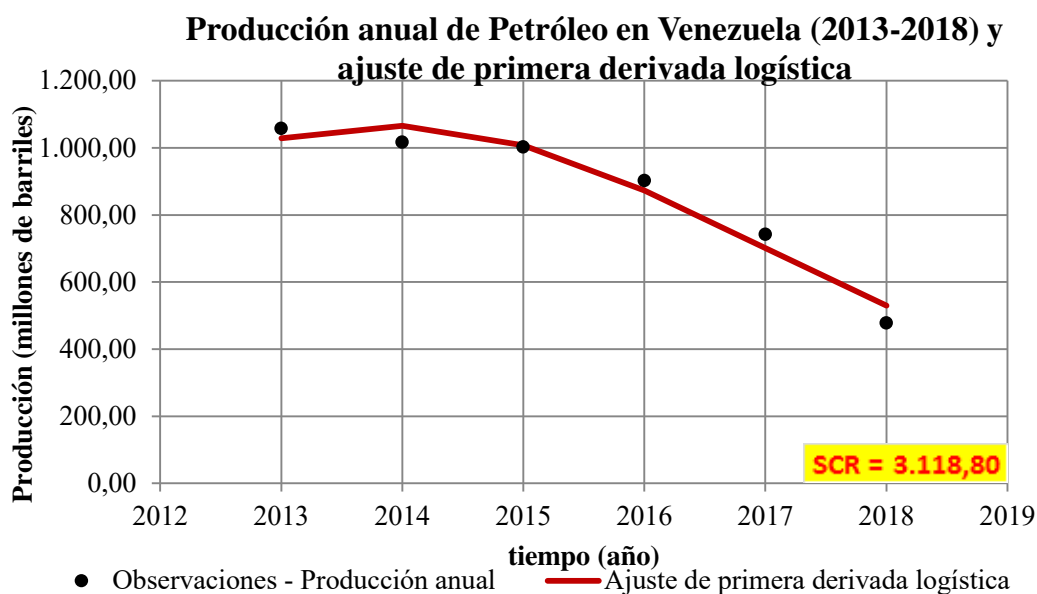
Ahora, la primera utilidad que tiene la ecuación 20 es estimar el volumen final de producción acumulada de petróleo. Esto es:

$$URR^- = Q \Big|_{1917}^{2018} + c_6 - \int_{1.917}^{2.018} \frac{c_6 b_6 e^{-b_6(t-tm_6)}}{[1 + e^{-b_6(t-tm_6)}]^2} dt$$

$$URR^- = 71.304,27 + 11.025,37 - \int_{1.917}^{2.018} \frac{11.025,37 \times 0,38 \times e^{-0,38(t-2.013,73)}}{[1 + e^{-0,38(t-2.013,73)}]^2} dt$$

$$URR^- = 71.304,27 + 11.025,37 - \frac{11.025,37}{1 + e^{-0,38(t-2.013,73)}} \Big|_{1917}^{2018}$$

$$URR^- = 71.304,27 + 11.025,37 - 9.233,84 = 73.095,80 \text{ mmb}$$



**Gráfico 27: Producción anual de Petróleo en Venezuela (2013-2018) y ajuste de primera derivada logística.** Fuente: PDVSA Annual Report (2016) y OPEC Monthly Oil Market Report (January 2019) y cálculos propios.

Así pues, si no se materializan los esfuerzos técnicos en la extracción de crudo para los próximos años, el URR en Venezuela tenderá a ser de 73.095,80 millones de barriles, cifra a la cual se está aproximando la producción acumulada actual de petróleo en Venezuela.

Por otro lado, si se realiza una tabla de valores en el que se evalúe los años comprendidos entre 2019 y 2023 (ver tabla 11) en la ecuación 20, se estimará un escenario al que se detonará como *pesimista* ya que esto se maneja bajo el supuesto de que las condiciones en las que está sometida la explotación petrolera continúe deteriorándose, al menos por los siguientes 5 años.

Año	Producción anual (barriles)	Producción diaria promedio (b/d)
2019	382.180.650	1.047.070
2020	266.629.367	730.491
2021	181.705.679	497.824
2022	121.865.100	333.877
2023	80.858.020	221.529

**Tabla 11: Escenario pesimista de la producción anual de petróleo en Venezuela (2019-2023).** Fuente: Cálculos propios.

## Estimaciones al corto plazo: producción mensual de petróleo

Por lo general, el modelo de Hubbert y la metodología de LH. Laherrère están diseñados con propósitos al largo y extra-largo plazo. Esto se debe a que estos enfoques tienen fines de representar el ciclo natural de explotación de un recurso no renovable que tiene duración en frecuencia temporal anual.

Por lo tanto, si estos modelos se llevan a cabo en cifras mensuales, estos pudieran ser desestimados como instrumento de pronóstico porque las perturbaciones externas, como la volatilidad de los precios o la alteración en el consumo de petróleo ante un determinado hecho, pueden impactar notablemente en la producción de petróleo únicamente al corto plazo<sup>22</sup>.

Sin embargo, se llevará a cabo una representación de una curva de primera derivada logística en unidades mensuales solo con fines ilustrativos y bajo el supuesto de que la influencia de dichas perturbaciones externas en la producción petrolera sea insignificante al corto plazo. Además, esto será ajustado para los meses comprendidos entre 2015 y 2018, considerando que, en la fase de declinación, la producción petrolera tuvo tendencia a decrecer a mayor intensidad por la caída del número de taladros activos a partir de 2016 a tasas interanuales mayores al 10% (tabla nro. 7), según cálculos en base a cifras de Baker Hughes (2019).

Por consiguiente, se resolverá el siguiente problema de optimización:

$$\min \sum_{t=1}^{48} [P(t) - \widehat{P}_M(t)]^2 \quad s. a \quad \widehat{P}_M(t) = \frac{c_M b_M e^{-b_M(t-tm_M)}}{[1 + e^{-b_M(t-tm_M)}]^2}$$

De esta forma, el modelo resultante para representar la producción mensual de petróleo del período 2015-2018 es:

---

<sup>22</sup> Estos factores externos no suelen ser visibles al largo plazo; por esta razón, lo ideal es ajustar estos modelos en frecuencia temporal anual.

$$\widehat{P}_M(t) = \frac{8.114,54 \times 0,04 \times e^{-0,04(t-3,30)}}{[1 + e^{-0,04(t-3,30)}]^2} \quad (21)$$

Si se integra la ecuación 21 respecto a  $t$  y se evalúa entre mes 1 (enero 2015) y mes 48 (diciembre 2018), entonces, la producción acumulada entre 2015 y 2018 viene dado por la siguiente operación:

$$Q_{2015}^{2018} = \int_{mes\ 1}^{mes\ 48} \frac{c_M b_M e^{-b_M(t-t_M)}}{[1 + e^{-b_M(t-t_M)}]^2} dt$$

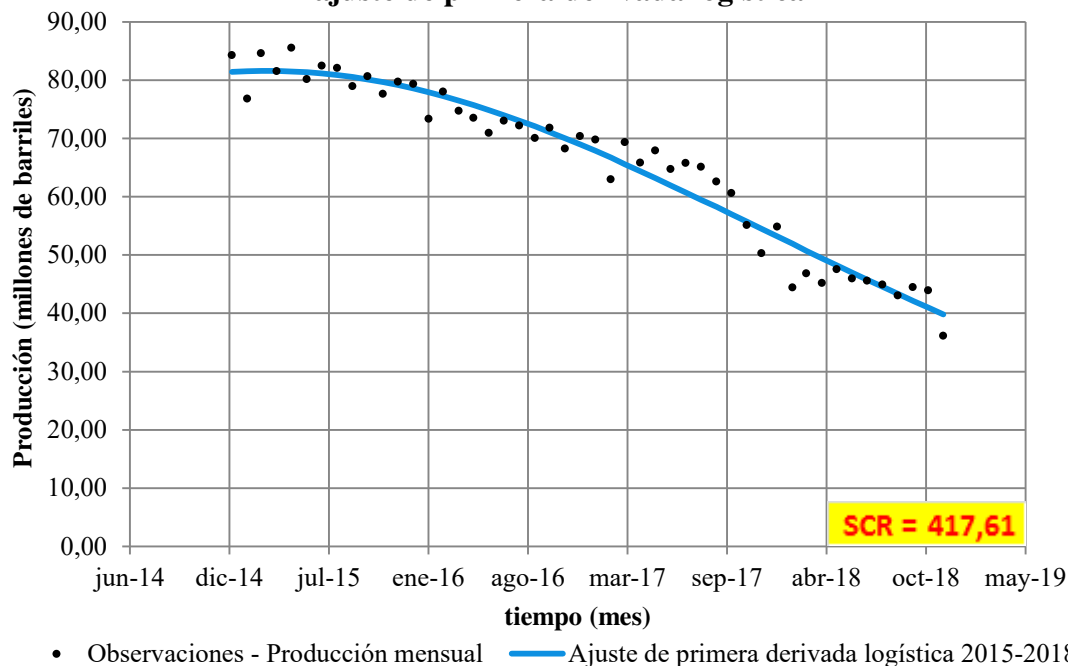
$$Q_{2015}^{2018} = \int_{mes\ 1}^{mes\ 48} \frac{8.114,54 \times 0,04 \times e^{-0,04(t-3,30)}}{[1 + e^{-0,04(t-3,30)}]^2} dt = \frac{8.114,54}{1 + e^{-0,04(t-3,30)}} \Big|_1^{48}$$

$$Q_{2015}^{2018} = 3.070,89 \text{ mmb}$$

Así pues, la producción acumulada de petróleo en el período 2015-2018 es de aproximadamente 3.070,66 mmb. En este mismo orden de día, de acuerdo a cifras oficiales de PDVSA (2016) y OPEP (2019), se puede afirmar que la producción acumulada realmente fue alrededor de 3200,89 mmb, lo cual, indica el alto grado de ajuste de esta curva de primera derivada logística a las observaciones registradas.



**Producción mensual de petróleo en Venezuela (2015-2018) y ajuste de primera derivada logística**



**Gráfico 28: Producción mensual de la producción petrolera (2015-2018) y ajuste de primera derivada logística.** Fuente: Organización de Países Exportadores de Petróleo (2019) y cálculos propios.

Por consiguiente, si se realiza una tabla de valores, se podrá estimar la producción petrolera para los meses comprendidos entre 2019 y 2020 (ver tabla 12) bajo el supuesto que no habrá una perturbación externa que influya en gran magnitud a la extracción de crudo al corto plazo.

Año	Producción mensual (barriles)	Producción diaria promedio (b/d)
ene-19	38.659.220	1.247.072
feb-19	37.540.664	1.210.989
mar-19	36.440.908	1.175.513
abr-19	35.360.594	1.140.664
may-19	34.300.283	1.106.461
jun-19	33.260.455	1.072.918

jul-19	32.241.518	1.040.049
ago-19	31.243.809	1.007.865
sep-19	30.267.598	976.374
oct-19	29.313.093	945.584
nov-19	28.380.441	915.498
dic-19	27.469.734	886.120
ene-20	26.581.012	857.452
feb-20	25.714.266	829.492
mar-20	24.869.443	802.240
abr-20	24.046.447	775.692
may-20	23.245.145	774.838
jun-20	22.465.367	724.689
jul-20	21.706.913	700.223
ago-20	20.969.553	676.437
sep-20	20.253.029	653.324
oct-20	19.557.062	630.873
nov-20	18.881.350	609.076
dic-20	18.225.573	607.519

**Tabla 12: Escenario de la producción mensual de petróleo en Venezuela 2019-2020.**  
Fuente: Cálculos propios.

### **Escenario optimista 2019-2060**

Una manera de revertir los escenarios propuestos en los apartados anteriores es incentivar las inversiones, aplicar reformas institucionales, promover nuevas técnicas de explotación no convencional y desarrollar proyectos de recuperación de pozos. En el caso de que esto se diera, la producción petrolera podría crecer de tal manera que motive a dar inicio a un nuevo ciclo productivo representado a través de una curva de Hubbert.

