



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA**  
**ENERGÍA – SISTEMAS ENERGÉTICOS**

**EL PICO DEL PETRÓLEO Y LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN MÉXICO; APLICACIÓN DEL  
MODELO DE HUBBERT BAJO CONDICIONES ACTUALES Y CON RESTRICCIONES DE CAMBIO  
CLIMÁTICO**

**TESIS**  
**QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:**  
**MAESTRO EN INGENIERÍA**

**PRESENTA:**  
**REGINA AYALA CHÁVEZ**

**TUTOR PRINCIPAL**  
**VÍCTOR RODRÍGUEZ PADILLA, DOCTOR**  
**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA**  
**ENERGÍA-SISTEMAS ENERGÉTICOS**  
**CIUDAD DE MÉXICO JULIO 2017**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



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

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

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

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

**JURADO ASIGNADO:**

Presidente: **Dra. Vargas Suárez Rosío**

Secretario: **Dr. Romo Rico Daniel**

Vocal: **Dr. Rodríguez Padilla Víctor**

1<sup>er</sup>. Suplente: **Dr. Ruíz Alarcón Fluvio César**

2<sup>d</sup> o. Suplente: **M.A.P. Torres Flores Ramón Carlos**

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: Posgrado de Ingeniería de la UNAM.

**TUTOR DE TESIS:**

**Dr. Victor Rodríguez Padilla**

-----  
**FIRMA**

(Segunda hoja)

## **INDICE DE CONTENIDO**

### **Resumen**

<b>CAPÍTULO I.- INTRODUCCIÓN</b>	<b>6</b>
<b>CAPÍTULO II.- MODELOS DE HUBBERT</b>	<b>11</b>
II.1.- Modelo I.	11
II.2.- Modelo II.	20
II.3.- Modelos derivados.	26
II.3.1.- Método Probabilístico.	26
II.3.2.- Método Econométrico.	27
II.3.3.- Análisis econométrico de exploración y extracción de petróleo.	28
<b>CAPÍTULO III.- APLICACIÓN DEL MODELO I.</b>	<b>30</b>
III.1.- Reservas y recursos de hidrocarburos.	30
III.2.- Aplicación del modelo I de Hubbert considerando el total de hidrocarburos.	37
III.3.- Aplicación del modelo I de Hubbert considerando solo HC líquidos.	41
III.4.- Aplicación del modelo I de Hubbert considerando solo gas.	44
<b>CAPÍTULO IV.- APLICACIÓN DEL MODELO II</b>	<b>48</b>
IV.1.- Aplicación del modelo II de Hubbert para el total de hidrocarburos.	48
IV.2.- Aplicación del modelo II de Hubbert considerando solamente HC líquidos.	52

IV.3.- Aplicación del modelo II de Hubbert considerando solamente gas.	56
IV.4.- Aplicación del modelo II de Hubbert considerando solamente petróleo.	59
IV.5.- Aplicación del modelo II de Hubbert para el consumo de crudo.	63
IV.6.- Aplicación del modelo II de Hubbert para el consumo de gas .	66
<b>CAPÍTULO V.- CAMBIO CLIMÁTICO</b>	70
V.1.- Impactos y vulnerabilidad observados en el mundo	70
V.2.- Futuros riesgos debido al cambio climático	73
V.3.- Acuerdos Mundiales para mitigar el cambio climático	75
V.3.1.- Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático.	75
V.3.2.- Protocolo de Kioto.	77
V.3.3.- COP 21.	78
V.4.- Compromisos de México para la mitigación del cambio climático.	79
V.5.- Restricciones en la producción de HC`s para la mitigación del cambio climático.	82
<b>CAPÍTULO VI. - EL MODELO II DE HUBBERT BAJO RESTRICCIONES DE CAMBIO CLIMÁTICO</b>	84
VI.1.- Aplicación a la producción de petróleo.	86
VI.2.- Aplicación a la producción de gas natural.	91
VI.3.- Aplicación al consumo de crudo.	95
VI.4.- Aplicación al consumo de gas natural.	99
<b>CONCLUSIONES</b>	104
<b>ANEXO A</b>	110

<b>ANEXO B</b>	110
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b>	110
<b>ÍNDICE DE GRAFICAS</b>	111
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b>	114
<b>ACRONIMOS</b>	115
<b>UNIDADES</b>	116
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	116

## RESUMEN

La aplicación del modelo de Hubbert al caso de México permite concluir que el consumo y producción de hidrocarburos alcanzarán un máximo por razones de cambio climático más que por razones geológicas. Para el total de hidrocarburos se obtuvo que el pico de producción ya se dio en el 2007, para el caso de los hidrocarburos líquidos en el 2006, para el caso del gas en el 2009, para el petróleo en el 2007, de consumo de petróleo se dará en el 2015 y el del gas en se dio en el 2011.

Los picos bajo las restricciones de cambio climático quedaron de la siguiente manera: para la producción de petróleo el pico en el 2005 y para el gas el pico en 2003, mientras que para el consumo del petróleo se encontró en el 2009 y para el consumo de gas en el 2004.

Los picos bajo condiciones de cambio climático dependerán de la amplitud e intensidad de las políticas de sustitución del petróleo y gas por fuentes alternas de energía.

## I.- INTRODUCCIÓN

Se le llaman hidrocarburos a cualquier compuesto o mezcla de compuestos, sólido, líquido o gas que contiene carbono e hidrógeno (p. ej.: carbón, aceite crudo y gas natural). Los hidrocarburos, en particular el petróleo, son la fuente número uno de energía en el mundo y lo ha sido desde mitades del siglo XIX, por lo que se considera que la industria del petróleo es primero una industria de energía y después una industria química.

Los combustibles fósiles, en los que se incluyen el carbón, el lignito, petróleo, gas natural, etc. Tienen su origen en plantas y animales que existieron hace 500 millones de años. La energía contenida por estos materiales es derivada de la radiación solar, la cual fue sintetizada por la planta y almacenada como energía química.

Los hidrocarburos son de gran importancia a nivel mundial debido a su repercusión en la economía, las rentas del petróleo equivalieron al 0.817% del Producto Interno Bruto (PIB) mundial mientras que las de gas natural equivalieron al 0.174% en el 2015 según datos del Banco Mundial (Banco Mundial, 2017).

Por otro lado, el Balance Nacional de Energía 2015 nos dice que el petróleo aporta el 39.9% del consumo global de energía y el gas natural el 15.1%. En la oferta bruta mundial el 31.3% pertenece al petróleo y 21.2% al gas natural.

A pesar de los esfuerzos por diversificar la matriz mundial de energía la producción de petróleo ha aumentado de junio del 2015 a junio del 2016 en 3.2% (2.8 millones de barriles diarios) y el consumo aumento el 1.9% (1.9 millones de barriles diarios). Mientras



que la producción de gas natural creció 2.2% en esas mismas fechas y el consumo del mismo aumento un 1.7% según el Balance Nacional de Energía 2015.

México cuenta con grandes yacimientos de hidrocarburos a lo largo de su territorio, es por ello que su actividad extractiva es de suma importancia para la economía del país.

Según los datos del Banco Mundial las rentas del petróleo en México aportaron para el 2015 el 1.309% del PIB nacional mientras que las rentas de gas natural aportaron el 0.147% del PIB.

México aporta el 2.10% de la producción mundial de hidrocarburos repartido de la siguiente manera: aporta el 4.29% de la producción mundial de petróleo, de la producción de gas el 1.83% y del carbón el 0.21%.

La producción de energía primaria en México esta constituida de acuerdo al Balance Nacional de Energía 2015 por un 61.3% petróleo, 23.7% por gas natural, 7.9% por renovables, 1.5% por nuclear y 1.2% condensados. Sin embargo la oferta interna bruta tiene la siguiente distribución 44.3% de gas natural y condensados, 40.5 % de cudo, 7.6% de renovables y 6.2% de carbón.

Por los datos expuestos anteriormente se puede entender la importancia de los hidrocarburos en México y el mundo lo cual genera una necesidad de conocer el ciclo de vida de estos recursos naturales. ¿Cuándo se llegará a su punto máximo de producción? ¿Cuál será el ritmo natural de declinación? ¿Cómo afecta las restricciones de cambio climático a la producción y consumo de hidrocarburos? La respuesta a estas preguntas nos ayudará sin duda a administrar el agotamiento de esos productos estratégicos.

En esa perspectiva la revisión de los trabajos de Marion King Hubbert (1903-1989) es fundamental. Hubbert fue un geólogo estadounidense que trabajó en el área de investigación de la compañía Shell en Texas. Su contribución más importante a la ciencia fue la teoría del pico de petróleo, la cual predice el aumento de la producción de petróleo, el cenit y la declinación subsecuente siguiendo una curva simétrica, ya sea una gaussiana o una curva logística. En ambos casos las ecuaciones son distintas pero los resultados son similares (Hubbert, 1956 y Hubbert, 1980). Para efectos de esta tesis les llamaremos modelo de Hubbert I y II.

Desde la década de los años cincuenta del siglo pasado, en la que se hizo público las ideas y los resultados de Hubbert, se han creado modelos derivados de la teoría original para incluir más variables explicativas que la producción acumulada y el tiempo. Sin embargo, ninguna de esas tentativas tiene la simpleza y claridad del modelo original.

A pesar de que el modelo de Hubbert ha sido ampliamente difundido en el mundo la literatura académica no reporta su aplicación al caso de México bajo este enfoque. La literatura tampoco da cuenta de la aplicación de ese modelo al consumo nacional de petróleo ni gas natural, ya no digamos cuando el consumo futuro estará restringido en función de la cantidad de emisiones de gases efecto invernadero. De ahí el origen e importancia de esta investigación.

El objetivo principal de esta tesis consiste en reproducir el comportamiento de las reservas y la producción de hidrocarburos en México utilizando el modelo de Hubbert, con la finalidad de estimar el impacto que tendrán los compromisos internacionales de México en materia de emisiones de gases efecto invernadero. ¿Tales compromisos introducen una restricción importante en el aprovechamiento potencial esos recursos naturales?

¿Existiría una brecha entre el pico natural de la producción petrolera y pico de demanda que resulta de una política decidida de combate al cambio climático y al calentamiento global? ¿Qué tan importante sería esa brecha? ¿Se tendrían que dejar en el subsuelo un volumen importante de reservas probadas?

Para alcanzar el objetivo principal y responder a las preguntas planteadas se ha dividido la investigación en dos partes. En la primera se explica el modelo de Hubbert y se aplica a la producción de hidrocarburos líquidos, el gas natural, petróleo y los hidrocarburos totales y para el consumo de petróleo y gas natural en México. En la segunda parte se explica los compromisos internacionales de México en la Cumbre de Paris y se recalculan las curvas de Hubbert tomando en cuenta esa limitante ambiental.

En la última parte de esta tesis se toman en cuenta los artículos publicados de Myles Allen, et al (2009) y de Meinshausen et al (2009) para cambiar los parámetros de la producción acumulada última y recalculan las curvas de Hubbert de producción y consumo, esto nos ayudará a poder tomar las medidas necesarias para poder mitigar el cambio climático y tratar de no sobrepasar los 2°C sobre niveles preindustriales la temperatura del planeta en el 2050.

Los resultados son importantes ya que podrían ayudar a tomar decisiones acerca de las tasas de producción de los hidrocarburos, ayudarán a predecir el descenso de la producción y tomar las precauciones necesarias para que evitar repercusiones en la economía del país debido a la disminución de las tasas de producción. Los resultados que tiene que ver con la curva de Hubbert para el consumo de los hidrocarburos tienen gran relevancia para los planes de abastecimiento e importación de hidrocarburos que se necesitan y se necesitarán para satisfacer las necesidades del país.

En general esta tesis ayudará para la toma de decisiones en temas de hidrocarburos, concretamente, dará un panorama más amplio acerca como debemos producir y consumir nuestros recursos y cómo se tendría que cambiar los patrones de consumo y producción para no aumentar la temperatura 2°C del planeta para el 2050.

La tesis esta organiza de la siguiente manera: en la primera parte, el capítulo 1 nos da una introducción al tema y a la importancia de los resultados obtenidos en esta tesis. El capítulo 2 expone la teoría de Hubbert, sus variantes y modelos derivados. El capítulo 3 está dedicado a la aplicación del modelo I de Hubbert al caso de México, para estimar la curva de producción de hidrocarburos líquidos, gas natural e hidrocarburos totales. El capítulo 4 trata de la aplicación del modelo II de Hubbert para la producción hidrocarburos totales, líquidos, gas natural y petróleo, así como la aplicación al consumo de petróleo y gas natural. El capítulo 5 explica el cambio climático, los impactos y vulnerabilidades observadas en el mundo, así como los acuerdos nacionales y mundiales para combatir ese fenómeno. En el capítulo 6 se calculan las curvas de producción y consumo de petróleo y gas natural tomando en cuenta las restricciones de cambio climático.

En el cuadro 1 y 2 se muestra la distribución de los 13 cálculos realizados dentro de la tesis.

	Producción				Consumo	
	Hc totales	Hc líquidos	Gas natural	Petróleo	Petróleo	Gas Natural
Modelo I	Capítulo 3	Capítulo 3	Capítulo 3			
Modelo II	Capítulo 4	Capítulo 4	Capítulo 4	Capítulo 4	Capítulo 4	Capítulo 4

Tabla 1. Distribución de los cálculos sin restricciones.

	Producción		Consumo	
	Petróleo	Gas natural	Petróleo	Gas natural
Modelo II	Capítulo 6	Capítulo 6	Capítulo 6	Capítulo 6

Tabla 2. Distribución de los cálculos con restricciones de cambio climático.

## **II.-MODELOS DE HUBBERT**

Marion King Hubbert (1903-1989) se dedicó durante toda su carrera a perfeccionar su modelo para que este pudiera predecir las curvas de los hidrocarburos a nivel mundial, en este capítulo se muestran dos diferentes representaciones de su modelo y algunos modelos derivados que intentan mejorar el método.

### **II.1- MODELO I.**

Hubbert (1956, p. 4) argumenta que la industria de la explotación de las fuentes fósiles consistirá en el progresivo agotamiento de un suministro fijado inicialmente a la que no habrá adiciones significativas durante el período de nuestro interés.

Lo que lo lleva a Hubbert a proponer la idea del pico de petróleo en su artículo publicado en 1956, el cual menciona que cualquier recurso finito como el petróleo, el gas, el carbón o el uranio tienen una curva de producción histórica Gaussiana, que en cierto punto alcanza un pico y empieza un declive, este declive tendrá un comportamiento espejo al aumento de producción del otro lado de la curva. La tasa pico de producción y el tiempo en que la producción alcanzará su pico depende del total de reservas que existen y de los descubrimientos futuros.

La idea de Hubbert (1956, p. 9-11) consiste en que para generar las curvas de pico del petróleo o de cualquier recurso finito se necesita generar la gráfica de la producción anual histórica del recurso. Para poder extrapolar las curvas se necesitan dos consideraciones:

1. Para cualquier curva de producción con recursos finitos de una cantidad fija, se necesitan saber dos puntos de la curva desde el principio, uno es  $t=0$  y otro  $t=\infty$ . La tasa de producción va a ser cero en el tiempo cero y la tasa volverá a ser cero cuando el recurso se agote.
2. La segunda consideración viene del teorema del cálculo integral, si existe un solo valor para la función  $y=f(x)$  entonces

$$\int_0^{x_1} y dx = A \quad (1)$$

Donde  $A$  es el área de la curva  $y=f(x)$  y el eje  $x$  va desde el origen hasta el punto  $x_1$ .

En este caso la curva de producción se gráfica contra el tiempo en una escala aritmética, por lo que tenemos como la ordenada

$$P = dQ/dt \quad (2)$$

Donde  $dQ$  es la cantidad de recursos producidos en el tiempo  $dt$ .

De la ecuación (1) podemos ver que el área bajo la curva para cualquier tiempo  $t$  está dada por:

$$A = \int_0^t P dt = \int_0^t (dQ/dt) dt = Q \quad (3)$$

Donde  $Q$  es la producción acumulada en el tiempo  $t$ . Por lo que la producción última estaría dada por:

$$Q_{m\acute{a}x} = \int_0^{\infty} P dt \quad (4)$$

Se presenan en una gráfica de producci3n contra tiempo como el área total debajo de la curva.

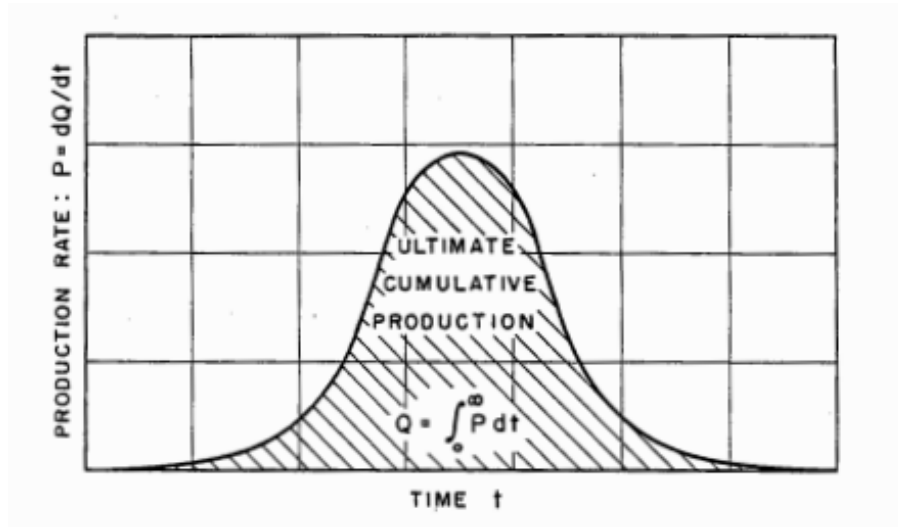


Figura 1. Relaci3n matemática que involucra el ciclo completo de producci3n de cualquier recurso agotable. (Hubbert 1956, p.10).