De acuerdo con F. Monaldi (2017), llevadas a cabo las reformas institucionales y tecnológicas necesarias, se espera un crecimiento en de 100 mb/d por año. Sin embargo, esta expectativa debe estar sujeta a ciertas restricciones como, por ejemplo, la cantidad de reservas probadas preparadas para ser explotadas o el tiempo que pudiera perdurar ese incremento. En este sentido, PDVSA sostuvo que

las reservas probadas desarrolladas<sup>23</sup> de Venezuela son de 12.944 millones de barriles (2016, p. 41).

Por lo tanto, conviene representar un escenario *optimista* en el que las políticas en materia energética estén orientadas a aumentar la producción petrolera en 36,5 millones de barriles (100 mb/d) anualmente por los próximos diez años en base a la explotación de reservas probadas desarrolladas que se encuentra actualmente, es decir, se debe cumplir que:

$$\int_{2.018}^{t_f} \frac{c_0 b_0 e^{-b_0(t-tm_5)}}{[1 + e^{-b_0(t-tm_5)}]^2} dt = c_0 - \int_{1.917}^{2.018} \frac{c_0 b_0 e^{-b_0(t-tm_5)}}{[1 + e^{-b_0(t-tm_5)}]^2} dt = 12.944 \text{ mmb}$$

De esta manera, el URR vendría siendo un parámetro exógeno porque está sujeto a expectativas optimistas de las autoridades del sector petrolero. Esto vendría siendo:

$$URR^+ = Q \frac{2018}{1917} + \left[ c_0 - \int_{1.917}^{2.018} \frac{c_0 b_0 e^{-b_0(t-tm_0)}}{[1 + e^{-b_0(t-tm_0)}]^2} dt \right]$$

$$URR^+ = 71.304,27 + (12.944) = 84.248,26 \text{ mmb}$$

Por lo tanto, el problema de optimización a resolver es el siguiente:

$$\min \sum_{t=2018}^{2030} [P(t) - \widehat{P}_0(t)]^2 \text{ s. a } \widehat{P}_0(t) = \frac{c_0 b_0 e^{-b_0(t-tm)}}{[1 + e^{-b_0(t-tm)}]^2} \text{ y } URR^+ = 84.248,26 \text{ mmb}$$

donde,

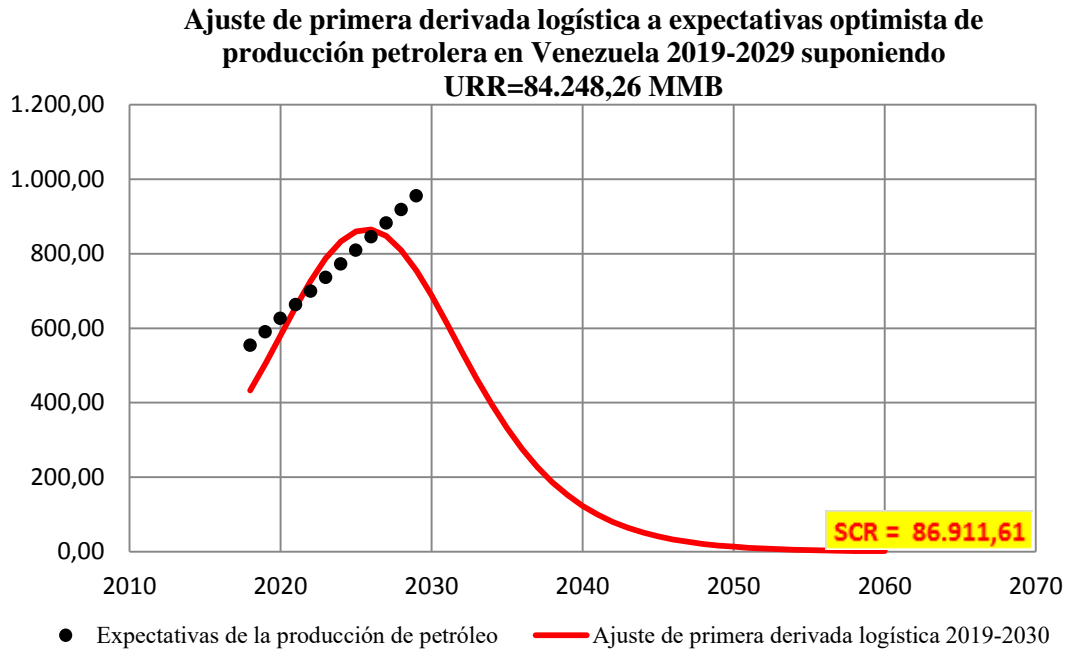
---

<sup>23</sup> Son las reservas probadas que están preparadas para ser extraídas y comercializadas.

$P(2018)$  es la última cifra de la producción anual de petróleo observada.

$$P(t) = P(t - 1) + 36,5 \quad \forall 2019 \leq t \leq 2029$$

El modelo resultante es: 
$$\widehat{P}_0(t) = \frac{15.165,52 \times 0,23 \times e^{-0,23(t-2.025,72)}}{[1+e^{-0,23(t-2.025,72)}]^2}$$



**Gráfico 29: Ajuste de primera derivada logística a expectativas optimista de producción petrolera en Venezuela 2019-2029 suponiendo URR=84.248,26 MMB.** Fuente: OPEC Monthly Oil Market Report (Enero 2019) y cálculos propios.

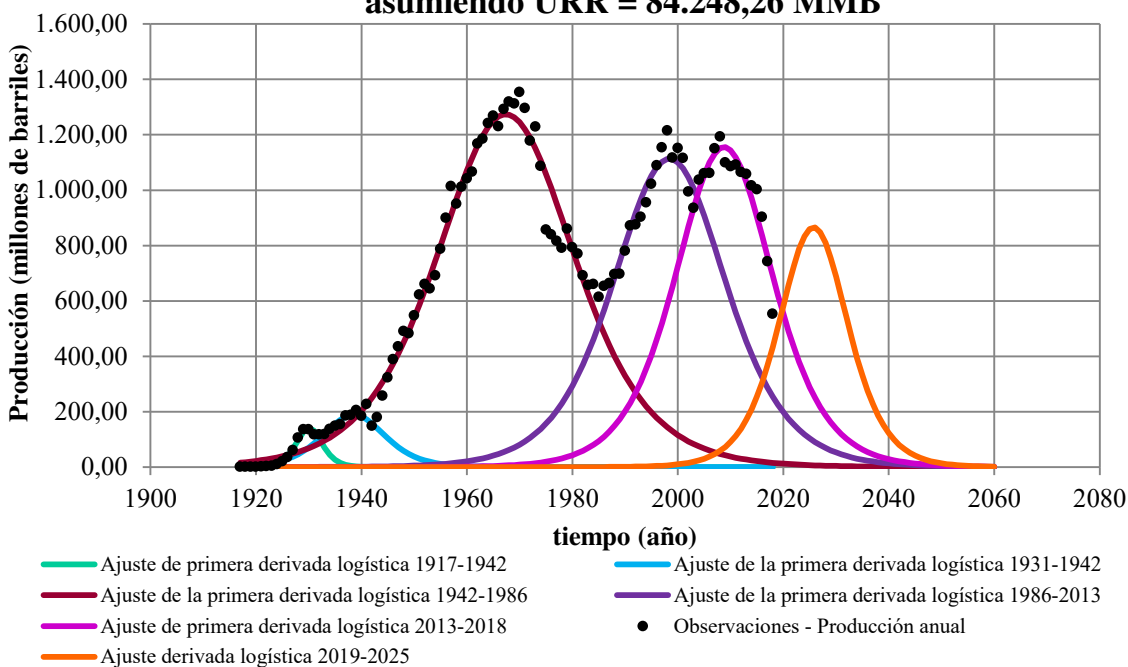
De este modo, se puede prever que, si el aumento de la producción petrolera fuera aproximadamente en 100.000 b/d anualmente por los próximos 10 años en base a la explotación de 12.944 mmb que se encuentran en reservas probadas desarrolladas, el *peak oil* se alcanzaría aproximadamente en el año 2026 (ver gráfico 28) alrededor de una cantidad de 865,04 mmb (2.369.633 b/d en promedio) y el período de agotamiento sería alrededor del año 2055, en el cual, se estaría produciendo alrededor de 18.000.000 b/d (ver tabla 13).

<b>Año</b>	<b>Producción anual (millones de barriles)</b>	<b>Producción diaria promedio (b/d)</b>
2019	505,48	1.384.831
2020	581,07	1.591.874
2021	656,38	1.798.134
2022	726,95	1.991.392
2023	787,68	2.157.725
2024	833,51	2.283.239
2025	860,18	2.356.288
2026	865,04	2.369.633
2027	847,61	2.321.917
2028	809,63	2.217.944
2029	754,76	2.067.690
2030	687,81	1.884.356
2031	613,95	1.682.103
2032	537,99	1.474.060
2033	463,85	1.270.980
2034	394,37	1.080.662
2035	331,33	907.979
2040	123,05	337.295
2045	41,32	113.303
2050	13,41	36.775
2051	10,69	29.313
2052	8,52	23.358
2055	4,30	18.608
2056	3,43	14.821
2057	2,73	11.803
2058	2,17	9.398
2059	1,73	7.482
2060	1,38	5.957

**Tabla 13: Escenario optimista de la producción anual de petróleo en Venezuela 2019-2060.**

Fuente: Cálculos propios.

**Producción anual de petróleo en Venezuela (1917-2018) y ajuste de múltiples curvas de primera derivada logística asumiendo URR = 84.248,26 MMB**



**Gráfico 30: Producción anual de petróleo en Venezuela (1917-2018) y ajuste de múltiples curvas de primera derivada logística asumiendo URR = 84.248,26 MMB.** Fuente: PODE (1959, 1969, 1979, 1989, 1999, 2001); PDVSA Annual Report (2006, 2011, 2016); OPEP Monthly Oil Market Report (January 2019) y cálculos propios.

**Escenario optimista por cuencas petrolíferas 2019-2040**

**Cuenca Maracaibo-Falcón**

Según PDVSA, esta cuenca posee 5.159 mmb de petróleo en reservas probadas desarrolladas (2016, p. 41). Este viene representado, en su mayoría, por petróleo liviano y mediano, cuyos procesos de producción y refinación son más sencillos y menos costosos. Por esta razón, este tipo de petróleo resultaría ser el más atractivo y demandado en el mercado petrolero mundial.

En este sentido, se debería llevar a cabo proyectos de recuperación de los pozos de la Cuenca de Maracaibo que ya se encuentran en la fase de *agotamiento*. De

hecho, en 2016, PDVSA llevaba planes, por medio de dos alianzas, para desarrollar proyectos de recuperación de pozos en el Lago de Maracaibo, estado Zulia.

Uno de los convenios fue el que se establecería con el grupo chino Shandong Kerui Group Holding Co. para la recuperación de 624 pozos. Las obras implicarían una inversión inicial de 30 millones de dólares, aportados por la corporación asiática. De esta manera, se esperaba incrementar la producción en 22,6 mil barriles diarios (mb/d) de crudo y, adicionalmente, 13 millones de pies cúbicos diario (mmpc/d) de gas. Por otro lado, se preveía firmar otro contrato con el Consorcio Búlgaro Venezolano para ejecutar actividades similares destinadas a recuperar 307 pozos en la extensión lacustre. De haberse materializado dicha iniciativa, más de 100 millones de dólares hubieran sido financiados por el grupo de inversionistas búlgaro. De esta forma, se elevaría la producción en 28 mb/d de crudo y 30 mmpc/d de gas adicional.

Ambos proyectos suman el tendido de 1.539 kilómetros de tubería flexible de 6 pulgadas de diámetro. Por lo tanto, el sistema de tuberías que le correspondería a cada pozo, en promedio, sería de 1,69 kilómetros, lo cual, sería lo suficientemente extenso para alcanzar las profundidades de la capa rocosa donde aún se encuentra petróleo. En total, PDVSA y sus socios planificaban reactivar 931 pozos en el Lago de Maracaibo, aumentando la producción de esta área tradicional en 50,6 mb/d de crudo y 43 mmpc de gas (PDVSA, 2016).

De ser así, conviene representar las expectativas de aumentar la producción petrolera en 50 mb/d (18,25 mmb al año) anualmente por los siguientes 10 años a través de la resolución del siguiente problema de optimización:

$$\min \sum_{t=2018}^{2029} [P(t) - \widehat{P_{Mar}}(t)]^2 \quad \text{s. a} \quad \widehat{P_{Mar}}(t) = \frac{c_{Mar} b_{Mar} e^{-b_{Mar}(t-t_{Mar})}}{[1 + e^{-b_{Mar}(t-t_{Mar})}]^2}$$

y debe cumplirse la siguiente condición:

$$\int_{2.018}^{t_f} \frac{c_{Mar} b_{Mar} e^{-b_{Mar}(t-t_{Mar})}}{[1 + e^{-b_{Mar}(t-t_{Mar})}]^2} dt = c_{Mar} - \int_{1.917}^{2.018} \frac{c_{Mar} b_{Mar} e^{-b_{Mar}(t-t_{Mar})}}{[1 + e^{-b_{Mar}(t-t_{Mar})}]^2} dt = 5.159 \text{ mmb}$$

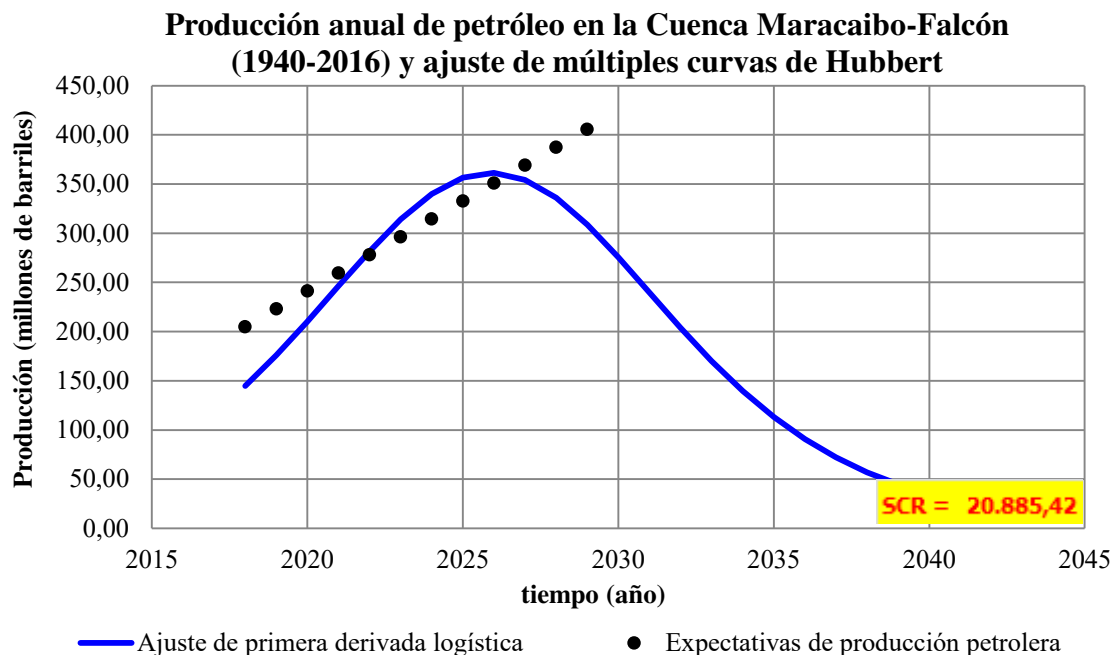
considerando que,

$P(2018)$  es la última cifra de la producción anual de petróleo observada.

$$P(t) = P(t - 1) + 18,25 \quad \forall 2019 \leq t \leq 2029$$

De este modo, el modelo resultante para la representación de un escenario óptimo en la cuenca de Maracaibo es el siguiente:

$$\widehat{P}_{Mar}(t) = \frac{5.548,99 \times 0,26 \times e^{-0,26(t-2.025,91)}}{[1 + e^{-0,26(t-2.025,91)}]^2}$$



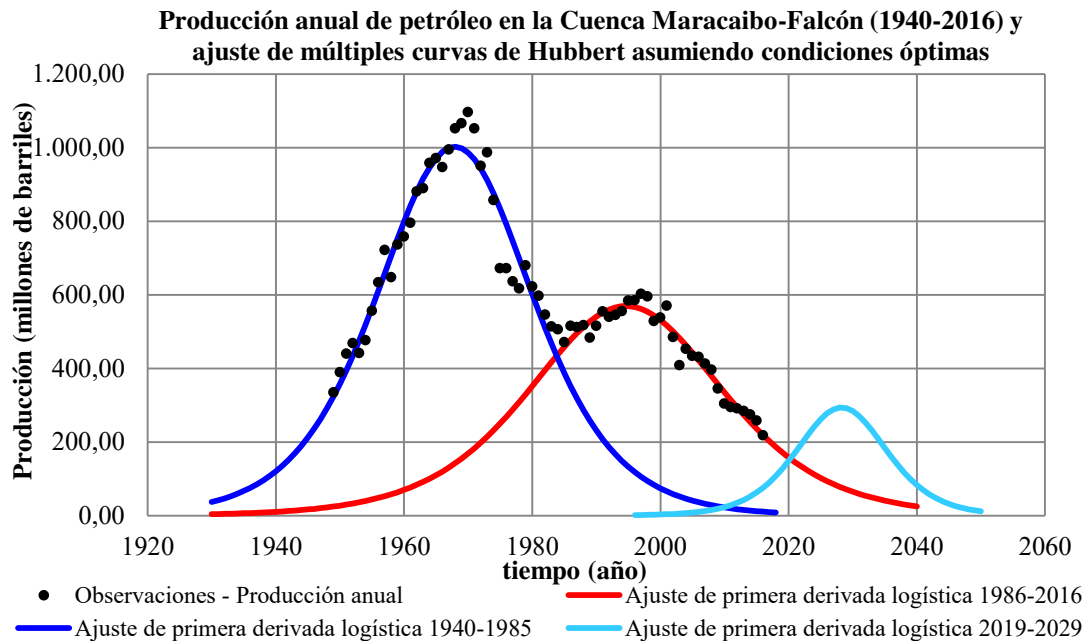
**Gráfico 31: Ajuste de primera derivada logística a expectativas de producción petrolera en Cuenca Maracaibo-Falcón 2019-2029 asumiendo condiciones óptimas.** Fuente: Cálculos propios.

Por lo tanto, a través de una tabla de valores, se puede representar dicho escenario en el que se sostiene que el *pico de petróleo* se alcanzaría en 2026 a una tasa de 990.221 barriles diarios (ver tabla 14) en promedio.



<b>Año</b>	<b>Producción anual (barriles)</b>	<b>Producción diaria promedio (b/d)</b>
2019	175,93	481.988
2020	210,18	575.837
2021	246,19	674.502
2022	281,79	772.017
2023	314,11	860.573
2024	339,98	931.449
2025	356,44	976.552
2026	361,43	990.221
2027	354,29	970.664
2028	335,96	920.434
2029	308,70	845.754
2030	275,56	754.961
2031	239,70	656.711
2032	203,86	558.531
2033	170,09	466.012
2034	139,67	382.647
2035	113,18	310.091
2040	34,98	95.846

**Tabla 14: Escenario optimista de la producción anual de petróleo en la Cuenca petrolífera de Maracaibo-Falcón 2019-2040.** Fuente: Cálculos propios.



**Gráfico 32: Producción anual de petróleo en la Cuenca Maracaibo-Falcón (1940-2016) y ajuste de múltiples curvas de Hubbert asumiendo condiciones óptimas.** Fuente: PODE (1959, 1969, 1979, 1989, 2001), PDVSA Annual Report (2006, 2011, 2016) y cálculos propios.

### Cuenca Oriental

De acuerdo con PDVSA, la Cuenca petrolífera Oriental cuenta con 7.590 mmb en reservas probadas desarrolladas (2016, p.41). Esta viene representada principalmente por petróleo pesado y extra-pesado que se encuentra en la Faja Petrolífera del Orinoco. Por lo tanto, si se desea plantear un escenario óptimo para esta cuenca, se debe suponer que se realizarán altas inversiones en equipos de extracción ya que este tipo de petróleo requiere de tecnología de primera por lo dificultoso que es explotarlo dada sus características físicas.

Sin embargo, dado a que se ha establecido una gran cantidad de pozos en la *Magna Reserva del Orinoco* desde 1988, es posible llevar proyectos de explotación que incentiven un incremento de la producción petrolera en 25.000 b/d cada año siempre que se apliquen las reformas tecnológicas indispensables para la explotación de este tipo de crudo y se halla un número mayor de reservas probadas desarrolladas, al menos en 18.000 mmb ya que las actuales no son lo suficientemente para proyectar

a futuro un incremento de la producción, de acuerdo con el Profesor Rafael Gallegos (correo-e, Febrero 20, 2019).