La única informaci3n a priori que tenemos es que la magnitud de la producci3n acumulada última es menor o como máximo igual a la cantidad de recurso inicialmente presente. Como consecuencia, si sabemos la cantidad inicial presente se podra dibujar una familia de posibles curvas de producci3n, las cuales tendran propiedades en común que inician y terminan en cero y que abarcan un área igual o menor a la cantidad inicial.

El pico del recurso tambi3n depende de la tasa de producci3n del producto, si la tasa aumenta el pico llegara más pronto, pero si la tasa disminuye entonces el pico se alejara del presente. Por lo que hay que identificar bien la tasa de producci3n del recurso.



Uno de los principales problemas que presentaba el modelo era que para determinar las últimas reservas que serán descubiertas o producidas en un futuro se reduce a un juego de adivinanzas que Hubbert no estaba dispuesto a realizar por lo que él pensó que si tenía el modelo correcto no tendría que adivinar si no que los datos de producción por si solos podrían determinar las reservas últimas.

El método matemático que desarrollo Hubbert para predecir el número de reservas últimas que designaremos como  $Q_{m\acute{a}x}$  se presenta a continuación como lo presenta Brian Towler (2014) en su análisis de la teoría del pico de petróleo del 2014. Las ecuaciones que Hubbert usó empiezan con la ecuación de la producción acumulada  $Q_t$  en cualquier tiempo t. La tasa de producción  $q_t$  en cualquier tiempo t es la derivada de  $Q_t$  con respecto al tiempo:

$$Q_t = \frac{Q_{m\acute{a}x}}{1+be^{-at}} \quad (5)$$

Donde

$Q_t$  = la producción acumulada en el tiempo, usualmente en barriles.

$q_t$  = tasa de producción en el tiempo, usualmente en barriles/día.

$Q_{max}$  = producción acumulada última, usualmente en barriles.

b = coeficiente de crecimiento o declive, adimensional.

a = exponente de crecimiento o declive, dimensión reciproca del tiempo.

La tasa de producción  $q_t$  en el tiempo  $t$ , es la derivada de la producción acumulada y está dada por:

$$q_t = \frac{Q_{max} a b e^{-at}}{(1 + b e^{-at})^2} \quad (6)$$

El método de Hubbert sugiere combinar las ecuaciones (5) y (6):

$$q_t = a Q_t \left(1 - \frac{Q_t}{Q_{max}}\right) \quad (7)$$

Que se puede reescribir como:

$$\frac{q_t}{Q_t} = a - \frac{a Q_t}{Q_{max}} \quad (8)$$

Graficando la ecuación (8),  $q_t/Q_t$  contra  $Q_t$  la intercepción en el eje Y nos dará el parámetro  $a$  y la intercepción con el eje X sería la producción acumulada última y está gráfica se puede hacer para cualquier tiempo. El tiempo del pico puede ser calculado tomando la derivada de la ecuación (6) e igualándola a cero:

$$t_{peak} = \frac{1}{b} \ln(a) \quad (9)$$

Pero necesitamos el parámetro  $b$  que no hemos determinado, poniendo la ecuación (5) de la siguiente manera lo podemos encontrar fácilmente:

$$\frac{Q_{max}}{Q_t} - 1 = be^{-at} \quad (10)$$

La ecuación (10) nos dice que si graficamos  $(\frac{Q_{max}}{Q_t} - 1)$  contra  $e^{-at}$  la pendiente de la gráfica es igual al parámetro  $b$ .

Para el caso de producción del petróleo en Estados Unidos, Hubbert (1956, p. 6) muestra la gráfica de la producción histórica del petróleo hasta 1956, la cual se ve en aumento.

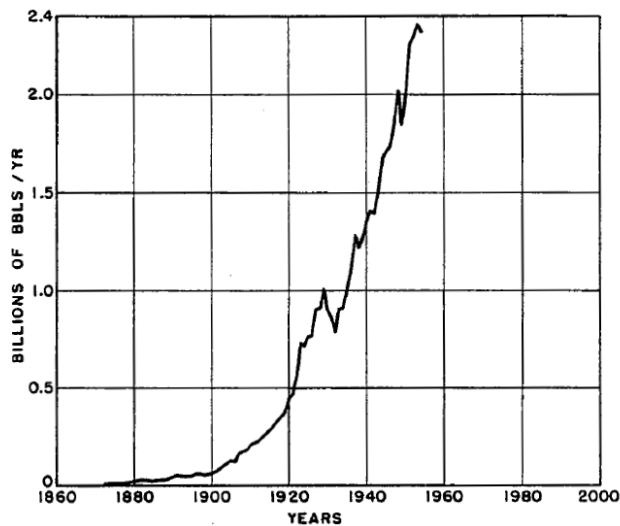


Figura 2. Producción de petróleo crudo en Estados Unidos. (Hubbert, 1956, fig. 5)

Hubbert realizó el análisis descrito anteriormente para la producción de petróleo en Estados Unidos basado en una reserva última de 150 y 200 billones de barriles, donde Hubbert (1956, p. 22) predijo dos posibles picos, uno en 1965 y otro en 1970.

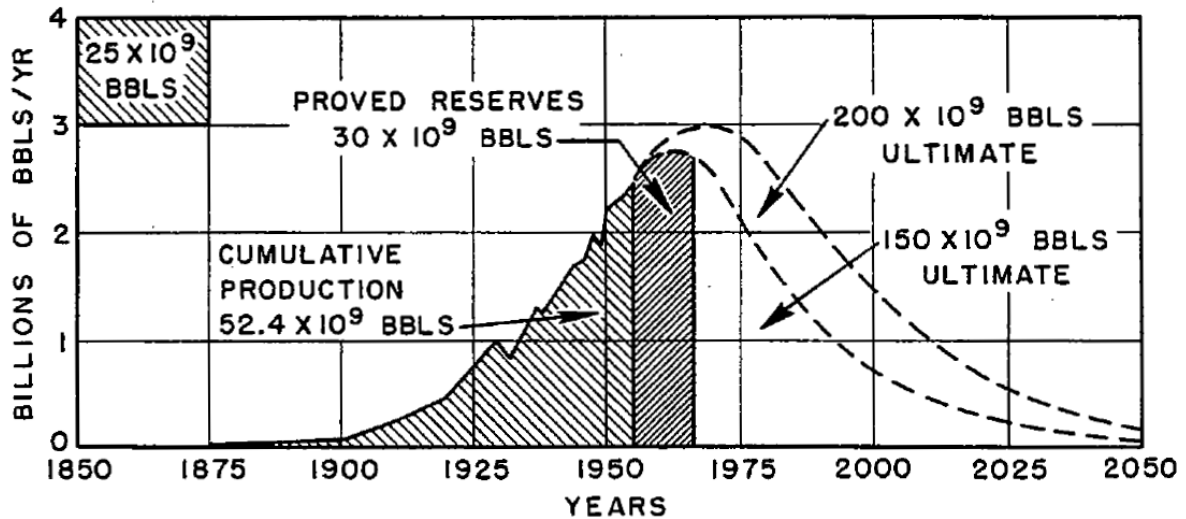


Figura 3. Estimación de dos ciclos completos de la producción de petróleo crudo en Estados Unidos basado en una reserva última de 150 y 200 mil millones (billions) de barriles. (Hubbert, 1956, Fig. 21).

Hubbert (1956, p.24) predijo que el pico del petróleo para la producción de Estados Unidos sería en 1970 con una tasa de producción de 3 mil millones de barriles por año y en efecto Estados Unidos tuvo su pico de producción en noviembre de 1970 con una tasa de producción de 3.5 mil millones de barriles por lo que la predicción de Hubbert estuvo bastante acertada, lo que llevó al modelo a ser más aceptado en la comunidad científica.

A continuación, se muestra la comparación entre la predicción alta y baja de Hubbert contra la producción real de petróleo en Estados Unidos.

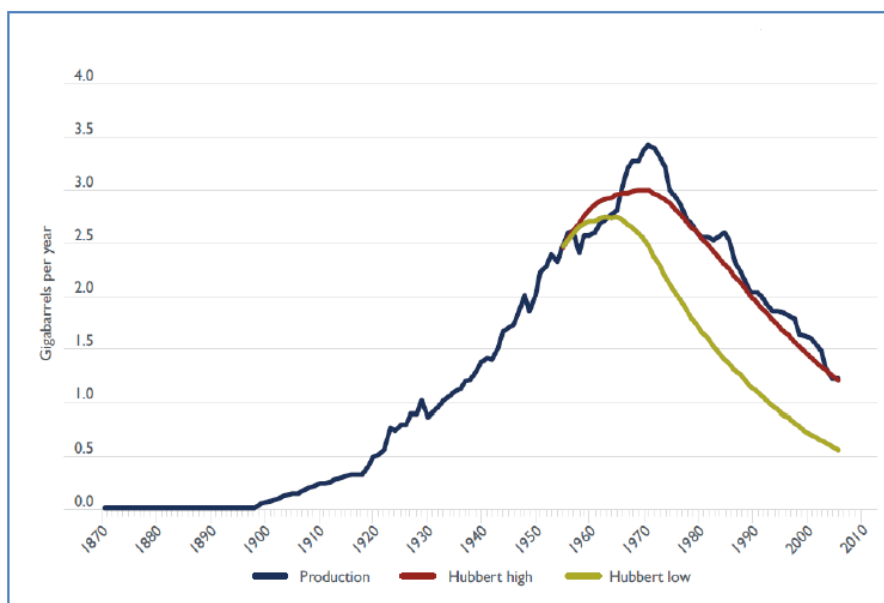


Figura 4. Curva de Hubbert (1956) y la producción histórica de Estados Unidos. Esta grafica no muestra la producción de shale gas desde 2008. (Criqui, 2012, fig. 1)

Como se puede observar en la Figura 4 la curva de producción tiene un segundo pico entre enero de 1977 a febrero de 1986, está desviación y el pico secundario fue debido al descubrimiento y producción de petróleo en Prudhoe Bay y en Kuparuk en el norte de Alaska. Hubbert argumentó que en sus predicciones no se tomó en cuenta esta área para los cálculos (Towler 2014, p. 2).

Otra desviación en los cálculos está ocurriendo desde el 2008 hasta la fecha, está se debe a la producción de petróleo en aguas profundas en el Golfo de México y a los hidrocarburos no convencionales encontrados en Dakota del Norte los cuales Hubbert tampoco había tomado en cuenta para sus predicciones. Sin embargo, la predicción del pico mayor fue correcta. (Towler 2014, p. 2).

En su trabajo Hubbert (1956, p. 22) predijo que la producción de petróleo mundial tendría su pico en el 2000 y caería rápidamente después de eso como se ve en la Figura 5.

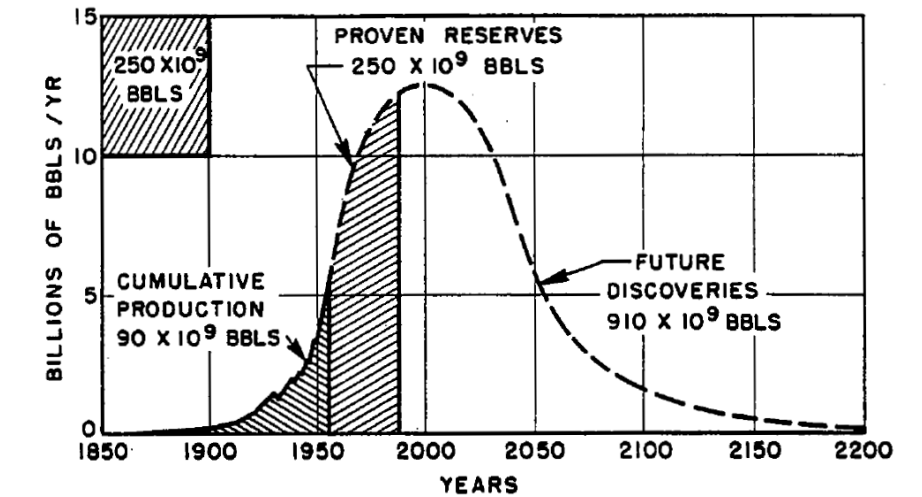


Figura 5. Estimación de la producción mundial de petróleo crudo basado en una reserva última de 2150 mil millones (billions) de barriles. (Hubbert, 1956, Fig. 20).

Sin embargo, esa predicción no fue cierta y 17 años después la producción mundial de petróleo continúa creciendo de acuerdo a la demanda de la economía mundial.

Algunas de las posibles causas del fallo de la teoría para la predicción mundial es que entre el tiempo que se realizó la predicción y la llegada del pico en Estados Unidos el precio y la tecnología del petróleo en ese país no cambió mucho, pero la del mundo sí. Otra de las causas es que se cree que algunos países de OPEC (Organization of the Petroleum Exporting Countries) mienten acerca de sus reservas, lo cual hace imposible el cálculo exacto.

Por lo que podemos ver, el modelo de Hubbert es esencialmente correcto bajo un escenario de precio y tecnología constante. Cuando el precio del petróleo aumenta, el valor

de  $Q_{max}$  también aumenta y lo mismo pasa con la tecnología que trae más reservas de petróleo a producción incluso en un escenario de precio constante. Adicionalmente, cuando aumenta el precio del petróleo se genera un incentivo para la creación de nuevas tecnologías para aumentar el suministro de petróleo.

La tecnología es el gran multiplicador y la industria del petróleo ha demostrado siempre una gran capacidad para desarrollar e implementar tecnologías innovadoras. Los avances en la tecnología permiten el uso de nuevos descubrimientos y el aumento en la tasa de recuperación a través de tecnologías mejoradas que convierten los recursos no recuperables o recursos hipotéticos en reservas recuperables.

Otro factor es el que menciona Michael C. Lynch (2004) el cual argumenta que la curva de Hubbert no es aplicable a la producción global del crudo de petróleo, la causa es que hay una variedad de factores que suavizarán la caída de la producción: las diferencias en las reservas de crudo, los sucesos políticos, sociales y militares, el intercambio comercial, las recesiones, etc. Aunque no desestima que la producción llegue algún día a un máximo, se opone a una caída brutal de la producción y a un pico “agudo” que implique el vertiginoso declive de la industria petrolera.

Reforzando lo anterior, Maugeri (2006) destaca que la recuperación de las fuentes petrolíferas actuales ha aumentado considerablemente en las últimas décadas. En la década de los ochenta, los niveles eran aproximadamente de un 22%, mientras que en la actualidad alcanzan un 35%, como consecuencia de las nuevas tecnologías. Para Maugeri, mientras el avance tecnológico continúe, el abasto mínimo está garantizado.

A pesar de todo esto una de las conclusiones principales y más sorprendentes de la ASPO (The Association for the Study of Peak Oil and Gas) es que el pico del petróleo está

sobre nosotros y que el final del petróleo barato está aquí o muy cerca (Campbell & Laherrère 1998). Dependiendo de los diferentes autores, miembros de ASPO predicen el pico mundial de petróleo antes del 2020.

## II.2.- MODELO II.

Hubbert (1980) siguió trabajando sobre el pico del petróleo y en 1980 publicó en NBS (National Bureau of Standards) un nuevo artículo llamado *Techniques of prediction as applied to production of oil and gas*, donde muestra una forma alternativa de calcular las curvas del petróleo y el pico del mismo.

Esta nueva metodología también estima el curso futuro de la curva de producción como función de  $Q_{max}$  (La producción última de petróleo):

$$Q_{max} = \int_{-\infty}^{\infty} P dt \quad (4)$$

Hubbert (1980, p. 60) define tres variables:  $Q_p$  como la producción acumulada,  $Q_r$  las reservas probadas y  $Q_d$  los descubrimientos acumulados probados. La relación entre ellas es la siguiente:

$$Q_d = Q_p + Q_r \quad (11)$$



Al graficar las variables anteriores generan unas curvas como las que se muestran en la figura 6.