De ser así, conviene representar las expectativas de aumentar la producción petrolera en 25 mb/d (9,125 mmb al año) anualmente por los siguientes 10 años a través de la resolución del siguiente problema de optimización:

$$\min \sum_{t=2018}^{2029} [P(t) - \widehat{P}_{Ori}(t)]^2 \text{ s. a } \widehat{P}_{Ori}(t) = \frac{c_{Ori} b_{Ori} e^{-b_{Ori}(t-t_{Ori})}}{[1 + e^{-b_{Ori}(t-t_{Ori})}]^2}$$

y debe cumplirse la siguiente condición:

$$\int_{2.018}^{t_f} \frac{c_{Ori} b_{Ori} e^{-b_{Ori}(t-t_{Ori})}}{[1 + e^{-b_{Ori}(t-t_{Ori})}]^2} dt = c_{Ori} - \int_{1.917}^{2.018} \frac{c_{Ori} b_{Ori} e^{-b_{Ori}(t-t_{Ori})}}{[1 + e^{-b_{Ori}(t-t_{Ori})}]^2} dt = 18.000 \text{ mmb}$$

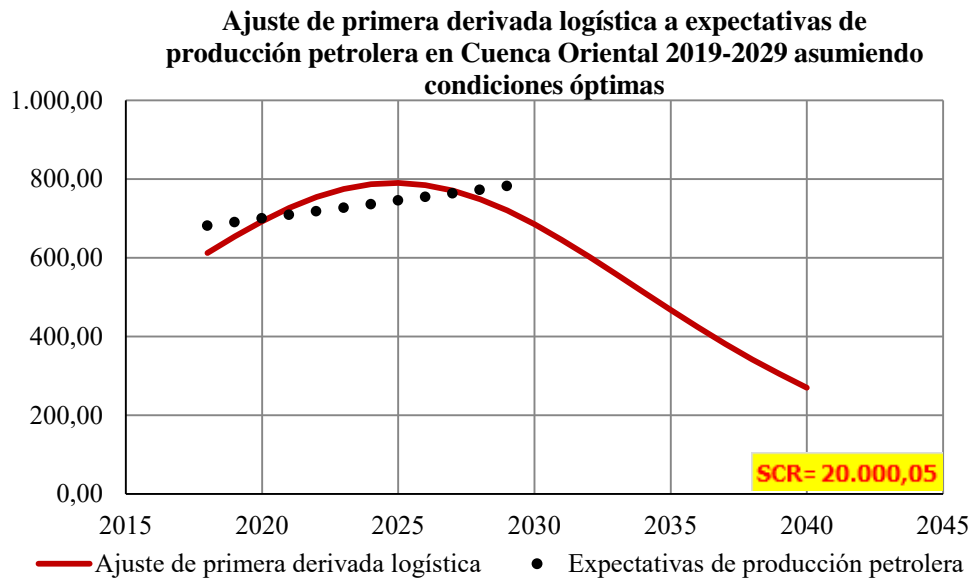
considerando que,

$P(2018)$  es la última cifra de la producción anual de petróleo observada.

$$P(t) = P(t-1) + 9,125 \quad \forall 2019 \leq t \leq 2029$$

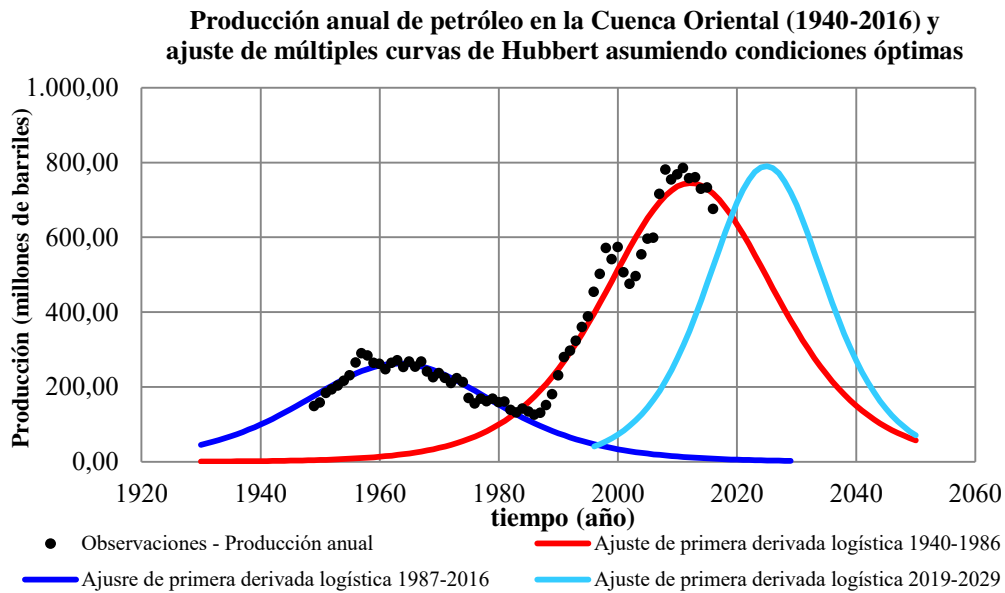
De este modo, el modelo resultante para la representación de un escenario óptimo en la cuenca de Maracaibo es el siguiente:

$$\widehat{P}_{Ori}(t) = \frac{21.123,49 \times 0,15 \times e^{-0,15(t-2.024,90)}}{[1 + e^{-0,15(t-2.024,90)}]^2}$$



**Gráfico 33: Ajuste de primera derivada logística a expectativas de producción petrolera en Cuenca Oriental 2019-2029 asumiendo condiciones óptimas.** Fuente: Cálculos propios.

Por lo tanto, si se realiza una tabla de valores para representar el escenario optimista de la Cuenca petrolífera Oriental, se puede detallar que el *pico de petróleo* se alcanza aproximadamente en el año 2025 bajo una producción alrededor de 2.165.476 b/d (ver tabla 15).



**Gráfico 34: Producción anual de petróleo en la Cuenca Oriental (1940-2016) y ajuste de múltiples curvas de Hubbert asumiendo condiciones óptimas.** Fuente: PODE (1959, 1969, 1979, 1989, 2001), PDVSA Annual Report (2006, 2011, 2016) y cálculos propios.

<b>Año</b>	<b>Producción anual (barriles)</b>	<b>Producción diaria promedio (b/d)</b>
2019	654,34	1.792.723
2020	692,99	1.898.596
2021	726,74	1.991.082
2022	754,34	2.066.694
2023	774,67	2.122.384
2024	786,87	2.155.797
2025	790,40	2.165.476
2026	785,11	2.150.992
2027	771,24	2.112.984
2028	749,38	2.053.105
2029	720,46	1.973.864
2030	685,62	1.878.417
2031	646,16	1.770.311
2032	603,43	1.653.223
2033	558,72	1.530.737
2034	513,24	1.406.149
2035	468,05	1.282.339
2036	424,02	1.161.698
2037	381,83	1.046.099
2038	341,97	936.917
2039	304,80	835.071
2040	270,50	741.085

**Tabla 15: Escenario optimista de la producción anual de petróleo en la Cuenca petrolífera Oriental 2019-2040.** Fuente: Cálculos propios.

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Para finalizar, la visión que tienen las ciencias geológicas sobre la oferta de los recursos energéticos agotables, como el petróleo, debe ser mejor comprendida por el economista petrolero, a fin de tener un cuadro más completo que aquel que le ofrece la teoría económica convencional.

De esta forma, el método de ajuste de múltiples curvas de Hubbert sugerido por Lahèrrere (1997) es la aplicación viable para el modelado algebraico de la producción petrolera venezolana y, así, se pueda desprender un conjunto de análisis que sirvan de base para quienes ejercen la política económica.

En el caso venezolano, a través del enfoque multicíclico de Hubbert y una revisión histórica de la actividad petrolera, se puede justificar el ajuste de cinco curvas de primera derivada logística que corresponden a los siguientes ciclos productivos del petróleo: 1917-1932; 1932-1942; 1942-1986; 1986-2003 y 2003-2018.

Por consiguiente, se puede estimar que el volumen de producción acumulada será alrededor de 76.177,07 mmb y, a partir de 2050 aproximadamente, ya no se estaría explotando a cantidades características de un país petrolero a pesar de los aproximados 300.000 millones de barriles que posee Venezuela en reservas probadas (OPEP, 2018). Así mismo, los resultados y pronósticos derivados de estos ajustes que están sesgados de las condiciones actuales que se vienen dando desde el corto plazo resaltan que el ciclo productivo petrolero actual se encuentra en la fase de declinación.

Aunado a los escenarios *pesimistas* que se propusieron bajo el supuesto del continuo y exagerado deterioro del aparato productivo petrolero, se demuestra aún más que se ha perdido tiempo para posicionar a PDVSA como un suministrador confiable de un recurso que escaseará cada vez más en los próximos tiempos. De no revertirse esta situación a tiempo, no serán aprovechables los esfuerzos que se destinen a elevar la producción petrolera bajo los supuestos que se propusieron para definir los escenarios *optimistas*.

En ese caso, la producción nacional de crudo quedaría acogida en una trampa de la producción de recursos no renovables y merma de los ingresos de muy difícil reversión dado a que cada vez más las evidencias físicas de los modelos geológicos de agotamiento del recurso indican que el mundo experimentará serias dificultades de suministro de petróleo en el mediano plazo y, por lo tanto, el paradigma petrolero estará siendo desplazado cada vez más por el paradigma de las nuevas energías (eólica, solar, biomasa, entre otras) a nivel mundial, lo cual, perjudicaría a Venezuela que abunda en petróleo. De hecho, la mayoría de las grandes empresas petroleras del mundo están revirtiéndose en compañías energéticas e invirtiendo enormes sumas en investigación y desarrollo de energías alternas.

Por estas razones, se debe plantear grandes retos para la Venezuela del presente, entre los cuales, se encuentra la formulación urgente de un plan agresivo de reformas tecnológicas e institucionales que sea creíble para revertir las tendencias de declinación del recurso convencional a través, principalmente, de la atracción de inversiones y el pago paulatino de la deuda externa. Además, se debe promover la transformación de PDVSA en una empresa energética que deberá invertir una porción de recursos de todo tipo en investigación y desarrollo de energías alternas. En este sentido, el investigador de temas energéticos Alfredo González Colunga, al presentar el mercado energético y sus dilemas presentes y futuros desde el punto de vista de la teoría de los juegos, presenta los retos y problemas que plantea la transición energética que forzosamente tendrá que ocurrir en un futuro no tan distante, como generalmente se le supone y ofrece la inteligente solución ganar-ganar siguiente:

Simplificando podemos decir que al día de hoy hay dos grandes grupos en el terreno de la energía. Por un lado están los dueños de la energía de hoy, por otro los constructores - y presuntamente dueños- de la energía de mañana. El dueño de la energía de hoy observa con evidente desconfianza las energías del mañana, que no le pertenecen. A la mínima oportunidad destejerá por las noches lo que en ese terreno otros tejen durante el día. Los constructores de energía futura, ni más tontos ni más listos que el dueño del petróleo, saben de sus maniobras. Pero callan porque, hoy, necesitan

de esa energía para sobrevivir. Los países y las empresas poseedores de combustibles fósiles deberían exigir de forma conjunta a los países tecnológicamente más avanzados, y estos ofrecerles, un porcentaje en las fuentes de energía futuras. Una cuota suficiente que asegure que, al menos, no perderán cuando la transición energética llegue. Una cuota en la investigación, en el desarrollo, en la producción comercial y en la distribución de esas energías. A cambio, deberían ofrecer un precio pactado por la energía presente, un precio razonable y sostenido durante los próximos, digamos, veinte años. Esta es la única forma de mantener el desarrollo actual: pactos por el precio del petróleo a veinte o treinta años, garantizando a los países productores una continuidad futura de sus ingresos (Gonzalez, A., 2006).

Todavía se puede utilizar la producción de petróleo para obtener utilidades en forma de renta, pero durante la venidera transición energética, ¿se tendrá el suficiente potencial para que Venezuela se introduzca en el juego de la producción de energías?