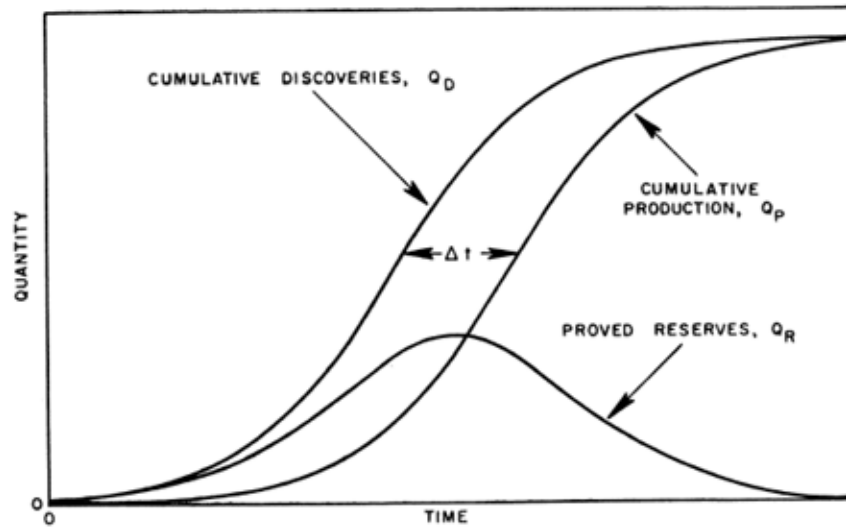


Figura 6. Variación de la producción acumulada  $Q_p$ , reservas probadas  $Q_r$  y los descubrimientos acumulados  $Q_d$  durante un ciclo completo de producción. (Hubbert, 1980, Fig. 12).

Hubbert (1980, p. 65) realizó los cálculos para Estados Unidos con los datos con los que contaba los cuales iban de 1900-1962. Estos datos se muestran en la Figura 7.

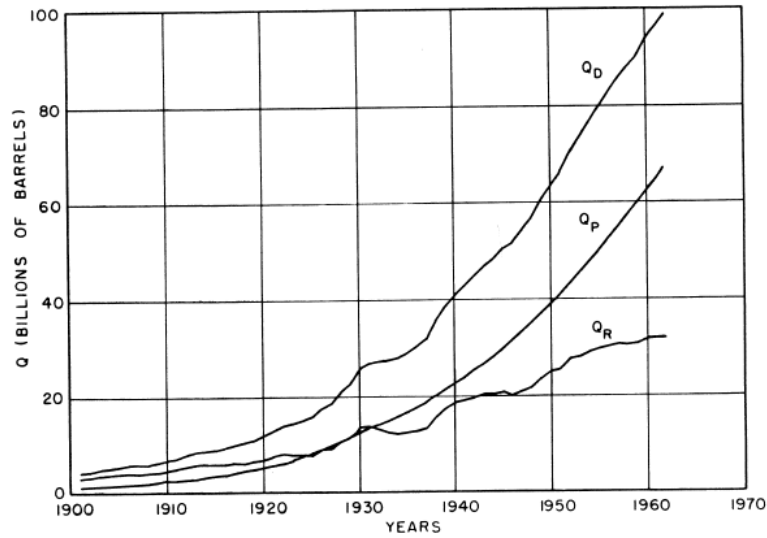


Figura 7. Producción acumulada, reservas probadas y los descubrimientos acumulados de Estados Unidos de 1900-1962. (Hubbert, 1980, Fig. 14).

La nueva metodología que desarrolla Hubbert (1980, p. 49) se basa en la ecuación (5) la cual llama la ecuación logística.

$$Q = \frac{Q_{m\acute{a}x}}{1 + be^{-a(t-t_0)}} \quad (5)$$

Donde  $t_0$  es el año desde el cual se tienen registros de la producción y de las reservas, para este caso es 1900 y para esa época la producción última estimada ( $Q_{m\acute{a}x}$ ) era de  $170 \times 10^9$  barriles.

Para poder conocer el valor de la variable  $a$  Hubbert (1908, p. 66) despeja la ecuación (5):

$$Q = \frac{Q_{m\acute{a}x}}{1 + be^{-a(t-t_0)}}$$

$$\frac{1}{Q} = \frac{1 + be^{-a(t-1900)}}{Q_{m\acute{a}x}}$$

$$\frac{Q_{m\acute{a}x}}{Q} - 1 = be^{-a(t-1900)}$$

$$\log\left(\frac{Q_{m\acute{a}x}}{Q} - 1\right) = \log(b) - a(t - 1900)\log(e) \quad (12)$$

El despeje da como resultado una nueva ecuaci3n la cual al graficarla nos da una curva como la siguiente:

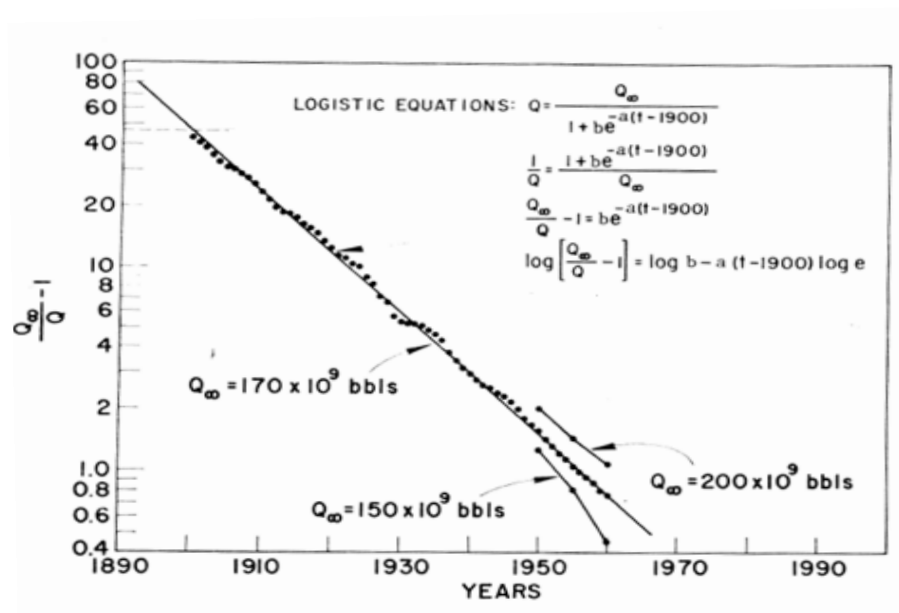


Figura 8. M3todo gr3fico para la determinaci3n de la constante  $a$  en la ecuaci3n log3stica.

(Hubbert, 1980, Fig. 15).

La variable  $a$  es la pendiente de la recta de tendencia a los datos graficados, para este caso  $a=0.0687$ .

La variable  $b$  se calcula con la siguiente fórmula deducida en el artículo de Hubbert de 1980:

$$b = \left( \frac{Q_{m\acute{a}x} - Q_0}{Q_0} \right) \quad (13)$$

Hubbert (1980, p. 67) argumenta en el reporte de la academia que  $t_0$  es 1900 pero los datos fueron dados al final del año por lo tanto el final de 1900 es de hecho 1901. Teniendo lo anterior en mente la producción acumulada  $Q_0$  es la correspondiente al año 1901, por lo que  $b=46.8$ .

Sustituyendo las variables en la ecuación (5) nos queda la siguiente ecuación logística:

$$Q = \frac{170 \times 10^9}{1 + 46.8e^{-0.0687(t-1900)}} \quad (14)$$

La ecuación anterior es una ecuación general, para generar las ecuaciones de la producción acumulada y de los descubrimientos acumulados probados necesitamos conocer la diferencia de tiempo entre sus máximos.

Hubbert (1980, p. 63) logra lo anterior graficando las curvas como en la Figura 9, la variación de la producción acumulada en el tiempo ( $dQ_p/dt$ ) y la variación de los descubrimientos acumulados en el tiempo ( $dQ_d/dt$ ). Después de generar las gráficas se buscan los máximos de cada curva y la diferencia entre estos será la diferencia de tiempo ( $\Delta t$ ).

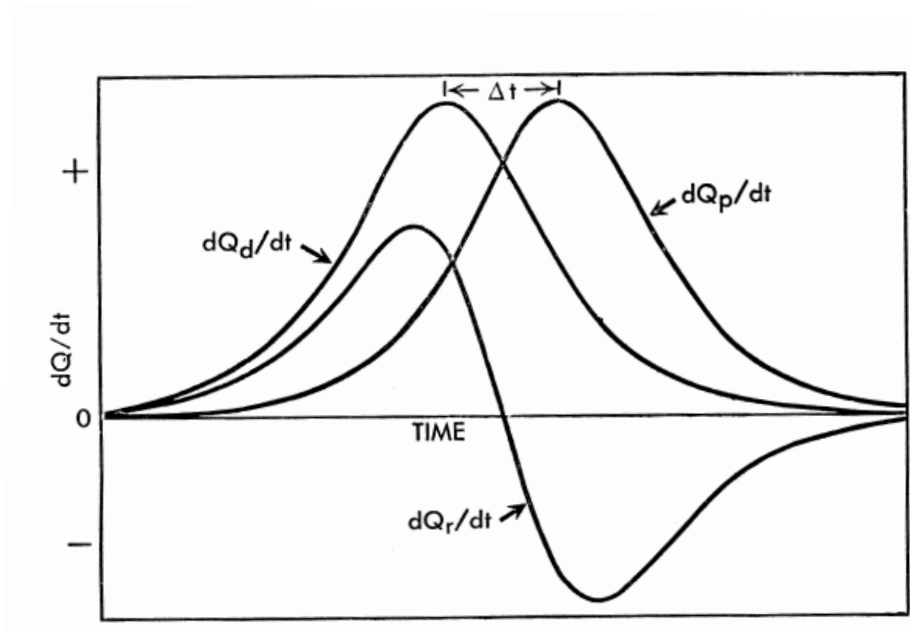


Figura 9. Tasas de producción y de descubrimiento probados durante un ciclo completo de producción. (Hubbert, 1980, Fig. 13).

La diferencia de máximos para Estados Unidos según Hubbert (1980, p.64) es de 10.5 años, por lo que las ecuaciones para las curvas de producción acumulada y de descubrimientos acumulados probados son las siguientes:

$$Q_d = \frac{170 \times 10^9}{1 + 46.8e^{-0.0687(t-1900)}} \quad (15)$$

$$Q_p = \frac{170 \times 10^9}{1 + 46.8e^{-0.0687(t-1910.5)}} \quad (16)$$

Al graficar las ecuaciones (15) y (16) nos quedan las siguientes curvas donde se puede conocer el año en el que se dará aproximadamente el pico de petróleo y cuando se terminará, esto se puede ver en la Figura 10 al igual que la gráfica  $Q_T$  utilizando la ecuación (11).

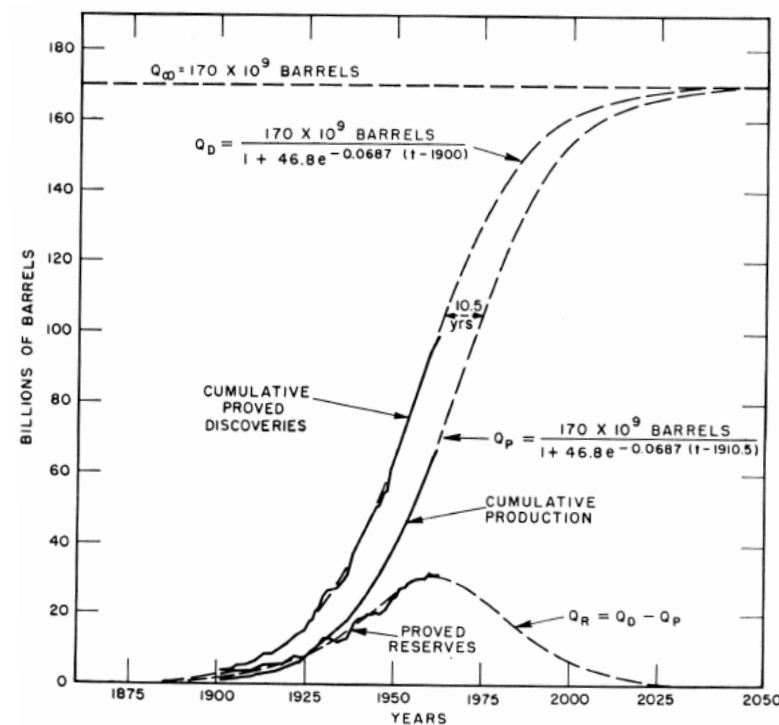


Figura 10. Descubrimientos acumulados probados, producción y reservas probadas del petróleo de Estados Unidos utilizando las ecuaciones logísticas. (Hubbert, 1980, Fig. 16).

Por último, calcula el pico de la tasa de descubrimientos con la siguiente ecuación:

$$t_d = t_0 + \frac{\ln(b)}{a} \quad (17)$$

$$t_d = 1901 + \frac{\text{Ln}(46.8)}{0.0687} = 1957$$

La fecha correspondiente al pico en la producción se dará 10.5 años después (la delta de tiempo previamente calculada) en 1967.5 y el pico en las reservas probadas se dará 5.25 años después ( $\Delta t/2$ ), es decir, 1962.25.

### **II.3.- MODELOS DERIVADOS**

A continuación, se mostrarán 3 modelos que han sido desarrollados a partir del modelo original de Hubbert, cada uno de estos modelos agregan una o varias variables que los autores consideran importantes para la determinación de la tasa de producción de los hidrocarburos.

#### **II.3.1.- MÉTODO PROBABILÍSTICO**

La elección de las familias de curvas adecuadas para obtener buenos ajustes a las curvas reales de producción ha sido una pregunta recurrente. Por lo que Michel Bertrand (2010) propone una nueva metodología probabilística que proporciona el comportamiento asintótico de la curva de producción.

Michel Bertrand (2010) argumenta que las distribuciones específicas de tamaños de los yacimientos de hidrocarburos tienen un gran impacto en la dinámica de la

producción dentro de la cuenca por lo que se propone un modelo probabilístico basado en estas distribuciones.

Este estudio más que dar predicciones precisas en la producción da un método basado en justificaciones matemáticas para ajustar curvas específicas sobre perfiles de producción.

Por supuesto no se pueden tomar en cuenta todos los factores que influyen en la producción por lo que las principales hipótesis del modelo son las siguientes:

1. El factor más importante para la producción es el contexto geológico, al que llamaremos la distribución de tamaños del yacimiento.
2. Se considera un área geológica homogénea.
3. La producción no mezcla varios hidrocarburos.

El autor comenta que la producción final de la cuenca es el modelo es muy optimista ya que, aunque tiende a suponer que muchos de los campos pequeños están en producción, está debilidad en el modelo puede moderarse debido a que la contribución de los yacimientos pequeños no es tan considerable.

Otra debilidad del modelo es que no se puede inferir como pequeños yacimientos se podrán producir en un futuro, sin embargo, los yacimientos pequeños son numerosos, pero sólo contienen una pequeña parte de las reservas de las cuencas, por lo que las explotaciones de muchos pequeños yacimientos solo pueden mitigar el descenso de la producción en la cuenca después del pico.



### **II.3.2.- METÓDO ECONOMÉTRICO**

Una de las principales críticas al modelo de Hubbert (1956) es que no toma en cuenta los factores, económicos, políticos o tecnológicos por lo que Robert K. Kaufmann (1990) desarrolló un modelo para ajustar las curvas con un modelo econométrico.

Kaufmann (1990) evalúa los efectos geológicos, económicos y políticos en la producción de los 48 estados de Estados Unidos entre los años 1947 y 1985 con el modelo econométrico. Con anterioridad se habían hecho los modelos separados, por un lado, el económico y por otro el geológico, este autor fusiona los dos modelos en uno solo. Los dos métodos que fusiona es el de Hubbert (1956) con el econométrico de Fisher (1964).

En la primera etapa del modelo los datos de la producción acumulada son ajustados a una curva Gaussiana para representar los cambios físicos del recurso como lo propuso Hubbert (1962) sin tomar en cuenta los aspectos económicos o políticos. En la segunda etapa la diferencia entre la tasa de producción real y la predicha por la curva Gaussiana es usada como variable dependiente en un modelo de mínimos cuadrados ordinarios en el cual los factores políticos y económicos sirven como variables independientes.

El método de Kaufmann (1990) solo toma en cuenta los precios para poder predecir las tasas de producción lo cual probablemente no contiene toda la información que se necesita para un análisis correcto de la producción de petróleo, por lo que el autor menciona que no es el método final que nos predecirá correctamente las tasas de producción, pero se acerca bastante ya que añade más elementos que los otros modelos.

### **II.3.3.- ANÁLISIS ECONOMÉTRICO DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO.**

M. Hashem Paseran (1989) ideó un método donde se incluyen las dos partes fundamentales para la producción de petróleo; la exploración y la extracción del petróleo.

Este método difiere de otros debido a que las ecuaciones de salida y de exploración estimadas son teóricamente consistentes en el sentido en que las dos son derivadas como soluciones a un solo problema de optimización, es muy cuidadoso con la formación de expectativas y considera modelos alternativos para la formación de expectativas de precios y costos, el análisis empírico toma en cuenta las variables de información ingenieril como la presión dinámica de las reservas de petróleo y el conocimiento geológico pertinente para el proceso de descubrimiento.

En conclusión, este es un modelo econométrico intertemporal para la determinación conjunta de extracción y exploración de decisiones de un productor de petróleo que maximiza el beneficio "representativo", frente al precio y costo dado por expectativas.

El modelo econométrico desarrollado anteriormente se diferencia de otros modelos en que los suministros de petróleo que emplean un marco de optimización que toma en cuenta explícitamente el "fenómeno de disminución de descubrimiento " y los efectos de "reserva de agotamiento " en las decisiones de extracción y exploración.

Sin embargo, el problema sigue sin resolverse ya que ninguno de los modelos desarrollados actualmente contiene todas las variables que interfieren en la producción del petróleo por lo que todavía queda mucho por hacer en este ámbito.

### **III.- APLICACIÓN DEL MODELO I**

En este capítulo se aplicará el modelo I de Hubbert a los datos anuales de producción, se mostrará paso a paso el método que se llevó a cabo, así como los resultados obtenidos y las críticas a este modelo.

La información que se utiliza a continuación se tomó de los anuarios de PEMEX y los documentos de Evaluaciones de las Reservas de Hidrocarburos, todos ellos se encuentran en la página de la empresa.

Para realizar los cálculos se construyó un programa en MATLAB para poder hacerlo reproducible y poder correrlo para los diferentes tipos de combustibles a estudiar.

#### **III.1.- RESERVAS Y RECURSOS DE HIDROCARBUROS.<sup>1,2</sup>**

Petróleos Mexicanos es una compañía estatal productora, transportista, refinadora y comercializadora de hidrocarburos en México. Esta empresa cuenta con experiencia y personal capacitado, para poder sacar adelante proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos, así como producir diariamente cerca de 2.5 millones de barriles de petróleo y más de 6 millones de pies cúbicos de gas natural.

---

<sup>1</sup> PEMEX, 2015. Reservas de hidrocarburos.

<sup>2</sup> PEMEX; 2016. Relaciones con inversionistas.

En materia de transformación industrial cuenta con 6 refinerías, 8 complejos petroquímicos y 9 complejos procesadores de gas, para poder producir los derivados del petróleo demandados por la población. En logística cuentan con 83 terminales terrestres y marítimas (así como poliductos, buques, carros tanque y autos tanque) para abastecer a las más de 10 mil estaciones de servicio a lo largo del país.

PEMEX anualmente publica informes y estadísticas donde incluyen los datos de producción y de reservas, los cuales son de dominio público y se encuentran en su sitio en internet.

PEMEX llama total de hidrocarburos a la suma de los volúmenes de crudo, condensados, líquidos del gas, y el equivalente líquido del gas seco calculado con base en el factor de equivalencia de su poder calorífico. El petróleo crudo equivalente es una forma utilizada a nivel internacional para representar el inventario total de hidrocarburos.

El petróleo crudo equivalente se obtiene al sumar los volúmenes de aceite crudo, de condensados, de los líquidos en planta, y del gas seco equivalente a líquido. Este último corresponde, en términos de poder calorífico, a un cierto volumen de aceite crudo. El gas seco considerado en este procedimiento, es una mezcla promedio del gas seco producido en los complejos procesadores de gas Cactus, Ciudad Pemex y Nuevo Pemex, en tanto, el aceite crudo, considerado equivalente a este gas, corresponde al tipo Maya.

Según los conceptos básicos de PEMEX se les llaman recursos petroleros a aquellos volúmenes de hidrocarburos que inicialmente se estiman en el subsuelo, sin embargo, en el área de explotación se le llama recurso a la parte potencialmente recuperable de las estimaciones iniciales. Dentro de esta área, a la cantidad de hidrocarburos estimada en principio se le denomina volumen original de hidrocarburos total *in-situ*, el cual se divide

en volumen descubierto y no descubierto. Los volúmenes recuperables se dividen en recursos prospectivos, recursos contingentes o reservas. La clasificación se muestra en la Figura 11.

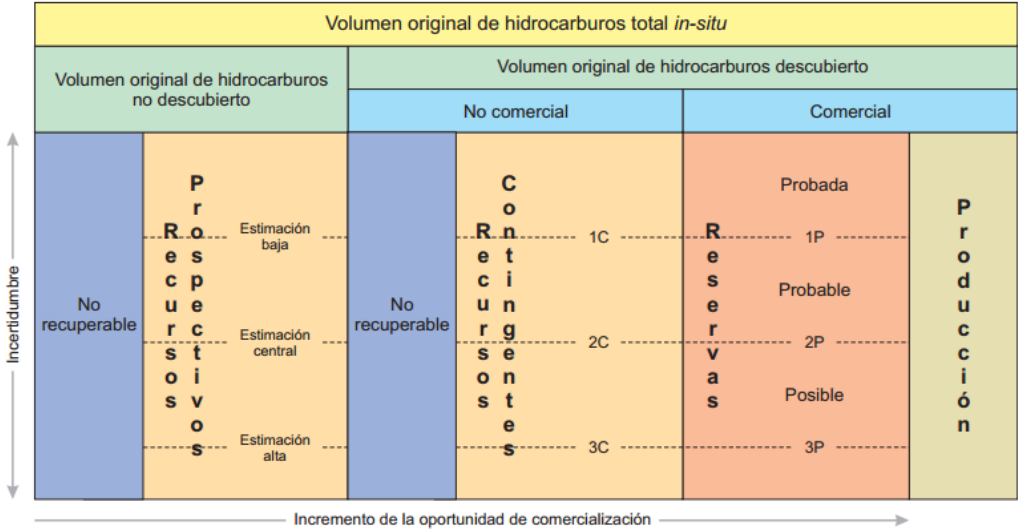


Figura 11. Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos. Adaptado de Petroleum Resources Management System, 2007. (RIPEMEX, Fig. 2.1).

De acuerdo a la Figura 11, el volumen original de hidrocarburos total in-situ es el total de yacimientos de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales. Este volumen incluye a las acumulaciones descubiertas, las cuales incluyen volúmenes comerciales o no, recuperables o no, a la producción obtenida de los campos explotados o en explotación y los volúmenes estimados en los yacimientos que podrían ser descubiertos.

El volumen original de hidrocarburos no descubierto es la cantidad de hidrocarburos que se estima, todavía no se han descubierto, pero se infieren. Se le llama recurso prospectivo a la porción potencialmente recuperable del volumen de hidrocarburos no descubiertos.

Por otra parte, el volumen original de hidrocarburos descubierto es la cantidad de hidrocarburos que se estima que está contenida en yacimientos conocidos antes de su producción. El volumen original descubierto puede clasificarse como comercial y no comercial. La primera se da cuando existe la remuneración económica debido a la explotación de sus hidrocarburos. Como se muestra en la Figura 11 la parte recuperable del volumen original descubierto se le denomina reserva o recurso contingente dependiendo de si es comercial o no.

### Recursos

Como se dijo en la sección anterior el recurso prospectivo es el volumen de hidrocarburos estimado potencialmente recuperable que todavía no se descubren pero que han sido inferidas. Estos recursos se cuantifican basados en la información geológica y geofísica del área en estudio, haciendo analogías con áreas con características parecidas donde se han descubierto o explotado hidrocarburos. Los recursos prospectivos se subdividen de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones de recuperación, suponiendo su descubrimiento y desarrollo, y pueden también subclasificarse en base a la madurez del proyecto.

Los recursos contingentes por otra parte son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas para ser potencialmente recuperables de volúmenes descubiertos, pero el proyecto(s) no es comercialmente viable. Esto podría ser por falta de tecnología, de mercado o la información es insuficiente para evaluar su éxito comercial. Los recursos contingentes son además categorizados de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones y pueden sub-clasificarse en base a la madurez del proyecto y caracterizadas por su estado económico.

## Reservas

PEMEX define las reservas como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones descubiertas y las clasifica según su grado de incertidumbre. La categorización de las reservas depende de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de su disponibilidad al tiempo de la estimación e interpretación de esta información. Según el nivel de incertidumbre se clasifican principalmente en probadas, probables y posibles.

Las reservas probadas de hidrocarburos son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural, y líquidos del gas natural, las cuales con información de ingeniería y geociencia demuestran con poca incertidumbre que pueden ser recuperados en los próximos años bajo condiciones económicas y tecnológicas existentes a una fecha específica. Estas reservas son las que aportan a la producción y tienen mayor certidumbre que las probables y posibles. Desde el punto de vista financiero, son las que sustentan los proyectos de inversión.

Las reservas probables son aquellas reservas no probadas donde según la información geológica y de ingeniería del yacimiento son más factibles a ser recuperables comercialmente a que ocurra lo contrario. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables. Las reservas probables incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado, donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas.



Las reservas posibles son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería nos dicen que son menos recuperables comercialmente que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.

Las reservas en México se evalúan según los criterios de Securities and Exchange Commission (SEC) de Estados Unidos. PEMEX reportó reservas probadas probadas al 1 de enero de 2015, por 13,017 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce).

Las reservas probadas de aceite crudo, al 1 de enero de 2015, ascienden a 9,762 millones de barriles (MMb), de los que 62% equivalen a crudo pesado, 29% a crudo ligero y 9% a crudo superligero. El 72% de las reservas probadas de crudo se encuentran en campo marinos y el 28% restante se ubica en campos terrestres.

Las reservas probadas de gas natural alcanzaron 15,291 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc), de los que 65% corresponden a gas asociado y 35% a gas no asociado.

Las reservas probables de hidrocarburos en PEMEX, al 1 de enero del 2015, ascienden a 9,966 MMbpce. Las reservas 2P son la adición de las reservas probables más las reservas probadas, la cual asciende a 22,984 MMbpce para el 2 de enero del 2015, donde el 61% se encuentra en campos marinos y 39% en campos terrestres. Por último, las reservas posibles de hidrocarburos en PEMEX, al primero de enero del 2015, ascienden a 14,421 MMbpce.

Las reservas totales son también conocidas como 3P, son la adición de reservas probadas, probables y posibles. Las reservas totales de hidrocarburos en PEMEX, al primero de enero del 2015, ascienden a 37,405 MMbpce. Las reservas 3P están conformadas de 69% de crudo, 8% de condensados y líquidos de planta, y 23% de gas seco equivalente a líquido.

La reserva 3P de crudo para el 1 de enero del 2015 alcanzó 25,825 MMb correspondiendo 56% a crudo pesado, 33% a crudo ligero y 11% a crudo superligero. En lo que se refiere a las reservas 3P de crudo, el 57% es de campos marinos y el 43% de campos terrestres.

Las reservas 3P de gas natural se ubicaron en 54,890 MMMpc, de los que 68% corresponden a gas asociado y 32% a gas no asociado. Los activos Aceite Terciario del Golfo (ATG) y Litoral de Tabasco concentran 61% de las reservas 3P de gas natural. El 64% de las reservas 3P de gas natural se ubica en áreas terrestres y 36% en regiones marinas.

Las reservas 3P han disminuido desde el 2003 con los años como se muestra en la Figura 12.

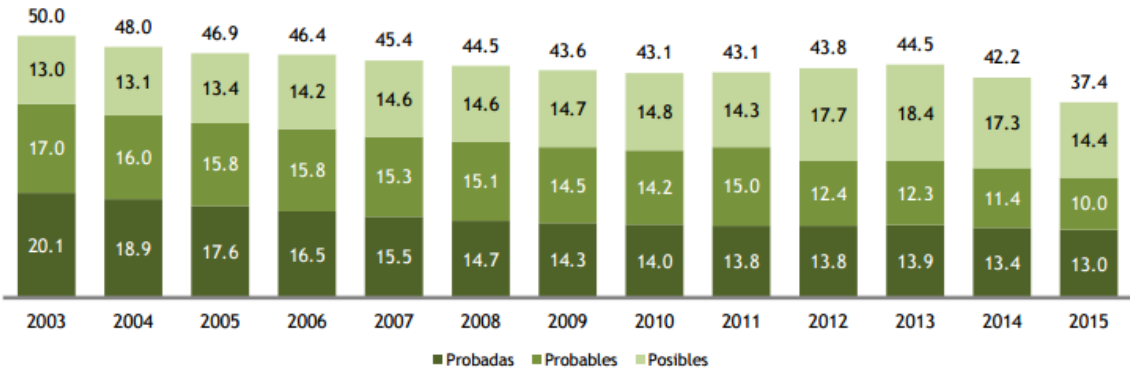


Figura 12. Evolución de las reservas (MMMbpce). (PEMEX, 2015).

Desde 1999 Petróleos Mexicanos difunde el estado de las Reservas de Hidrocarburos y las somete a un proceso de certificación con empresas externas. Las empresas que certifican a PEMEX son especialistas en clasificación y cuantificación de reservas las cuales son actualmente Netherland Sewell International, DeGolyer and McNaughton y Ryder Scott Company.

Otro concepto importante sobre las reservas es la tasa de restitución que indica la cantidad de hidrocarburos que se reponen o incorporan por nuevos descubrimientos, mejoras en los desarrollos de campos, revisiones de información y delimitación de campos con respecto a lo que se produjo en un periodo dado. Se calcula sacando el cociente entre el valor de reserva probada adicional y la producción durante un periodo de análisis específico, y generalmente es referida en forma anual y expresada en términos porcentuales. La tasa de restitución integrada de reserva probada de aceite resultó de 67.8% en el año 2013.

Al cociente entre la reserva remanente al 1 de enero de 2015 y la producción de 2014 es la relación reserva-producción de petróleo crudo equivalente, la cual es de 29 años para la reserva 3P, 17.8 años para la reserva 2P y 10.1 años para la reserva probada. La relación reserva-producción 3P disminuyó 8% y la 2P 4% con respecto al año anterior, sin embargo, la relación reserva-producción 1P, mantuvo su nivel con respecto al año anterior. A continuación, se muestran las relaciones reserva-producción de 2013 a 2015.

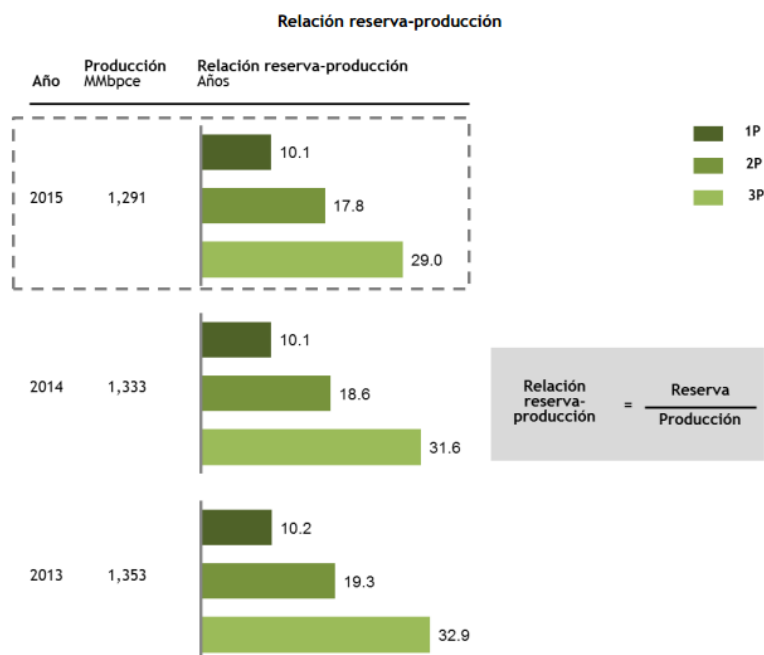


Figura 13. Relación reserva-producción del 2013-2015. (PEMEX, 2015).

### III.2.- APLICACIÓN DEL MODELO I DE HUBBERT CONSIDERANDO EL TOTAL DE HIDROCARBUROS.

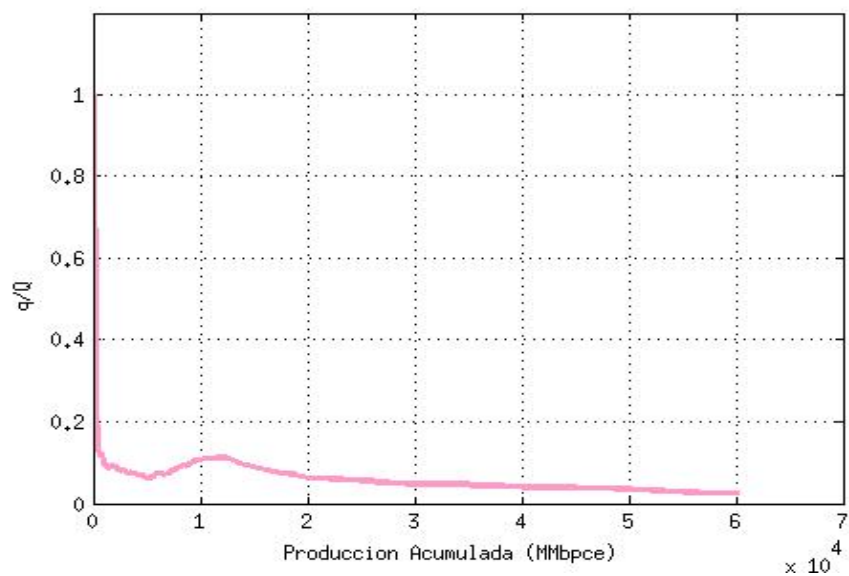
Como se mencionó PEMEX le llama total de hidrocarburos a la suma de los volúmenes de crudo, condensados, líquidos del gas, y el equivalente líquido del gas seco calculado con base en el factor de equivalencia de su poder calorífico.

En México se tiene registros de producción y de reservas de hidrocarburos desde 1938, antes de eso sólo se tiene la producción acumulada (1,874 millones de barriles).

Para generar las curvas de Hubbert se tomaron los datos de los anuarios de PEMEX de 1977 al 2014, sin embargo, existieron varios problemas con los datos proporcionados por estos. Los datos tenían diferencias entre un anuario y otro por lo que se sacó el promedio y se redondearon. Se tienen datos de la producción total de hidrocarburos desde 1977 hasta 1988, datos de producción de HC líquidos de 1938 al 2014 y de producción de gas natural de 1988 al 2014 por lo que uniendo todos estos datos se obtienen los datos completos (1938-2014) de la producción total de HC, de gas natural y de HC líquidos.