## REFERENCIAS

- Ávila Forero, R. (2016). La Economía Petrolera en el mundo politizado y global. México y Colombia. En: Cuadernos de Economía, 35 (69), julio-diciembre de 2016. pp. 791-798.
- Azcurrea, F. H. (2013). *La Economía como Ciencia Estricta*. Buenos Aires: Ediciones Cooperativas.
- Balestrini, C. (1959). *Economía Minera y Petrolera*.
- Baptista, A. (2006), *Bases Cuantitativas de la Economía Venezolana*. Caracas: Fundación Empresas Polar.
- Backer Hughes (2019). *International Rotary Rig Count* [Datos en línea] Disponible en: [https://ycharts.com/indicators/venezuela\\_oil\\_rotary\\_rigs](https://ycharts.com/indicators/venezuela_oil_rotary_rigs) [Consulta: 2019, Noviembre 30].
- British Petroleum (2018). *BP Statistical Review of World Energy*. [Datos en línea] Disponible en: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/downloads.html> [Consulta: 2018, Noviembre 30].
- Cadenas, D. (2009). *¿Qué hay detrás de los modelos físicos de agotamiento del petróleo?: Una aplicación especial al caso venezolano*. Trabajo no publicado.
- CEPET-PDVSA (1991). *La Industria Venezolana de los Hidrocarburos*. [Libro en línea]. Ediciones CEPET. Disponible en: [http://virtual.urbe.edu/librotexto/547\\_01\\_87\\_IND\\_1/indice.pdf](http://virtual.urbe.edu/librotexto/547_01_87_IND_1/indice.pdf).
- Energy International Agency (2019). *Short-Term Energy Outlook (STEO), January 2019* [Reporte en línea]. Disponible en: <https://www.eia.gov/outlooks/steo/archives/JAN19.pdf> [Consulta: 2019, Febrero 20].
- Ebrahimi, M. y Cheshme, N. (2015). *Forecasting OPEC crude oil production using a variant Multicyclic Hubbert Model*. *Journal of Petroleum Science and Engineering* [Revista en línea]. Disponible en: [https://www.researchgate.net/publication/275672650\\_Forecasting\\_OPEC\\_crude\\_oil\\_production\\_using\\_a\\_variant\\_Multicyclic\\_Hubbert\\_Model](https://www.researchgate.net/publication/275672650_Forecasting_OPEC_crude_oil_production_using_a_variant_Multicyclic_Hubbert_Model) [Consulta: 2018, Diciembre 01].
- Hillier F. y Lieberman G. (2010). *Introducción a la investigación de operaciones* (9a. ed.) México: McGraw-Hill.

- Horne, R. N. (2007). *The Future of Petroleum and of Petroleum Education* [Documento en línea] Stanford University. Disponible en: <http://pangea.stanford.edu/drupal-5.6/files/FutureOfOil2008.pdf> [Consulta: 2018, Diciembre 5].
- Hubbert, M. K. (1956). *Nuclear energy and the fossil fuels* [Libro en línea] American Petroleum Institute. Disponible en: <http://www.hubbertpeak.com/hubbert/1956/1956.pdf> [Consulta: 2018, Diciembre 01]
- Gonzalez, A. (2006). *Energía y Teoría de Juegos* [Ensayo en línea] Disponible en: [http://www.geofisica.cl/Tempo/mix/Agonia\\_del\\_Petroleo.htm](http://www.geofisica.cl/Tempo/mix/Agonia_del_Petroleo.htm)
- Instituto de Estudios Superiores Avanzados (2014). *Venezuela: La Energía en Cifras 2013* [Reporte en línea] Disponible en: [http://servicios.iesa.edu.ve/portal/CIEA/EC\\_2013.pdf](http://servicios.iesa.edu.ve/portal/CIEA/EC_2013.pdf)
- Key, R. (2010). *La política petrolera, su interacción con la política económica y la incidencia del sector petrolero en la actividad económica interna en Venezuela: un análisis comparativo del período 1989-1998 vs 1999-2008* [Libro en línea] Academia Nacional de Ciencias Económicas. Disponible en: <http://ance.msinfo.info/bases/biblo/texto/NE/NE.32.05.pdf> [Consulta: 2018, Febrero 28]
- Laherrère, J.H. (1997). *Multi-Hubbert Modeling* [Página Web en línea] Disponible en: <http://www.hubbertpeak.com/LaHerrere/multihub.htm> [Consulta: 2018, Diciembre 01]
- Lieuwen, E. (1954). *Petróleo en Venezuela, una historia* (1ª ed.). Caracas: Biblioteca Juan Pablo Pérez Alfonzo.
- Martínez, A. (1970). *Cronología del Petróleo Venezolano* (1ª ed.). Caracas: Editorial Librería Historia.
- Ministerio de Ciencia y Tecnología (2009). *La Apertura Petrolera*. [Página Web en línea] Disponible en: <https://web.archive.org/web/20090105221746/http://www.rena.edu.ve/SegundaEtapa/HISTORIA/apertura.html> [Consulta: 2019, Marzo 30]
- Ministerio de Minas e Hidrocarburos (1957). *Memoria y Cuenta presentado ante el Congreso Nacional en sus sesiones ordinarias de 1958*. Caracas: Autor.
- Ministerio del Poder Popular de Petróleo (1959). *Petróleo y otros datos estadísticos 1959* [Datos en línea] Disponible en: <http://www.minpet.gob.ve/index.php/es-es/comunicaciones/pode#pode-anos-1969-al-1959> [Consulta: 2018, Noviembre 30]

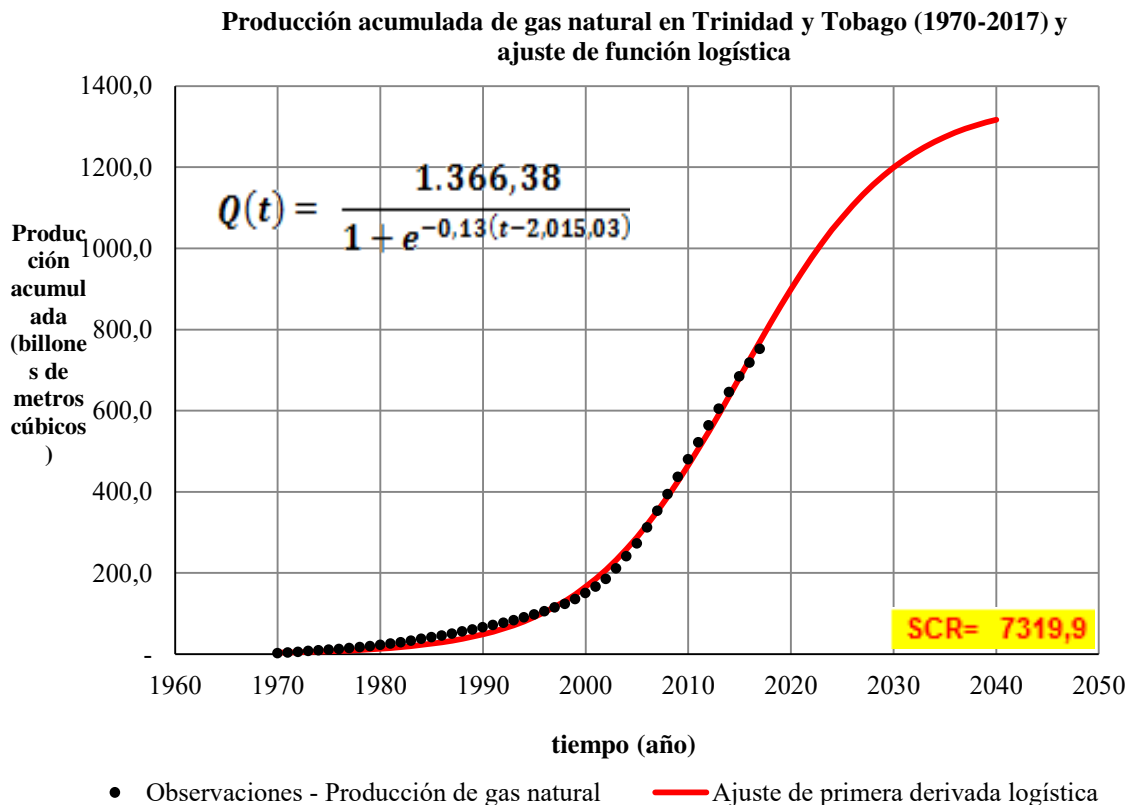
- Ministerio del Poder Popular de Petróleo (1969). *Petróleo y otros datos estadísticos 1969* [Datos en línea] Disponible en: <http://www.minpet.gob.ve/index.php/es-es/comunicaciones/pode#pode-anos-1969-al-1959> [Consulta: 2019, Enero 30]
- Ministerio del Poder Popular de Petróleo (1979). *Petróleo y otros datos estadísticos 1979* [Datos en línea] Disponible en: <http://www.minpet.gob.ve/index.php/es-es/comunicaciones/pode#pode-anos-1979-al-1969> [Consulta: 2019, Enero 30]
- Ministerio del Poder Popular de Petróleo (1989). *Petróleo y otros datos estadísticos 1989* [Datos en línea] Disponible en: <http://www.minpet.gob.ve/index.php/es-es/comunicaciones/pode#pode-anos-1989-al-1979> [Consulta: 2019, Enero 30]
- Ministerio del Poder Popular de Petróleo (1999). *Petróleo y otros datos estadísticos 2011* [Datos en línea] Disponible en: <http://www.minpet.gob.ve/index.php/es-es/comunicaciones/pode#pode-anos-1999-al-1989> [Consulta: 2019, Enero 30].
- Ministerio del Poder Popular de Petróleo (2001). *Petróleo y otros datos estadísticos 2001* [Datos en línea] Disponible en: <http://www.minpet.gob.ve/index.php/es-es/comunicaciones/pode#pode-anos-2010-al-2000> [Consulta: 2019, Enero 30]
- Mommer, B. (2001). *Venezuelan Oil Politics at the Crossroads*. [Documento en línea] Oxford Institute for Energy Studies, Disponible en: <https://www.oxfordenergy.org/publications/venezuelan-oil-politics-at-the-crossroads/> [Consulta: 2019, Febrero 18]
- Monaldi, F. (2017). *Plan de Recuperación de la Industria Petrolera Venezolana* [Documento en línea] Disponible en: <https://orinocodotblog.files.wordpress.com/2018/11/recuperaciocc81n-ipn-ed1018.pdf> [Consulta: 2019, Marzo 1]
- Organización de Países Exportadores de Petróleo (2019). *Daily and cumulative crude oil production in OPEC Members 1960-2018* [Datos en línea] Disponible en: <https://asb.opec.org/index.php/data-download> [Consulta: 2018, Noviembre 30]
- Organización de Países Exportadores de Petróleo (2018). *Yearly and cumulative marketed natural gas production in OPEC Members 1960-2017* [Datos en línea] Disponible en: <https://asb.opec.org/index.php/data-download> [Consulta: 2018, Enero 20]
- Organización de Países Exportadores de Petróleo (2018). *Yearly and cumulative marketed natural gas production in OPEC Members 1960-2017* [Datos en línea] Disponible en: <https://asb.opec.org/index.php/data-download> [Consulta: 2018, Enero 20]