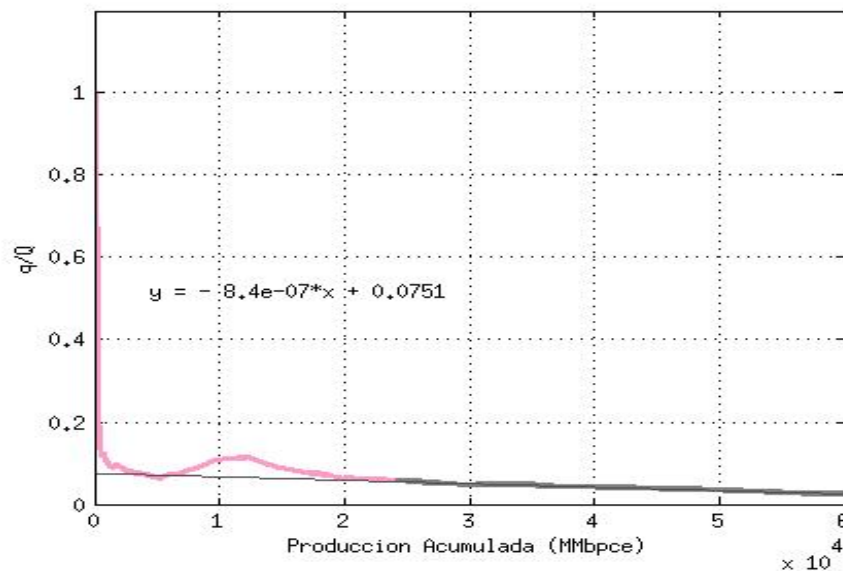
Los cálculos se hicieron siguiendo la metodología expuesta por el modelo I de Hubbert y con ayuda del artículo del ingeniero civil holandés Hans Zandvliet (2014).

Lo primero que dictan los dos modelos es encontrar las variables faltantes de la ecuación  $Q = \frac{Q_{\max}}{1+be^{-a(t-t_0)}}$  para obtener la proyección de la producción. Para esto se encontró primero la variable  $a$  utilizando los datos de los anuarios, obteniendo la siguiente gráfica:



Gráfica 1. Curva generada por la ecuación (8) y los datos de los anuarios para el total de HC.

El método de Zandvliet (2014) dice que se tiene que tomar la curva únicamente con los datos cuya grafica sea una línea recta, en este caso se dio de 1991 en adelante y se graficaron en color gris y se agregó una línea de tendencia:



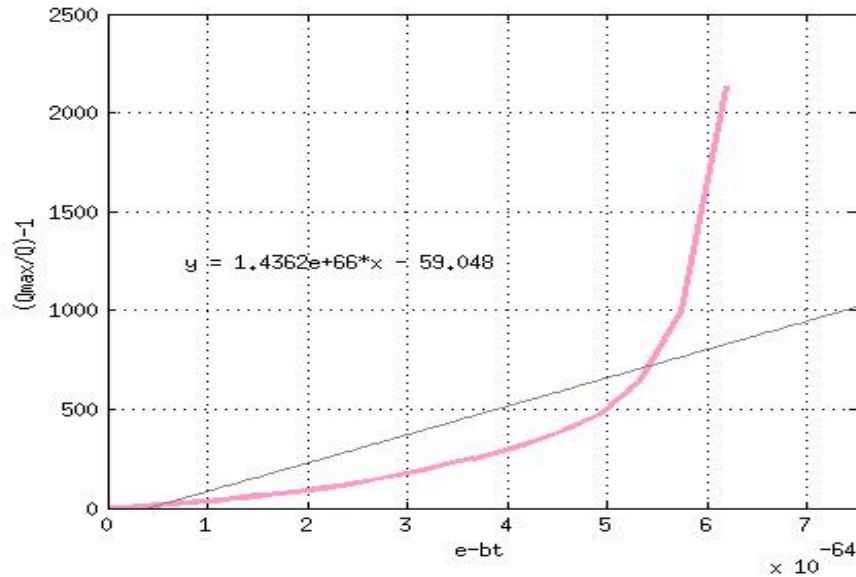
Gráfica 2. Cálculo de la variable  $a$  para el total de HC.

La línea tendencia da dos de las variables de la siguiente manera, la intercepción en el eje Y da el parámetro  $a$  y la intercepción con el eje X sería la producción acumulada última, por lo que quedaría:

$$a = 0.0751$$

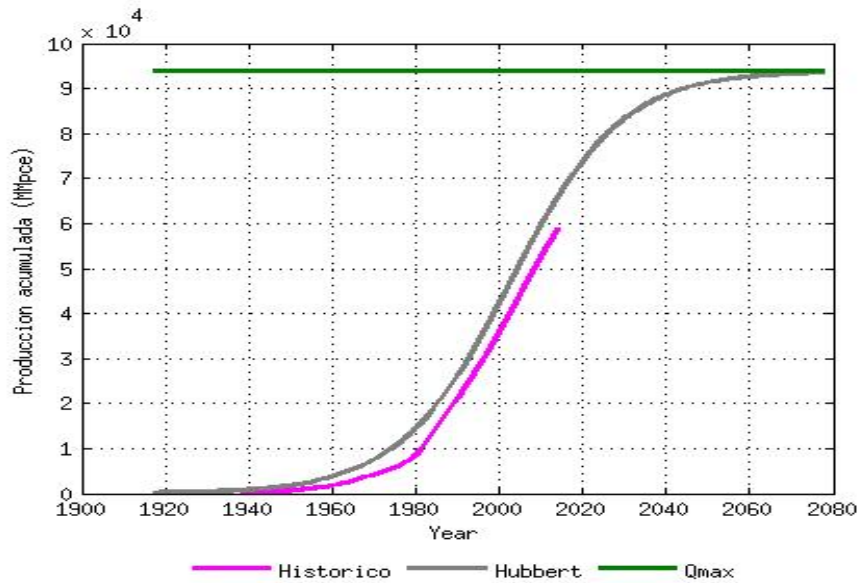
$$Q_{m\acute{a}x} = \frac{0.0751}{8.4E - 07} = 93875$$

Falta determinar el parámetro  $b$  lo cual se hace graficando la ecuación  $\frac{Q_{max}}{Q_t} - 1 = be^{-at}$  con ayuda de los datos calculados anteriormente:



Gráfica 3. Cálculo de la variable  $b$  para el total de HC.

La variable será igual a la pendiente de la recta de tendencia, es decir,  $b = 1.43E+66$ . Con ayuda de la ecuación  $Q_t = \frac{Q_{max}}{1+be^{-at}}$  calculamos la producción acumulada desde 1938 hasta 2100 y con la ecuación  $q_t = aQ_t \left(1 - \frac{Q_t}{Q_{max}}\right)$  la producción anual en ese mismo periodo, en la Gráfica 4 se observa la producción acumulada predicha por Hubbert ajustada a los datos históricos y la producción acumulada histórica.



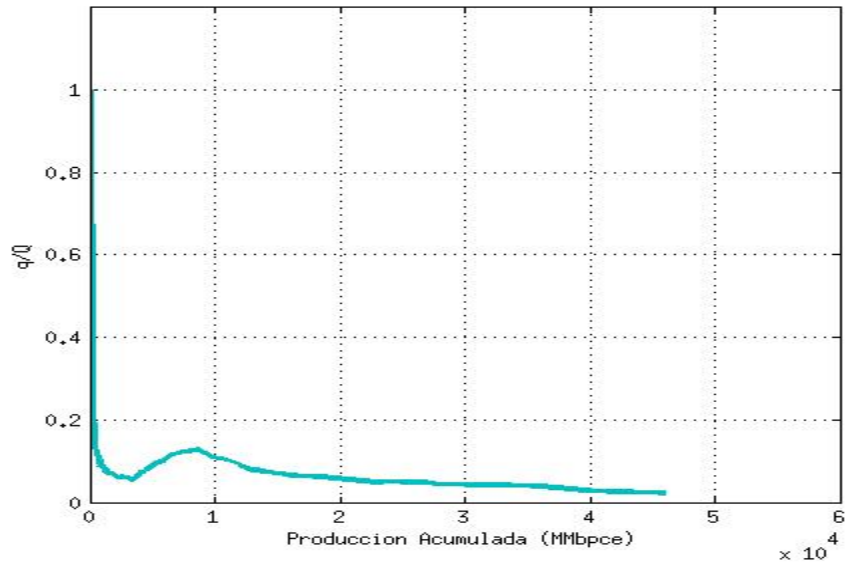
Grafica 4. Curva de Hubbert ajustada y curva histórica para la producción acumulada del total de HC.

Se realizó una regresión lineal con un intervalo de confianza del 95% para poder conocer que tanto se ajusta el modelo I a los datos históricos se calculó el coeficiente de determinación  $R^2$ , en el caso del total de hidrocarburos es de 0.966.

### III.3.- APLICACIÓN DEL MODELO I DE HUBBERT CONSIDERANDO SOLO HC LÍQUIDOS.

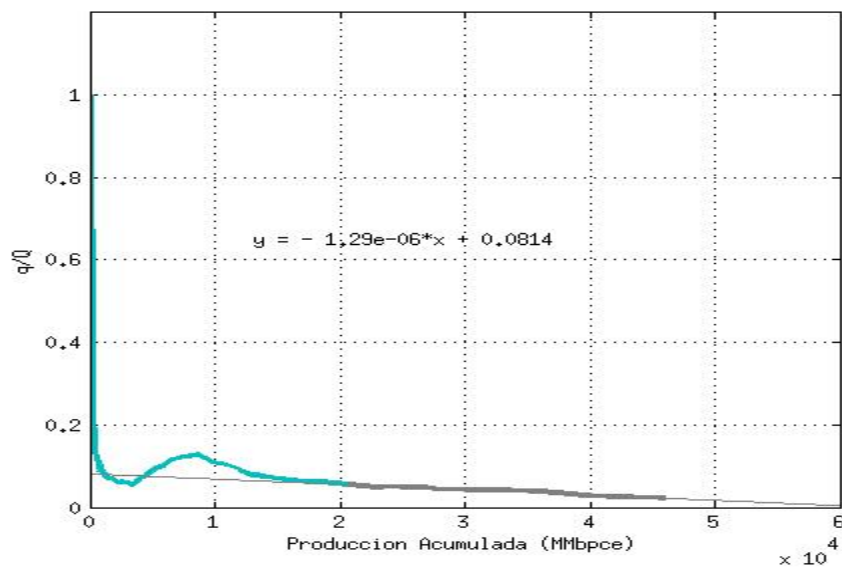
Se realizó el mismo procedimiento que para el caso del total de HC pero en este caso solo para los hidrocarburos líquidos. Se graficó la ecuación  $\frac{q_t}{Q_t} = a - \frac{aQ_t}{Q_{m\acute{a}x}}$  para encontrar la variable  $a$ :





Gráfica 5. Curva generada por la ecuación (8) para los hidrocarburos líquidos.

Como lo hicimos en la sección anterior se tiene que tomar otra curva únicamente con los datos cuya grafica sea una línea recta, en este caso se dio más tarde de 1993 en adelante y se graficaron en color gris y se agregó una línea de tendencia:



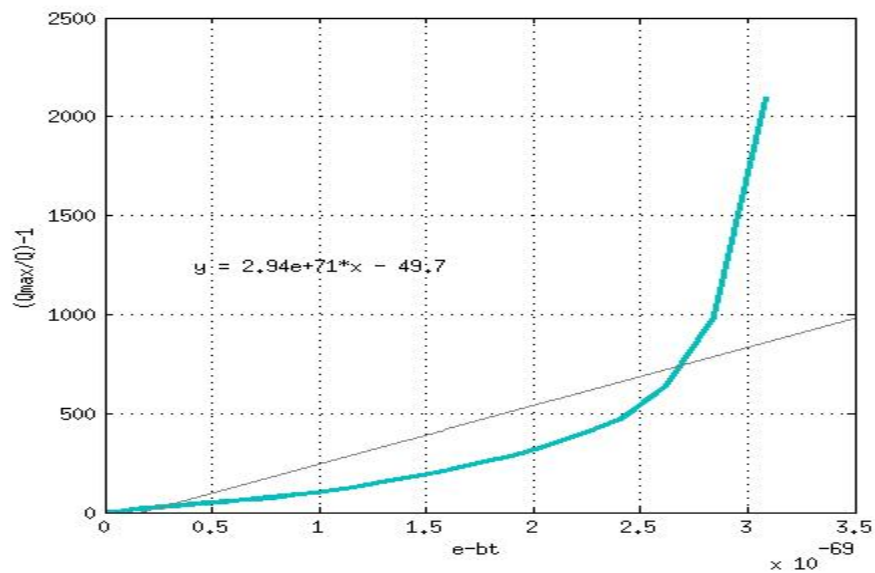
Gráfica 6. Cálculo de la variable  $a$  para los HC líquidos.

La línea tendencia da dos de las variables de la siguiente manera:

$$a = 0.0814$$

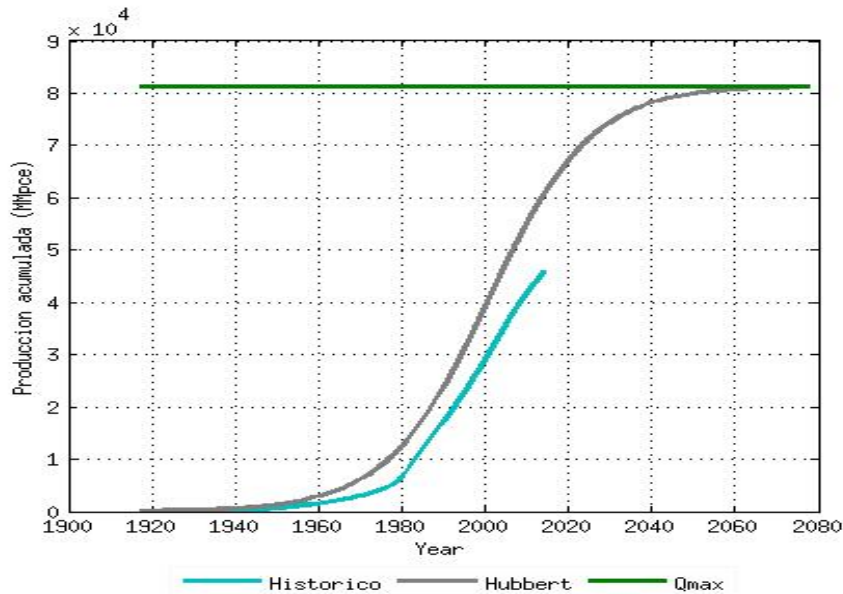
$$Q_{m\acute{a}x} = \frac{0.0814}{1.29E-06} = 81400$$

Para determinar el parámetro  $b$  se graficó la ecuación  $\frac{Q_{max}}{Q_t} - 1 = be^{-at}$  con los datos correspondientes, dando lugar a la siguiente gráfica:



Gráfica 7. Cálculo de la variable  $b$  para los HC líquidos.

En el caso de los HC líquidos se utiliza la pendiente de la recta de tendencia la cual es  $2.94E+71$ . En la Gráfica 8 se muestra las curvas de los datos históricos junto con la curva de Hubbert ajustada a estos datos de la producción acumulada que se generó con ayuda de las variables anteriores:



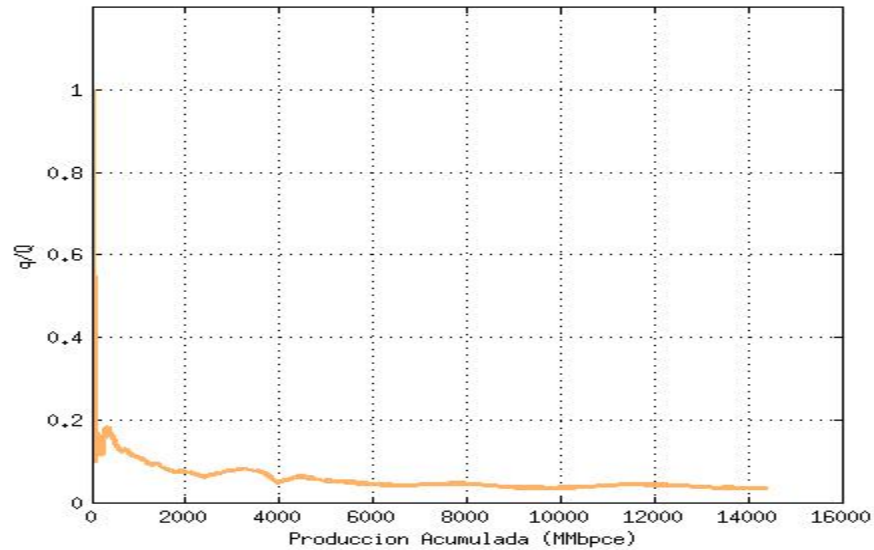
Grafica 8. Curva de Hubbert y curva histórica para los HC líquidos.

Para el caso de los hidrocarburos líquidos existe un coeficiente de determinación de  $R^2 = 0.954$ .