- Organización de Países Exportadores de Petróleo (Enero, 2019). *OPEC Monthly Oil Market Report January 2019* [Reporte en línea] Disponible en: [https://www.opec.org/opec\\_web/en/publications/338.htm](https://www.opec.org/opec_web/en/publications/338.htm) [Consulta: 2018, Enero 31]
- Petróleos de Venezuela S.A (2014) *Instituto Tecnológico Venezolano del Petróleo* [Documento en línea] Disponible en: <http://www.pdvsa.com/images/pdf/cuadernos/intevp.pdf>
- Petróleos de Venezuela, S.A. (2006). *PDVSA Annual report 2006*. [Reporte en línea] Disponible en: <http://www.pdvsa.com/images/pdf/RELACION%20CON%20INVERSIONISTAS/Informes%20Anuales/informe%20de%20gestion/2006/Informacio%CC%81n%20financiera%20y%20operacional%20al%2031%20de%20diciembre%20de%202006.PDF> [Consulta: 31 de enero de 2019].
- Petróleos de Venezuela, S.A. (2011). *PDVSA Annual report 2011*. [Reporte en línea] Disponible en: <http://www.pdvsa.com/images/pdf/RELACION%20CON%20INVERSIONISTAS/Informes%20Anuales/informe%20de%20gestion/2011/Informe%20de%20Gestion%20Anual%202011.PDF> [Consulta: 31 de enero de 2019].
- Petróleos de Venezuela, S.A. (2016). *PDVSA Annual report 2016*. [Reporte en línea] Disponible en: <https://es.scribd.com/document/357881892/PDVSA-Annual-Report-2016> [Consulta: 31 de enero de 2019].
- Petróleos de Venezuela, S.A. (2016). *PDVSA reactivará 931 pozos en el Lago de Maracaibo*. [Documento en línea] Disponible en: <http://www.pdvsa.com/images/pdf/cuadernos/Produccion.pdf> [Consulta: 31 de enero de 2019].
- Reuters (2010). DATOS-Empresas de servicios petroleros que operan en Venezuela. [Página web en línea] Disponible en: <https://www.reuters.com/article/petroleo-venezuela-nacionalizaciones-idARN2417699620100624> [Consulta: 29 de enero de 2019].
- Robelius, F. (2007). *Giant Oil Fields -The Highway to Oil. Giant Oil Fields and their Importance for Future Oil Production*. [Libro en línea] Acta Universitatis Upsaliensis, Digital Comprehensive Summaries of Uppsala Dissertations from the Faculty of Science and Technology. Disponible en: [https://archive.org/details/fe\\_GiantOilfields\\_and\\_Future\\_Production](https://archive.org/details/fe_GiantOilfields_and_Future_Production) [Consulta: 2018, Diciembre 6].
- Universidad Pedagógica Experimental Libertador. (2014). *Manual de Trabajos de Grado de Especialización y Maestrías y Tesis Doctorales* (4ª. ed.). Caracas: Autor.

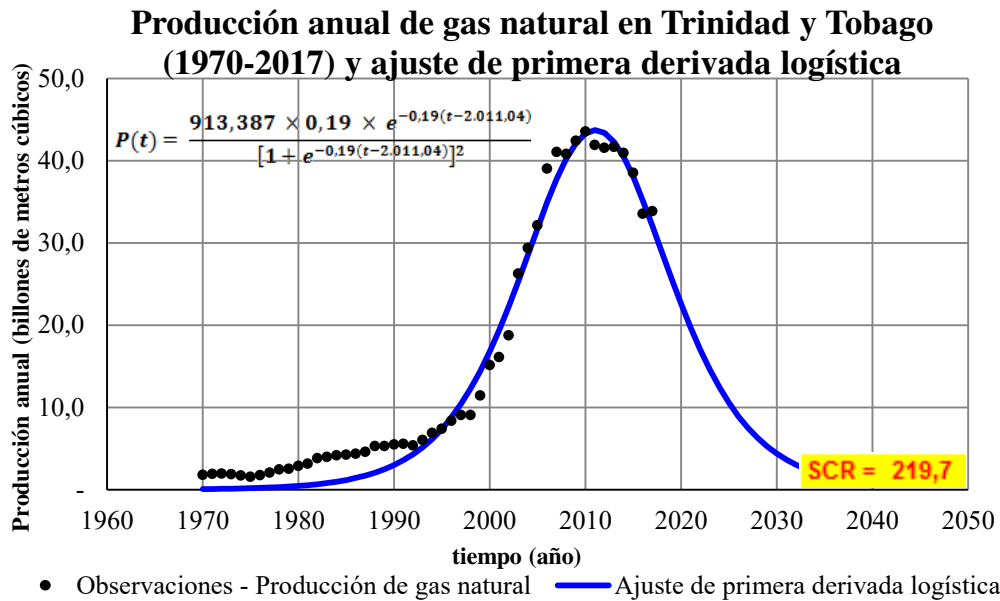
## ANEXOS

### Modelo de Hubbert y enfoque multicíclico aplicados al gas natural

Estos modelos físicos de agotamiento no se limitan al estudio del petróleo netamente. También, pueden ser utilizados para la representación de ciclos de explotación de otros recursos energéticos no renovables, como el gas natural, a través de la función logística (producción acumulada) y su primera derivada (producción temporal); por ejemplo, se puede plantear el caso de Trinidad y Tobago (ver gráfico 35 y 36).

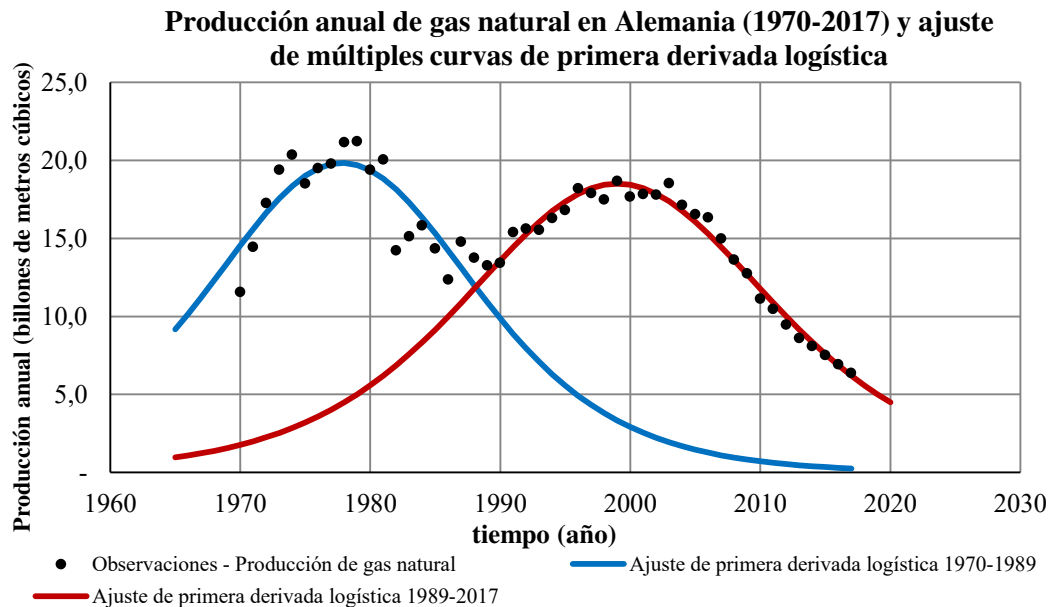


**Gráfico 35: Producción acumulada de gas natural en Trinidad y Tobago (1970-2017) y ajuste de función logística.** Fuente: BP Statistical Review of World Energy (2018) y cálculos propios.



**Gráfico 36: Producción anual de gas natural en Trinidad y Tobago (1970-2017) y ajuste de primera derivada logística.** Fuente: BP Statistical Review of World Energy (2018) y cálculos propios.

Además, si la serie temporal de la producción anual de gas natural presenta varios ciclos es posible darle uso al enfoque de J.H Laherrère para su respectiva representación algebraica, como por ejemplo, el caso de Alemania (ver gráfico 37).

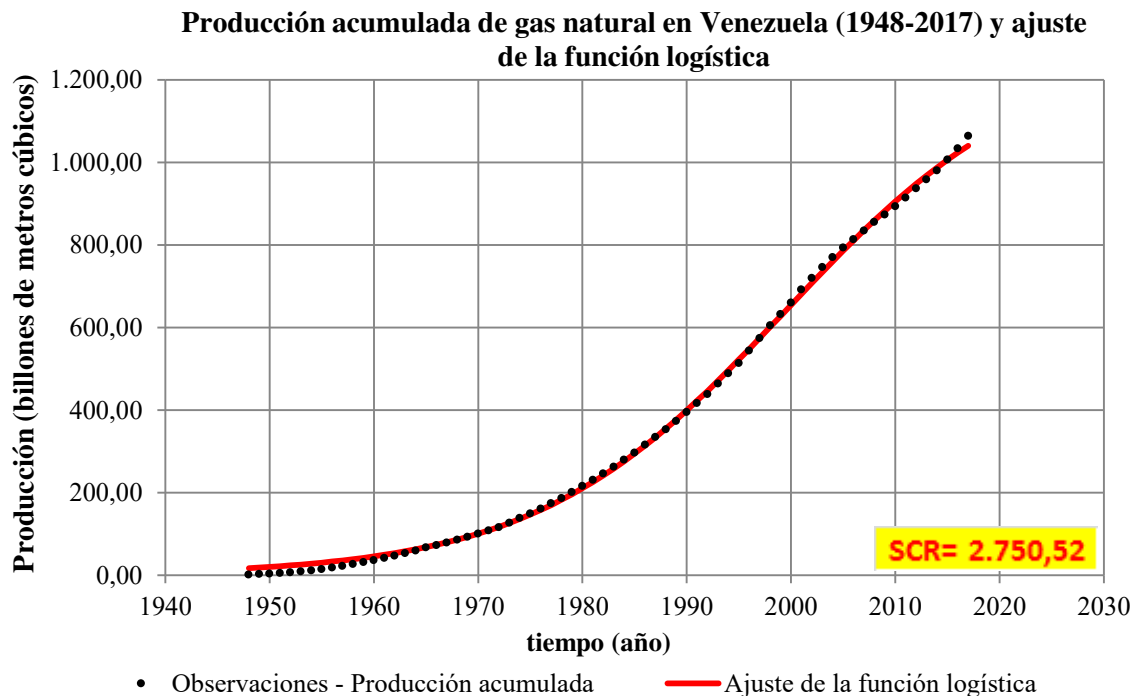


**Gráfico 37: Producción anual de gas natural en Alemania (1970-2017) y ajuste de múltiples curvas de primera derivada logística.** Fuente: BP Statistical Review of World Energy (2018) y cálculos propios.

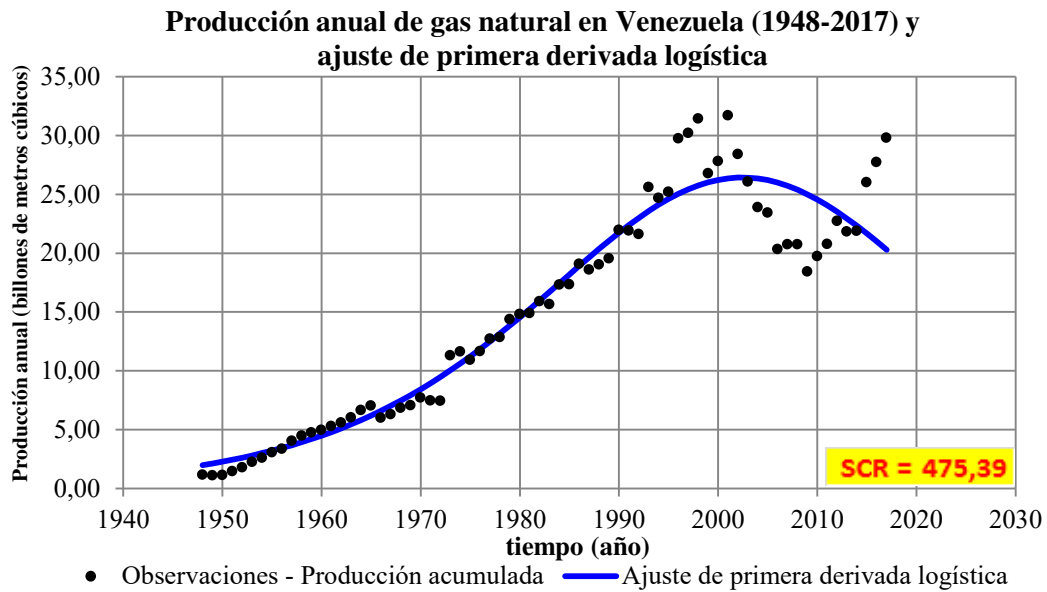
Actualmente, el gas natural es una de las más relevantes fuentes de energía que posee alto poder calorífico y mayor limpieza ambiental frente al resto de combustibles fósiles. Este recurso puede aportar al desarrollo sostenible de un país ya que este es utilizado con fines de generación eléctrica, perfeccionamiento industrial y otros usos que facilitan el consumo doméstico. Por lo tanto, conviene dedicar en este trabajo de investigación un breve estudio de la producción del gas natural en Venezuela como una alternativa del petróleo.