### III.4.- APLICACIÓN DEL MODELO I DE HUBBERT CONSIDERANDO SOLO GAS NATURAL.

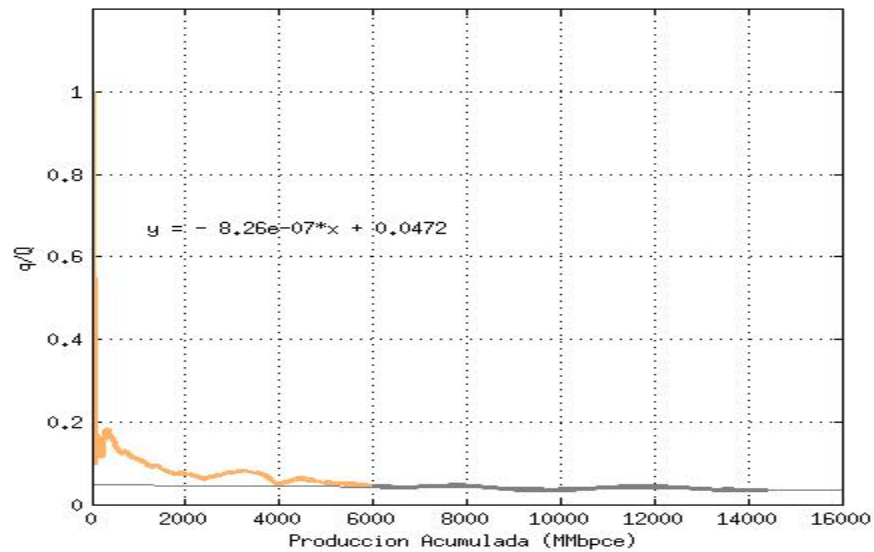
Por último, se realizó el mismo procedimiento únicamente para la producción de gas natural utilizando nuevamente los datos previamente tratados de los anuarios de PEMEX.

Para encontrar la variable  $a$  se graficó la ecuación  $\frac{q_t}{Q_t} = a - \frac{aQ_t}{Q_{m\acute{a}x}}$  utilizando los datos correspondientes:



Gráfica 9. Curva generada por la ecuación (8) y los datos del gas.

Para esta curva se observa que se empieza a tornar recta alrededor del año 1992, por lo que la línea de tendencia quedaría de la siguiente manera:



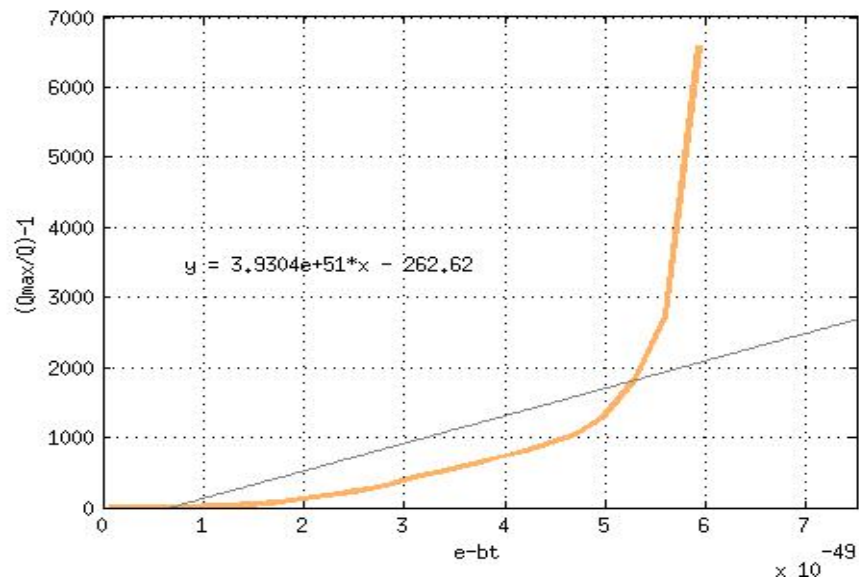
Gráfica 10. Cálculo de la variable  $a$  para el gas.

La línea tendencia da dos de las variables de la siguiente manera:

$$a = 0.0472$$

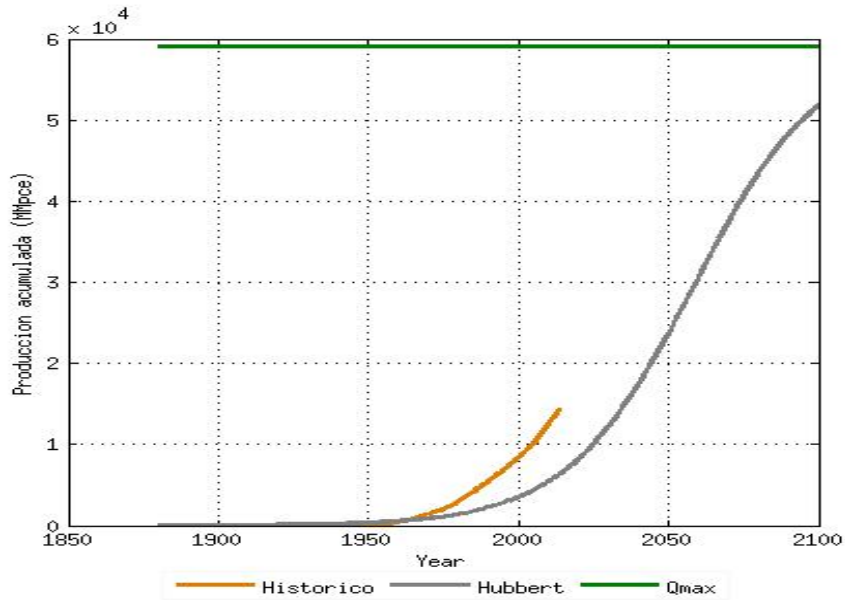
$$Q_{\max} = \frac{0.0472}{8.26E - 06} = 71625$$

Se grafica la ecuación  $\frac{Q_{\max}}{Q_t} - 1 = be^{-at}$  para poder determinar el parámetro  $b$  como se muestra a continuación:



Gráfica 11. Cálculo de la variable  $b$  para el gas.

Para el gas la variable  $b$  equivale a  $3.93E+51$ , utilizando las ecuaciones  $Q_t = \frac{Q_{m\acute{a}x}}{1+be^{-at}}$ ,  $q_t = aQ_t(1 - \frac{Q_t}{Q_{max}})$  y ajustándola a los datos históricos se obtiene la siguiente gráfica donde también se grafican los datos históricos para la producción acumulada:



Grafica 12. Curva de Hubbert y curva histórica para el gas.

El coeficiente de determinación para el caso del gas natural es el más alto que se obtuvo con este modelo, fue de 0.989.

A pesar de la simpleza del modelo I se realizaron los cálculos de total de hidrocarburos, de hidrocarburos líquidos y de gas natural con el modelo II y se realizó la regresión lineal para poder determinar cuál de los dos modelos se ajusta mejor a los datos históricos.

## **IV.- APLICACIÓN DEL MODELO II.**

El primer modelo de Hubbert resultó ser muy simple y con buenos coeficientes de determinación, sin embargo, se decidió probar con otro modelo para encontrar los mejores resultados posibles.

Para estos cálculos también se construyó un programa en MATLAB para poder hacerlo reproducible y poder correrlo para los diferentes tipos de combustibles a estudiar y más adelante poder colocarle las restricciones de cambio climático.

### **IV.1.- APLICACIÓN DEL MODELO II DE HUBBERT PARA EL TOTAL DE HIDROCARBUROS.**

Para esta sección se utilizaron los pasos expuestos en el apartado II.2 y los datos previamente tratados.

En cuanto a los datos de reservas probadas (1P) se encuentran completos desde 1938 al 2014 para el total de hidrocarburos por lo que el único tratamiento que se les hizo fue redondearlos. Sin embargo, para los HC líquidos y para el gas natural se tiene de 1999 al 2014, para completar los datos se sacó el porcentaje de gas natural de 1999 al 2014 que tiene el total de reservas de hidrocarburos y después de sacó el promedio. Una vez hecho esto se llegó a la conclusión de que en promedio el 19.80% de las reservas totales de HC corresponden únicamente a gas natural, con este porcentaje se pudo calcular los valores



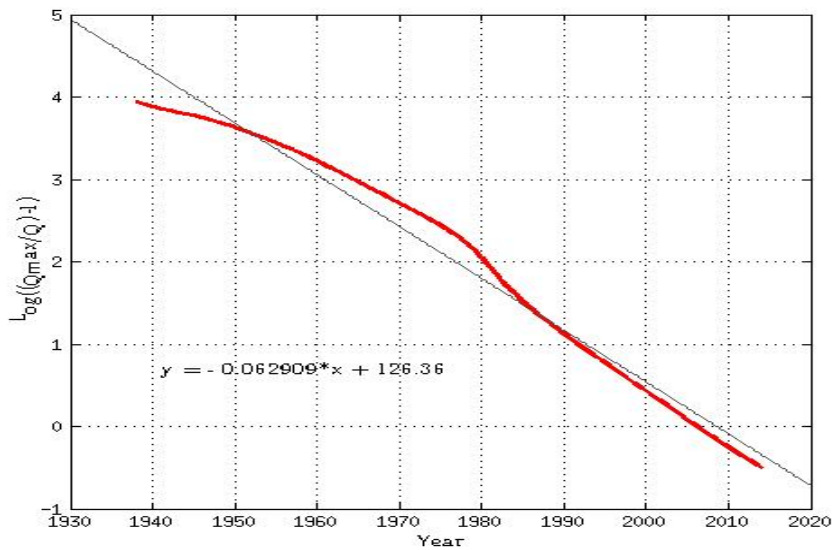
de las reservas probadas de gas de 1938 a 1998. Para calcular las reservas de HC líquidos se restó las reservas totales menos las reservas de gas.

Para los datos de producción acumulada se encuentran completos desde 1938 al 2014 pero no se encuentran para la producción de HC líquidos ni para el gas por lo que se tuvieron que calcular. Primero se sacó el porcentaje de producción de HC líquidos que corresponde al total de producción de todos los HC y se sacó un promedio de esos porcentajes, se llegó a la conclusión de que el 76.09% de la producción acumulada del total de los HC corresponde a la producción acumulada de HC líquidos. Para cada dato que se tiene de la producción acumulada del total de HC se le calcula el 76.09% y ese será el dato que se utilizará como la producción acumulada de HC líquidos para ese año, por último, para sacar la producción acumulada de gas se restó la producción acumulada de HC líquidos a la producción acumulada del total de los HC.

Para generar la curva de Hubbert para el total de hidrocarburos se utilizaron los datos previamente tratados y los siguientes datos:

Para el 1 de enero del 2015		
Reservas probadas de todos HC	37,405	MMbpce
Producción acumulada hasta 2014	62,135	MMbpce
Qmax	99,540	MMbpce

Ahora se utilizó la ecuación  $\log\left(\frac{Q_{m\acute{a}x}}{Q} - 1\right) = \log(b) - a(t - 1900)\log(e)$  para poder conocer la variable  $a$  con ayuda de la gráfica y de la línea de tendencia. A continuación, se muestra la gráfica obtenida.



Gráfica 13. Cálculo de las variables para la producción total de HC.

Como se describió para el modelo II el valor de la variable  $a$  es la pendiente de la línea de tendencia a la Gráfica 13, por lo que para el total de HC el valor de  $a$  es 0.0629.

Para conocer el valor de  $b$  se utilizó la siguiente ecuación, donde  $Q_0$  corresponde a la producción acumulada hasta 1939:

$$b = \left( \frac{Q_{m\acute{a}x} - Q_0}{Q_0} \right) = \left( \frac{99540 - 1968}{1968} \right) = 49.57$$

Ya que se tienen las dos variables se pueden sustituir en la ecuación logística la cual se muestra a continuación:

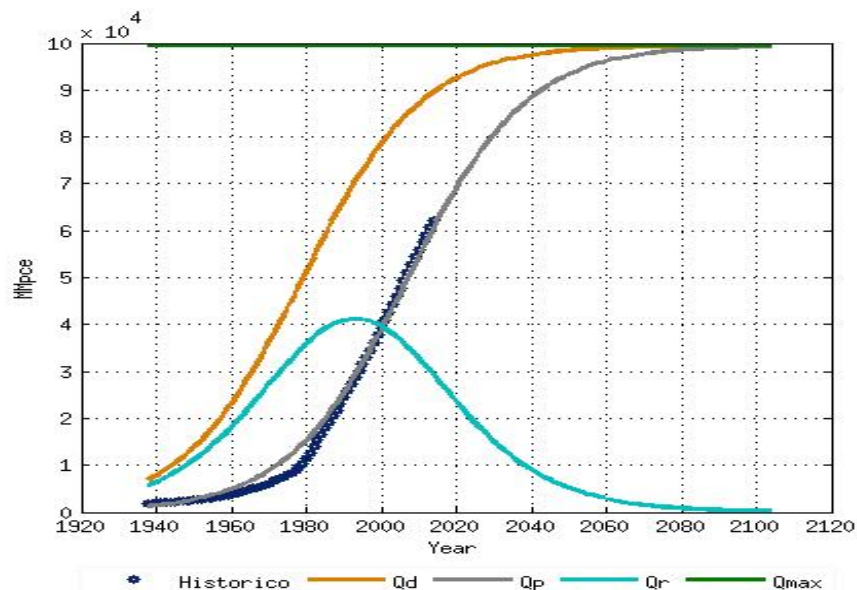


Una vez conocida la delta de tiempo se pueden ajustar las dos ecuaciones logísticas para la producción acumulada y los descubrimientos acumulados probados para un ciclo completo de producción del total de hidrocarburos que se ajusten a los datos históricos.

$$Q_d = \frac{99540 \times 10^6}{1 + 49.57 e^{-0.0629(t-1917)}} \quad (19)$$

$$Q_p = \frac{99540 \times 10^6}{1 + 49.57 e^{-0.0629(t-1945)}} \quad (20)$$

Al graficar las ecuaciones (19), (20) y utilizando la ecuación  $Q_d = Q_p + Q_r$  para conocer la curva del ciclo completo de las reservas probadas quedan las siguientes curvas:



Gráfica 15. Descubrimientos acumulados probados, producción y reservas probadas del total de hidrocarburos utilizando las ecuaciones logísticas.

Se calculó los picos para cada una de las variables donde el pico para la producción se dio en el 2007. Por último, se obtuvo un coeficiente de determinación de 0.994 el cual es aún mejor que el obtenido con el modelo I.

#### **IV.2.- APLICACIÓN DEL MODELO II DE HUBBERT CONSIDERANDO SOLAMENTE LOS HIDROCARBUROS LÍQUIDOS.**

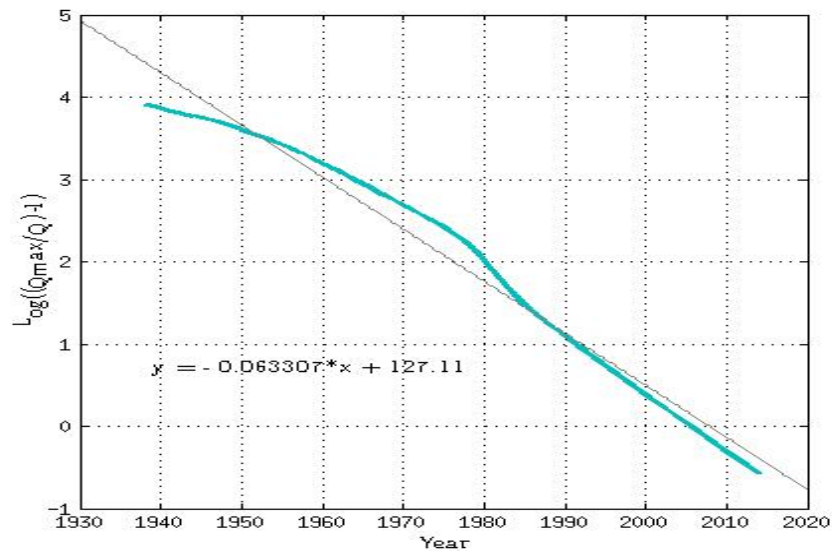
En esta sección se hará un análisis del modelo de Hubbert solamente para los hidrocarburos líquidos, PEMEX los define como la suma de los volúmenes de petróleo y condensado, más los líquidos del gas natural obtenidos en planta.

Para generar las curvas de Hubbert se volvieron a seguir los pasos expuestos en el apartado II.2 (modelo II) y se utilizaron los datos de los anuarios de 1977-2014.

Para generar la curva de Hubbert para los hidrocarburos líquidos se utilizaron los siguientes datos:

Para el 1 de enero del 2015		
Reservas probadas HC líquidos	26,427	MMb
Producción acumulada hasta 2014	46,847	MMb
Q <sub>máx</sub>	73,274	MMb

Utilizando la ecuación  $\log\left(\frac{Q_{máx}}{Q} - 1\right) = \log(b) - a(t - 1900)\log(e)$  se generó la siguiente curva cuya línea de tendencia y su ecuación se muestran en el gráfico.



Gráfica 16. Cálculo de las variables para la producción de HC líquidos.