### Aplicación del enfoque multicíclico de Hubbert a la producción del gas natural en Venezuela

Para este caso, una simple curva de primera derivada logística no basta para un ajuste de la producción de gas natural en el caso venezolano (ver gráfico 38 y 39).

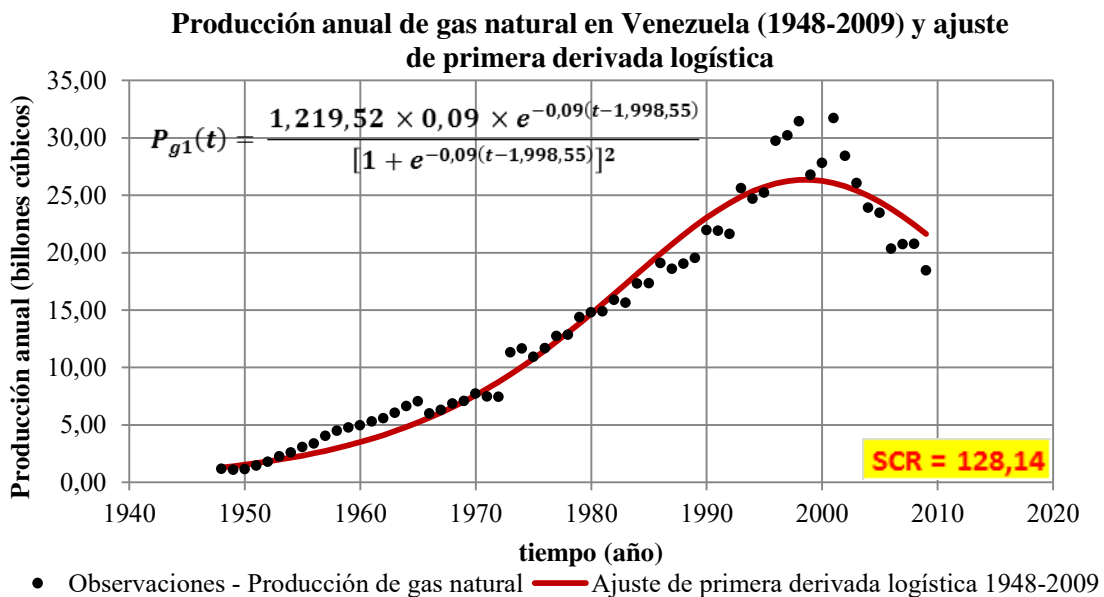


**Gráfico 38: Producción acumulada de gas natural en Venezuela (1948-2017) y ajuste de la función logística.** Fuente: Organización de Países Exportadores de Petróleo (2019) y cálculos propios.



**Gráfico 39: Producción anual de gas natural en Venezuela (1948-2017) y ajuste de primera derivada logística.** Fuente: OPEP (2019) y cálculos propios.

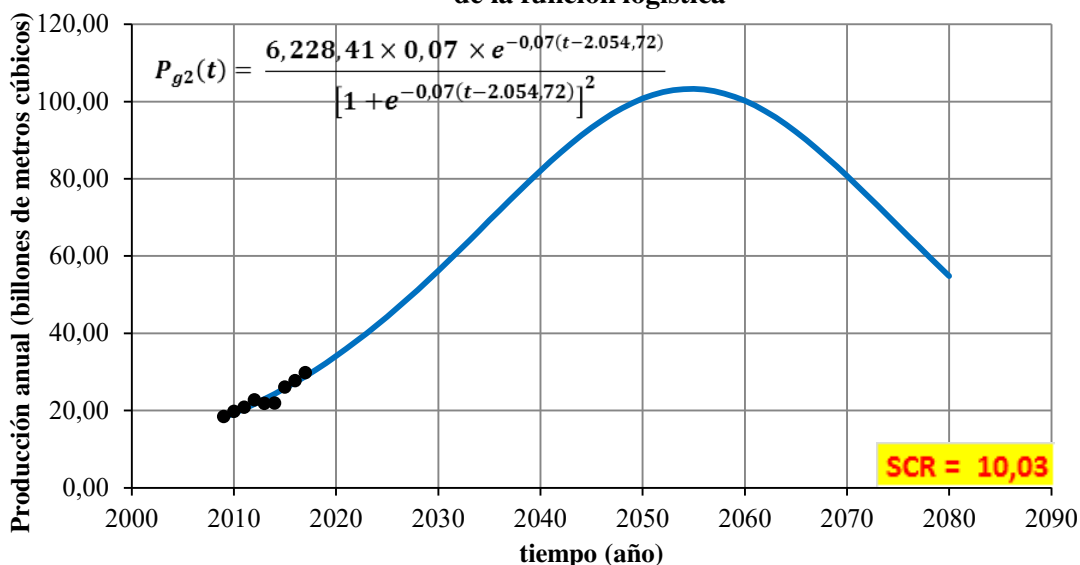
Por lo tanto, se requiere el uso del enfoque multicíclico de Hubbert para realizar la representación algebraica de los ciclos de explotación de este recurso energético. Así pues, se aplicará un ajuste de una curva tipo Hubbert al período 1948-1998 y otro que corresponda a 1998-2017 (ver gráfico 40 y 41).



**Gráfico 40: Producción anual de gas natural en Venezuela (1948-2009) y ajuste de primera derivada logística.** Fuente: OPEP (2019) y cálculos propios.



**Producción anual de gas natural en Venezuela (2009-2017) y ajuste de la función logística**



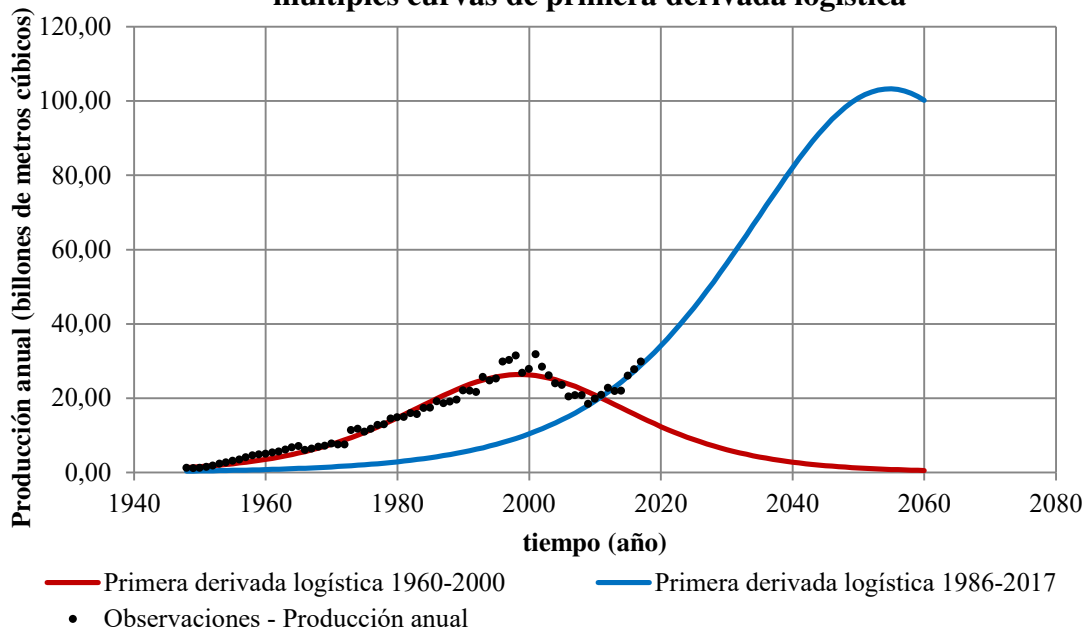
**Gráfico 41: Producción anual de gas natural en Venezuela (2009-2017) y ajuste de primera derivada logística.** Fuente: OPEP (2019) y cálculos propios.

Por consiguiente, a través del ajuste de múltiples curvas de Hubbert (ver gráfico 42), se puede desprender una serie de análisis. Primeramente se puede estimar que el primer *pico de gas natural* se alcanzó alrededor del año 1999 y el segundo se alcanzaría aproximadamente en el año 2055 bajo una cantidad 103.273 millones de m<sup>3</sup> (ver tabla 16) si se mantienen los esfuerzos que se han realizado desde 2009 para incrementar la producción de este recurso.

Por otro lado, para el cálculo del volumen final de producción acumulada final, se debe resolver el siguiente cálculo integral:

$$URR = \int_{1.948}^{2.009} \frac{c_{g1} b_{g1} e^{-b_{g1}(t-tm_{g1})}}{[1 + e^{-b_{g1}(t-tm_{g1})}]^2} dt + \left[ c_{g2} - \int_{1.948}^{2.009} \frac{c_{g2} b_{g2} e^{-b_{g2}(t-tm_{g2})}}{[1 + e^{-b_{g2}(t-tm_{g2})}]^2} dt \right]$$

### Producción de gas natural en Venezuela (1948-2017) y ajuste de múltiples curvas de primera derivada logística



**Gráfico 42: Producción anual de gas natural en Venezuela (1948-2017) y ajuste de múltiples curvas de primera derivada logística.** Fuente: OPEP (2019) y cálculos propios.

$$URR = \int_{1,948}^{2,009} \frac{1.219,52 \times 0,09 \times e^{-0,09(t-1,998,55)}}{[1 + e^{-0,09(t-1,998,55)}]^2} dt + \left[ 6.228,41 - \int_{1,948}^{2,009} \frac{6.228,41 \times 0,07 \times e^{-0,07(t-2,054,72)}}{[1 + e^{-0,07(t-2,054,72)}]^2} dt \right]$$

$$URR = \frac{1.219,52}{1 + e^{-0,09(t-1,998,55)}} \Big|_{1,948}^{2,009} + 6.228,41 - \frac{6.228,41}{1 + e^{-0,07(t-2,054,72)}} \Big|_{1,948}^{2,009}$$

$$URR = 852,51 + (6.228,41 - 17,77) = 7.073 \text{ billones } m^3$$

De esta manera, el volumen final de producción acumulada de gas natural vendría siendo aproximadamente de 6.637,1 mil millones de metros cúbicos, si y solo si, los esfuerzos productivos que están descritos en la segunda curva de Hubbert se mantiene a lo largo de los próximos años. Este recurso energético es cada vez más confiable y viable para la innovación de tecnologías de uso común por la sociedad; de este modo, la demanda energética se irá incrementando paulatinamente en los próximos años, y por lo tanto, el escenario prometedor que ofrece la producción de gas natural debe ser aprovechado con bien alterno al petróleo.

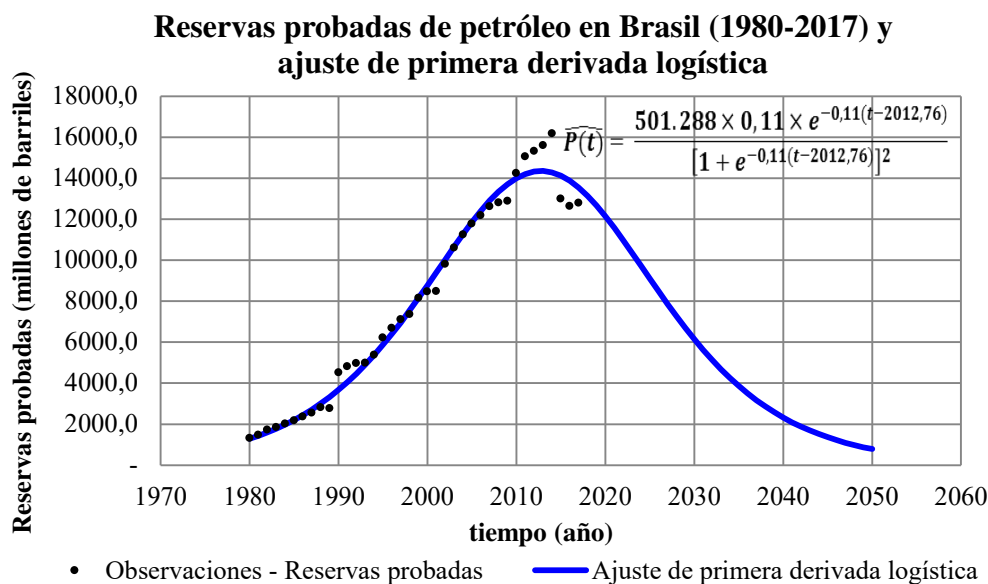
<b>Año</b>	<b>Producción anual (millones de metros cúbicos)</b>
2019	32.312
2020	34.127
2021	36.017
2022	37.982
2023	40.023
2024	42.137
2025	44.324
2026	46.579
2027	48.901
2028	51.285
2029	53.727
2030	56.220
2031	58.759
2032	61.336
2033	63.942
2034	66.568
2035	69.203
2036	71.838
2037	74.458
2038	77.052
2039	79.605
2040	82.103
2045	93.248
2050	100.792
2051	101.726
2052	102.447
2053	102.948
2054	103.225
2055	103.276
2056	103.099
2057	102.698
2058	102.074
2059	101.234
2060	100.184

**Tabla 16: Escenario de la producción de gas natural en Venezuela 2019-2060.**

Fuente: Cálculos propios.

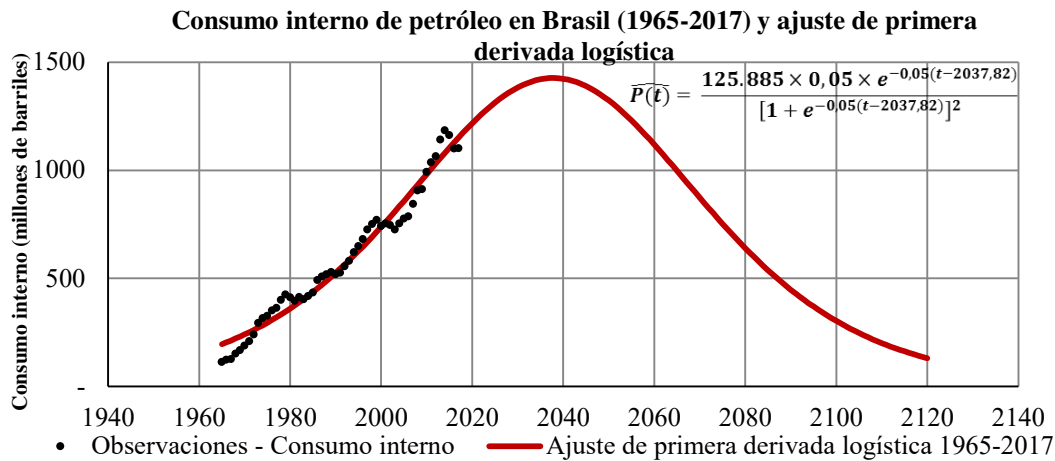
## Aplicaciones secundarias del enfoque multi-cíclico de Hubbert: Reservas probadas y consumo interno de hidrocarburos

Por otro lado, estos modelos físicos de agotamiento no se limitan a estudiar únicamente el ciclo de explotación de un recurso energético, sino también, pueden aplicarse para representar los ciclos de exploración y consumo. De este modo, es posible realizar el ajuste matemático de una curva de primera derivada logística a la serie temporal de las reservas probadas y el consumo interno de petróleo u otros hidrocarburos como, por ejemplo, el caso de Brasil (ver gráfico 42 y 43).



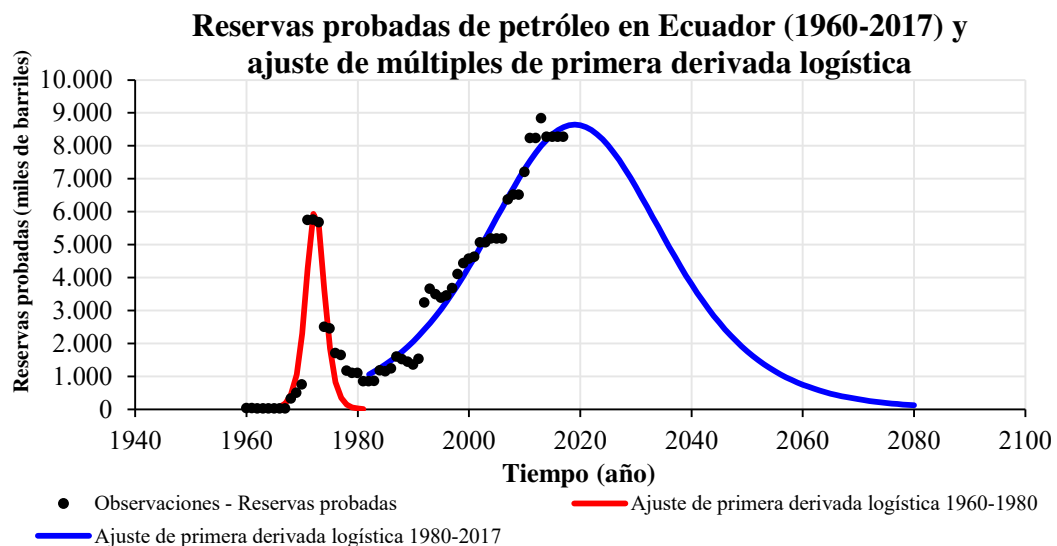
**Gráfico 43: Reservas probadas de petróleo en Brasil (1980-2017) y ajuste de primera derivada logística.** Fuente: BP Statistical Review of World Energy (2018) y cálculos propios.

En este sentido, del gráfico 42, se puede inferir que las reservas probadas en Brasil alcanzaron su máximo nivel (14.000 millones de barriles aproximadamente) alrededor del año 2013; por consiguiente, se sugiere que éstas estarán disminuyendo a lo largo de los próximos años hasta agotarse aproximadamente para 2050. Por otro lado, en el gráfico 43, se propone que el consumo interno de petróleo en Brasil alcanzará su mayor valor (1.400 millones de barriles aproximadamente) alrededor del año 2038.

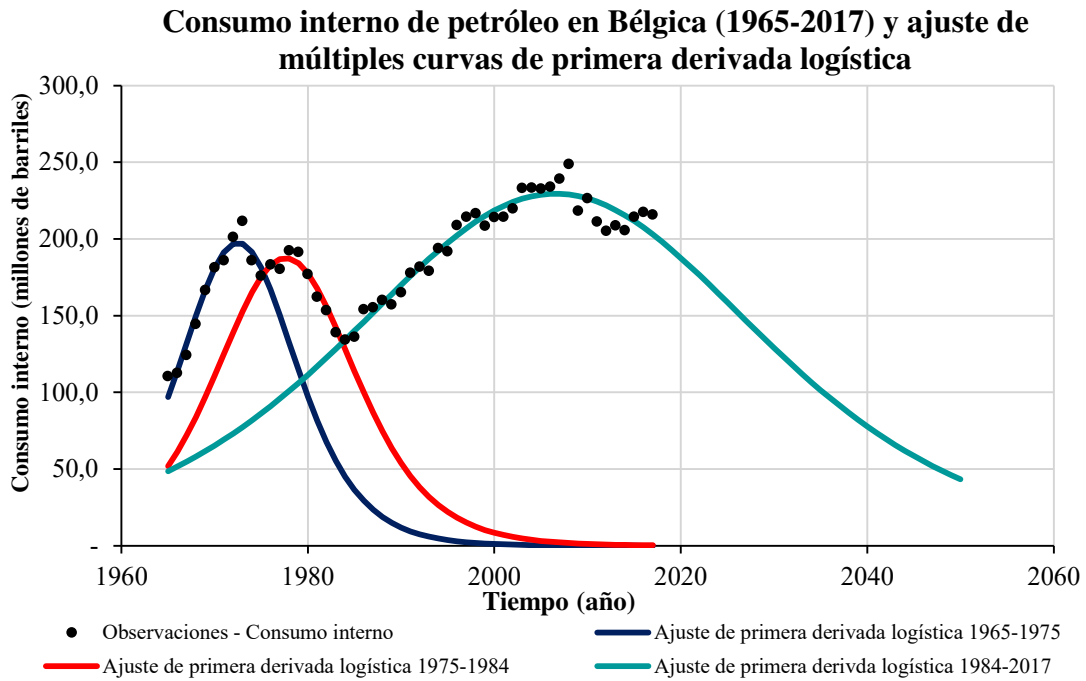


**Gráfico 44: Consumo interno de petróleo en Brasil (1965-2017) y ajuste de primera derivada logística.** Fuente: BP Statistical Review of World Energy (2018) y cálculos propios.

En este orden de ideas, si la serie temporal de las reservas probadas y el consumo interno de petróleo presentan más de un ciclo, se utilizaría el enfoque J.H Láherre para realizar la representación algebraica a través de múltiples curvas de Hubbert. Por ejemplo, para las reservas probadas petroleras de Ecuador (ver gráfico 45), debe realizarse el ajuste de dos curvas de primera derivada logística; mientras que, al consumo interno de petróleo en Bélgica (ver gráfico 46), le corresponde el ajuste de tres curvas tipo Hubbert.



**Gráfico 45: Reservas probadas de petróleo en Ecuador (1960-2017) y ajuste de múltiples de primera derivada logística.** Fuente: Organización de Países Exportadores de Petróleo (2019) y cálculos propios.



**Gráfico 46: Consumo interno de petróleo en Bélgica (1965-2017) y ajuste de múltiples curvas de primera derivada logística.** Fuente: BP Statistical Review of World Energy (2018) y cálculos propios.

Por lo tanto, estas aplicaciones adicionales del modelo de Hubbert y el enfoque de Jean Laherrère en relación a las reservas probadas y el consumo interno de hidrocarburos dan mayor justificación para que la economía petrolera sea estudiada a raíz de los modelos físicos de agotamiento de los recursos energéticos.