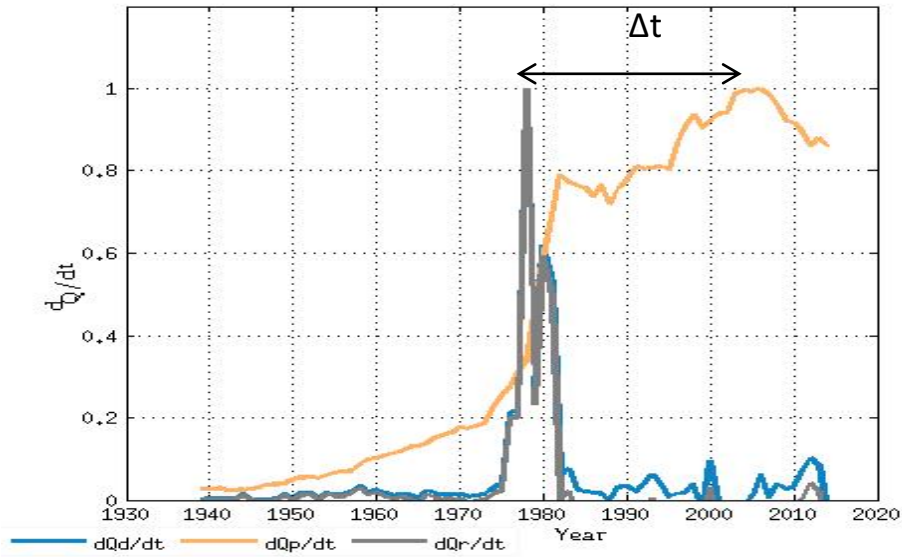
Con la información que proporciona la Gráfica 16 se obtiene:

$$a = 0.0633$$

$$b = \left( \frac{Q_{m\acute{a}x} - Q_0}{Q_0} \right) = \left( \frac{73274 - 1484}{1484} \right) = 48.38$$

$$Q = \frac{Q_{\infty}}{1 + be^{-a(t-t_0)}} = \frac{73274 \times 10^6}{1 + 48.38e^{-0.0633(t-1938)}} \quad (21)$$

Se calcularon las diferencias de tiempo entre el pico de los descubrimientos acumulados y el pico de la producción total obteniendo la siguiente gráfica:



Gráfica 17. Càlculo de la diferencia de tiempo entre el pico de la producción acumulada de HC líquidos y el pico de los descubrimientos acumulados de HC líquidos.

El máximo en la curva de los descubrimientos acumulados se da en el año 1978 y para la curva de producción acumulada en 2006 por lo que:

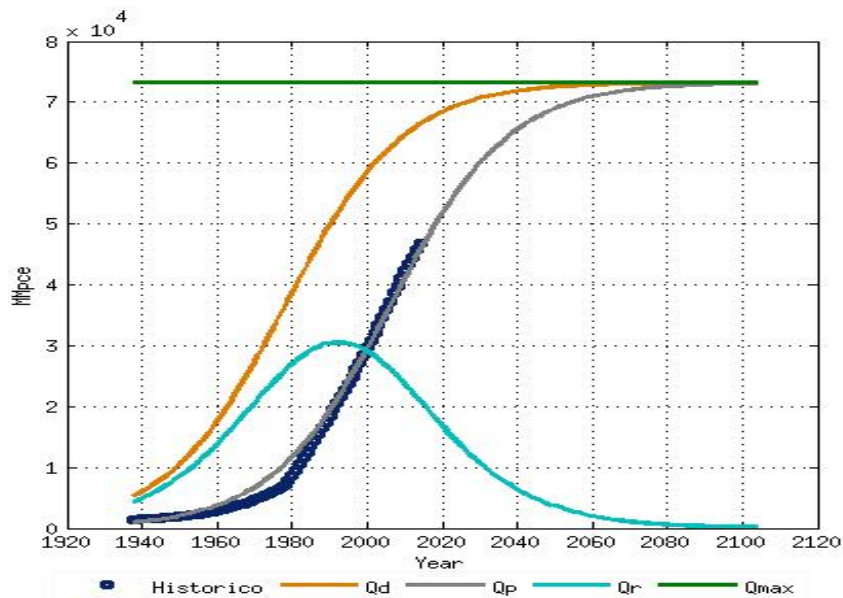
$$\Delta t = (1978 - 2006) = 28 \text{ años}$$

Con toda la información obtenida anteriormente se puede sustituir en las ecuaciones logísticas ajustadas para la producción acumulada y los descubrimientos acumulados probados de un ciclo completo contemplando únicamente HC líquidos:

$$Q_d = \frac{73274 \times 10^6}{1 + 48.38 e^{-0.0633(t-1917)}} \quad (22)$$

$$Q_p = \frac{73724 \times 10^6}{1 + 48.38e^{-0.0633(t-1945)}} \quad (23)$$

La gráfica siguiente muestra las curvas descritas por las ecuaciones (22) y (23) así como a la que describe las reservas probadas de HC líquidos y la producción acumulada histórica.



Gráfica 18. Descubrimientos acumulados probados, producción y reservas probadas de HC líquidos utilizando las ecuaciones logísticas.

Para este caso también se calcularon los picos para cada una de las variables obteniendo que el pico para la producción se dio en el 2006 y el coeficiente de determinación es de 0.993.



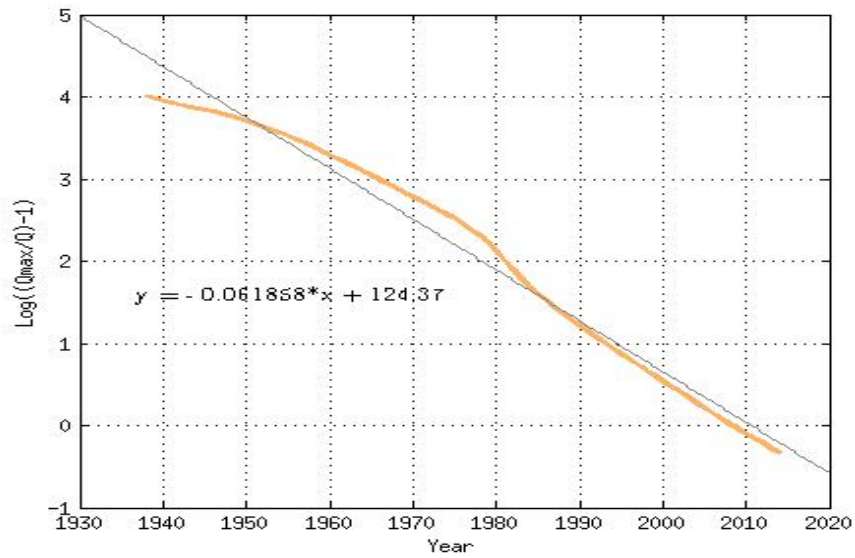
### IV.3.- APLICACIÓN DEL SEGUNDO MODELO DE HUBBERT CONSIDERANDO SOLAMENTE GAS.

En esta sección sólo se tomarán en cuenta los datos que tiene PEMEX sobre gas seco para calcular el modelo de Hubbert. PEMEX lo define como aquel gas natural libre de hidrocarburos condensables.

En esta sección se siguen los mismos pasos que los utilizados en las secciones anteriores y la siguiente información:

Para el 1 de enero del 2015		
Reservas probadas de gas	10,978	MMbpce
Producción acumulada hasta 2014	15,288	MMbpce
Q <sub>máx</sub>	26,266	MMbpce

El siguiente paso es graficar la ecuación  $\log\left(\frac{Q_{máx}}{Q} - 1\right) = \log(b) - a(t - 1900)\log(e)$  y colocarle la línea de tendencia que corresponde a esos datos como se muestra a continuación:



Gráfica 19. Cálculo de las variables para la producción de gas.

Con la información que proporciona la Gráfica 19 se obtiene:

$$a = 0.0619$$

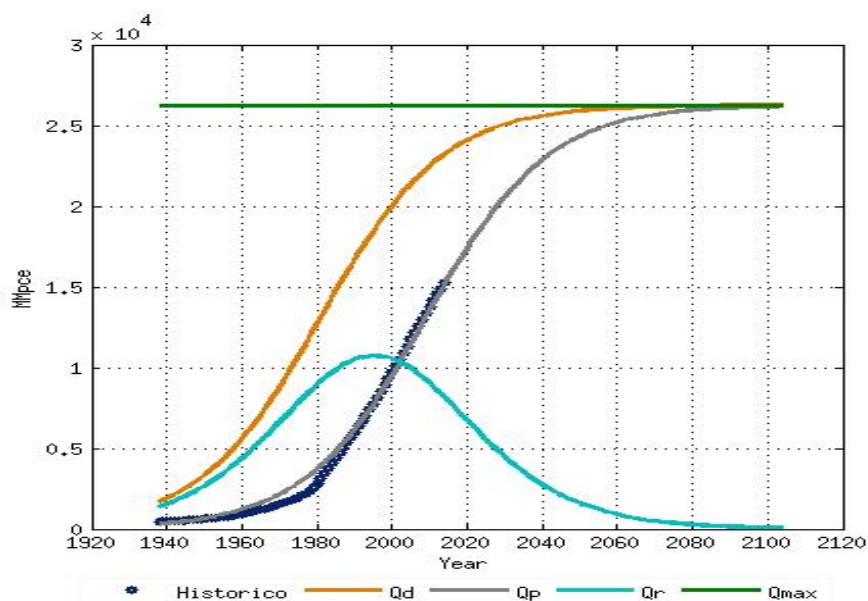
$$b = \left( \frac{Q_{\max} - Q_0}{Q_0} \right) = \left( \frac{26266 - 484}{484} \right) = 53.24$$

$$Q = \frac{Q_{\infty}}{1 + be^{-a(t-t_0)}} = \frac{26266 \times 10^6}{1 + 53.24e^{-0.0619(t-1938)}} \quad (24)$$

El siguiente paso es calcular la diferencia de tiempo entre el pico de los descubrimientos acumulados y el pico de la producción total:



La siguiente gráfica muestra las curvas resultantes de las ecuaciones logísticas de la producción acumulada, los descubrimientos acumulados probados y las reservas probadas de un ciclo completo contemplando únicamente los datos del gas, así como la producción acumulada histórica:



Gráfica 21. Descubrimientos acumulados probados, producción y reservas probadas de gas utilizando las ecuaciones logísticas.

El último paso es encontrar el pico para la producción el cual se dio en el 2009 y el coeficiente de determinación que es de 0.994.

La diferencia de años entre los picos de producción del total de HC, de HC líquidos y de gas se debe a las relaciones entre las reservas probadas y la producción histórica acumulada, es decir, el pico de producción se presentará primero en los HC líquidos ya que en los datos iniciales la producción histórica acumulada de HC líquidos es el 63.9% de la producción acumulada última mientras que las reservas probadas son de 36.06%, para el caso del total de HC corresponde al 62.4% la producción histórica acumulada y 37.57%

de las reservas probadas y del gas el 58.20% de la producción histórica acumulada y el 41.79% de las reservas probadas; como se observa en la información anterior entre menor sea el porcentaje de producción histórica acumulada más lejano se encontrará el año del pico de producción como también se observa en el caso de la producción de petróleo que se muestra a continuación.

Los coeficientes de determinación del modelo II son más cercanos a 1 que los del modelo I lo cual nos indica que el modelo II es mejor para replicar los datos históricos, por lo cual para cálculos futuros se utilizará sólo este modelo.

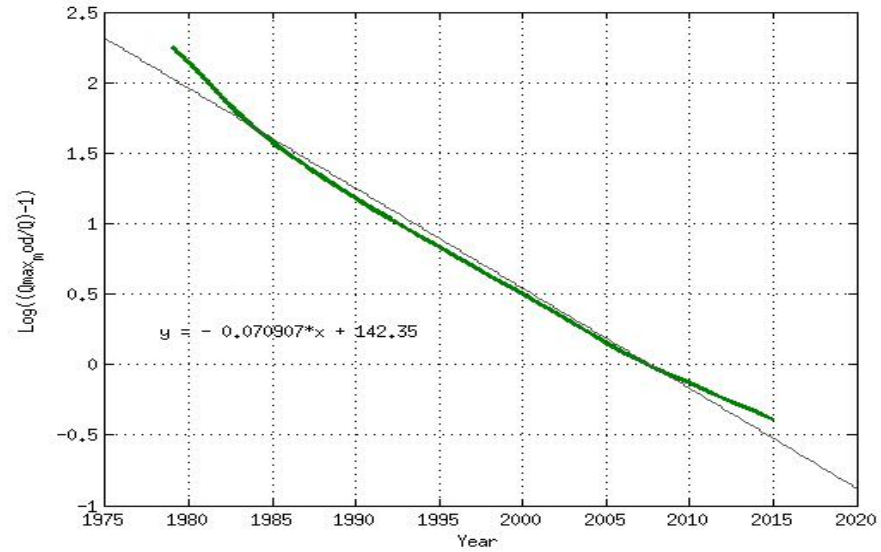
#### **IV.4.- APLICACIÓN DEL MODELO II DE HUBBERT CONSIDERANDO SOLAMENTE PETRÓLEO.**

En esta sección sólo se tomarán en cuenta los datos que tiene PEMEX sobre petróleo que son de 1979-2015 para calcular el modelo de Hubbert.

En esta sección se siguen los mismos pasos que los utilizados en las secciones anteriores y la siguiente información:

<b>Para el 1 de enero del 2015</b>		
Reservas probadas petróleo	29,000	MMb
Producción acumulada hasta 2014	42,901	MMb
Qmáx	71,901	MMb

El siguiente paso es graficar la ecuación  $\log\left(\frac{Q_{m\acute{a}x}}{Q} - 1\right) = \log(b) - a(t - 1979)\log(e)$  y su línea de tendencia.



Gráfica 22. Cálculo de las variables para la producción de petróleo.

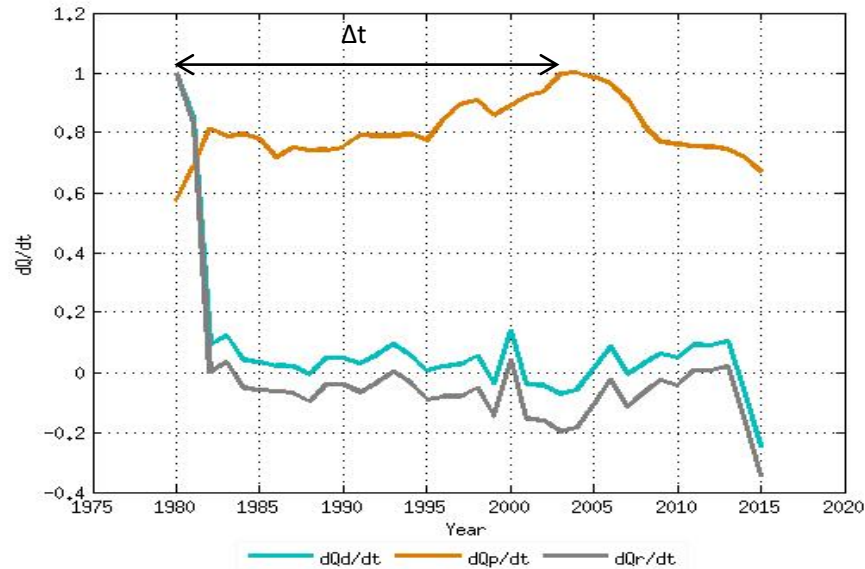
De la gráfica anterior se deduce lo siguiente:

$$a = 0.0709$$

$$b = \left(\frac{Q_{m\acute{a}x} - Q_0}{Q_0}\right) = \left(\frac{71901 - 7578}{7578}\right) = 8.48$$

$$Q = \frac{Q_\infty}{1 + be^{-a(t-t_0)}} = \frac{71901 \times 10^6}{1 + 8.48e^{-0.0709(t-1979)}} \quad (24)$$

La Gráfica 23 nos da la diferencia de tiempo entre el pico de los descubrimientos acumulados y el pico de la producción total:



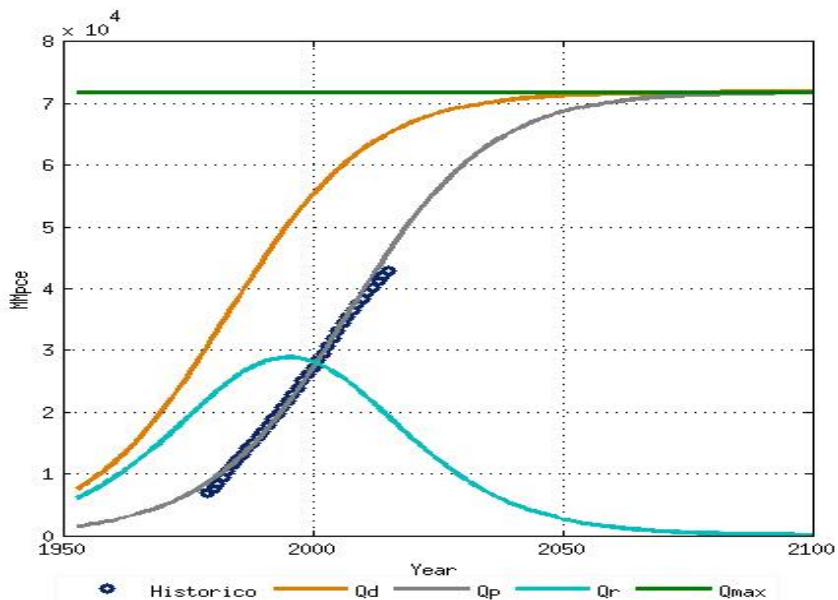
Gráfica 23. Cálculo de la diferencia de tiempo entre el pico de la producción acumulada de gas y el pico de los descubrimientos acumulados de petróleo.

En este caso nos da una diferencia de tiempo de 24 años, el cual es menor a los que habíamos estado viendo. Con los datos obtenidos se pueden tener las ecuaciones logísticas ajustadas para la producción acumulada y los descubrimientos acumulados probados de un ciclo completo:

$$Q_d = \frac{71901 \times 10^6}{1 + 8.48 e^{-0.0709(t-1953)}} \quad (25)$$

$$Q_p = \frac{71901 \times 10^6}{1 + 8.48 e^{-0.0709(t-1977)}} \quad (26)$$

La Gráfica 24 muestra las curvas resultantes de las ecuaciones logísticas de la producción acumulada, los descubrimientos acumulados probados y las reservas probadas de un ciclo completo, así como los datos históricos de la producción de petróleo:



Gráfica 24. Descubrimientos acumulados probados, producción y reservas probadas de petróleo utilizando las ecuaciones logísticas.

El pico para la producción de petróleo se encontró en el 2007. Aquí se nota que el modelo de Hubbert está desfasado a la derecha ya que el pico real del petróleo se dio en el 2004, esto podría deberse a que el dato de la producción acumulada de petróleo de 1978 se extrapoló de los datos de producción acumulada del total de hidrocarburos que a su vez es una estimación no un dato certero. Al aumentar la producción acumulada se recorre el pico hacia la izquierda coincidiendo perfectamente con el pico predicho con el modelo de Hubbert.

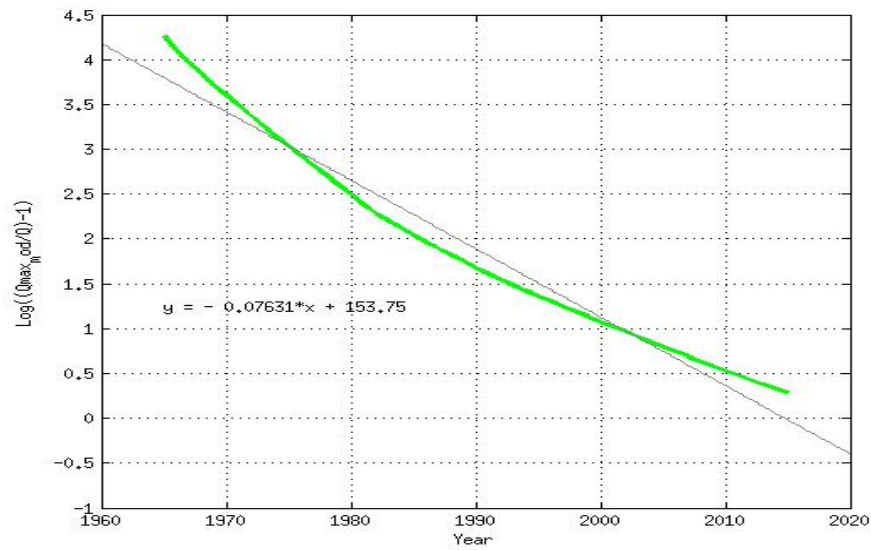


#### **IV.5.- APLICACIÓN DEL MODELO II DE HUBBERT PARA EL CONSUMO DE CRUDO.**

En los cálculos anteriores se ha aplicado el modelo II de Hubbert para la producción de diferentes tipos de combustibles, sin embargo, en estos próximos dos subcapítulos se estudiará la aplicación del modelo II para el consumo de petróleo y de gas. Los datos del consumo se tomaron de los Balances de Energía de la Secretaria de Energía, se tienen del año 1965 al 2015, quedando lo siguiente:

Para el primero de enero 2016		
Reservas probadas crudo	29,000	MMb
Consumo acumulado hasta 2015	21,906	MMb
Qmax	50,906	MMb

La Gráfica 25 se realizó con los datos obtenidos del Balance Nacional de Energía y utilizando la Qmáx.

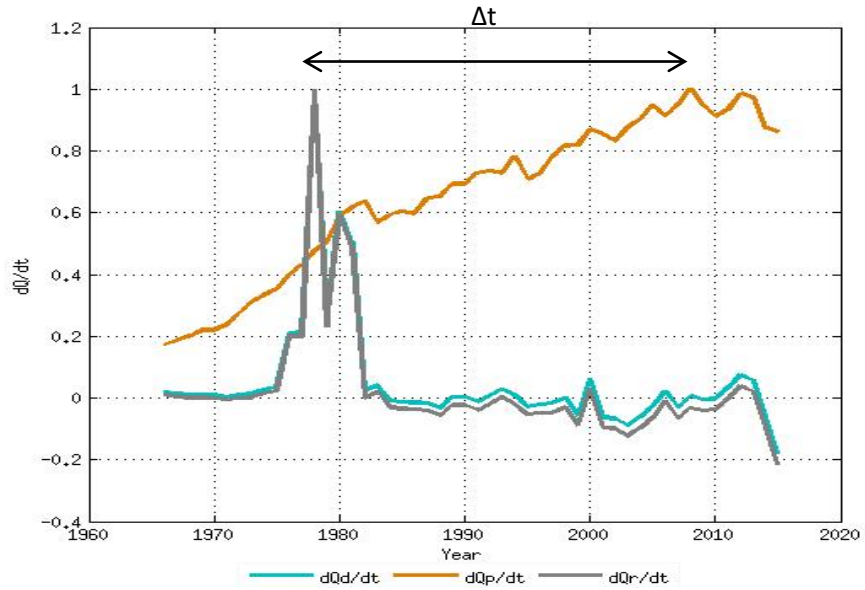


Gráfica 25. Cálculo de las variables para el consumo total de petróleo.

Con la información que proporciona la Gráfica 25 se obtiene  $a = 0.0763$  y con ayuda de la siguiente ecuación encontramos  $b$ :

$$b = \left( \frac{Q_{\text{máx}} - Q_0}{Q_0} \right) = \left( \frac{50906 - 823}{823} \right) = 60.87$$

La Gráfica 26 se realizan los cálculos para encontrar la diferencia de tiempo entre el máximo de los descubrimientos acumulados y el máximo del consumo acumulado.



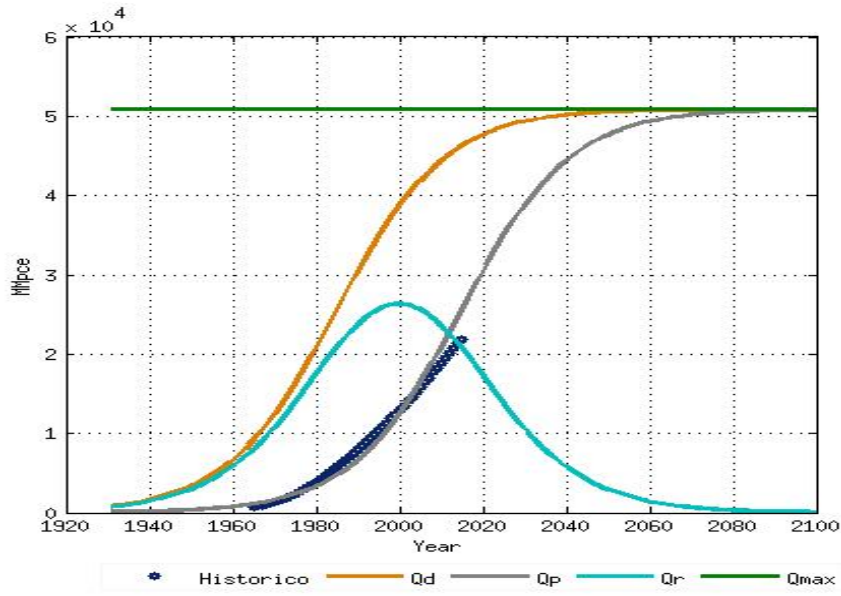
Gráfica 26. Cálculo de la diferencia de tiempo entre el pico de consumo acumulado de petróleo y el pico de los descubrimientos acumulados del consumo de petróleo.

Con la gráfica anterior se observa que la diferencia de tiempo es de 30 años, por lo que las ecuaciones ajustadas quedan de la siguiente manera:

$$Q_d = \frac{50906 \times 10^6}{1 + 60.87e^{-0.0763(t-1931)}} \quad (31)$$

$$Q_c = \frac{50906 \times 10^6}{1 + 60.87e^{-0.0763(t-1961)}} \quad (32)$$

Para obtener las curvas de Hubbert para este caso es específico se graficaron las ecuaciones anteriores junto con las reservas probadas y las históricas, generando la Gráfica 27.



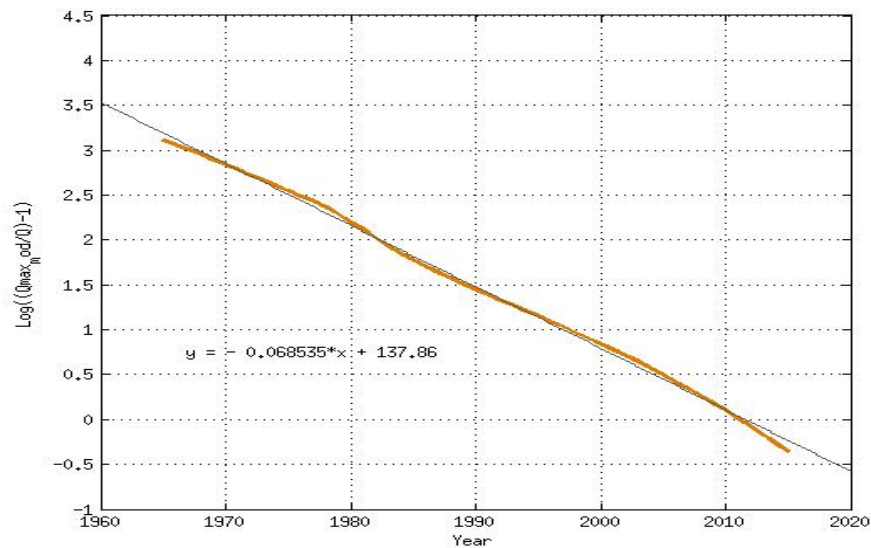
Gráfica 27. Descubrimientos acumulados probados, consumo y reservas probadas utilizando las ecuaciones logísticas para consumo de petróleo.

Se encontró que el pico para el consumo se dio en 2015, los picos del consumo se ven recorridos a la derecha con respecto al tiempo debido a que la diferencia de tiempo entre el pico de consumo acumulado de petróleo y el pico de los descubrimientos acumulados de petróleo es mayor a la diferencia de tiempo entre el pico de producción acumulado de petróleo y el pico de los descubrimientos acumulados de petróleo.

## VI.6.- APLICACIÓN DEL MODELO II DE HUBBERT PARA EL CONSUMO DE GAS.

En este apartado se estudiará el consumo de gas en México y se generarán las curvas de Hubbert. Los cálculos se hicieron con ayuda de los siguientes datos:

Para el primero de enero 2016		
Reservas probadas de gas	10,978	MMbpce
Consumo acumulado hasta 2015	15,709	MMbpce
$Q_{m\acute{a}x}$	26,687	MMbpce

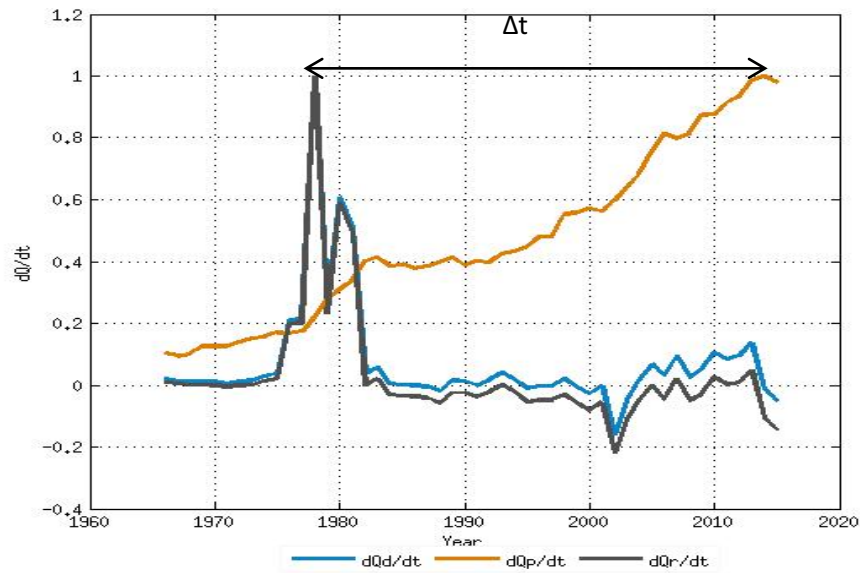


Gráfica 28. Cálculo de las variables para el consumo total de gas.

La pendiente de la Gráfica 28 nos da la variable  $a$  que es igual a 0.0685 y la variable  $b$  nos da:

$$b = \left( \frac{Q_{m\acute{a}x} - Q_0}{Q_0} \right) = \left( \frac{26687 - 1201.44}{1201.44} \right) = 21.21$$

En la Gráfica 29 se calcula la diferencia entre el máximo de los descubrimientos acumulados y el máximo del consumo acumulado que es de 36 años.



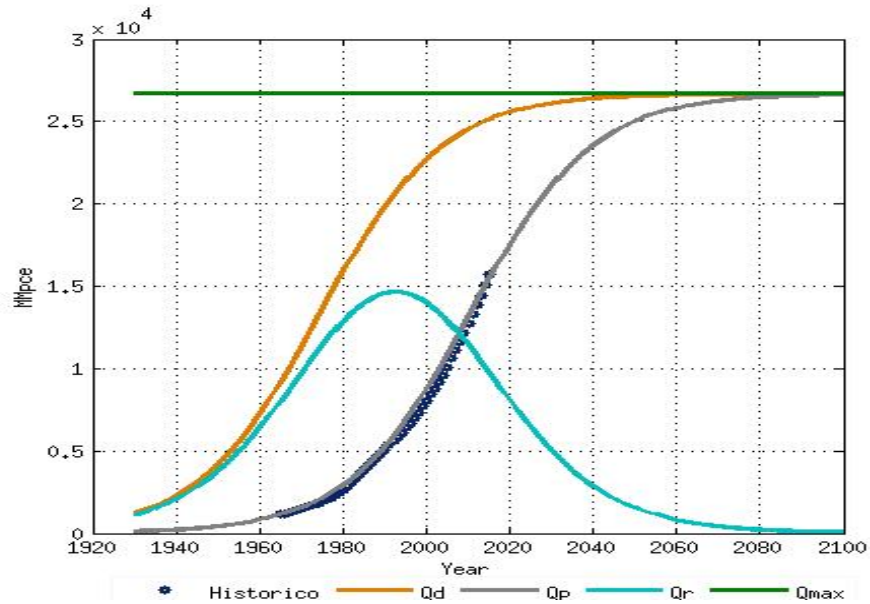
Gráfica 29. Cálculo de la diferencia de tiempo entre el pico de consumo acumulado de gas y el pico de los descubrimientos acumulados de gas.

Las ecuaciones ajustadas quedan de la siguiente manera:

$$Q_d = \frac{21858 \times 10^6}{1 + 21.21 e^{-0.0793(t-1930)}} \quad (33)$$

$$Q_c = \frac{21858 \times 10^6}{1 + 21.21 e^{-0.0793(t-1966)}} \quad (34)$$

Las curvas de Hubbert se obtuvieron con las ecuaciones anteriores y se muestran en la Gráfica 30 junto con los datos históricos.



Gráfica 30. Descubrimientos acumulados probados, consumo y reservas probadas utilizando las ecuaciones logísticas para consumo de gas.

Donde se encontró que el pico para el consumo se dio en 2011, nuevamente notamos que los picos se mostraron corridos a la derecha con respecto a la línea de tiempo debido a que la diferencia de tiempo entre el pico de consumo acumulado de gas y el pico de los descubrimientos acumulados de gas es mayor a la diferencia de tiempo entre el pico de producción acumulado de gas y el pico de los descubrimientos acumulados de gas.

## **V.- CAMBIO CLIMÁTICO**

El Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés) define el cambio climático como una importante variación estadística en el estado medio del clima o en su variabilidad, que persiste durante un período prolongado (normalmente decenios o incluso más). Este cambio se puede deber a procesos en la composición de la atmósfera o en el uso de las tierras ya sea por efectos naturales internos o externos del planeta o por cambios antropogénicos.(IPCC, 2001)

Por otro lado, se debe tener en cuenta que la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMCC), en su Artículo 1, define “cambio climático” como: “un cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos de tiempo comparables”. La CMCC distingue entre “cambio climático” atribuido a actividades humanas que alteran la composición atmosférica y “variabilidad climática” atribuida a causas naturales. (UNFCCC, 2014).

### **V.1.- IMPACTOS Y VULNERABILIDAD OBSERVADOS EN EL MUNDO.**

En el resumen para responsables de políticas del IPCC publicado en el 2014 con el nombre de “Cambio climático 2014: Impactos, adaptación y vulnerabilidad” (IPCC, 2014) se encontró la siguiente información:



“Los cambios en el clima han causado diferentes impactos en los sistemas naturales y humanos tanto en la tierra como en el agua. Todos estos impactos distinguibles de otras influencias como se muestra en la Figura 14.

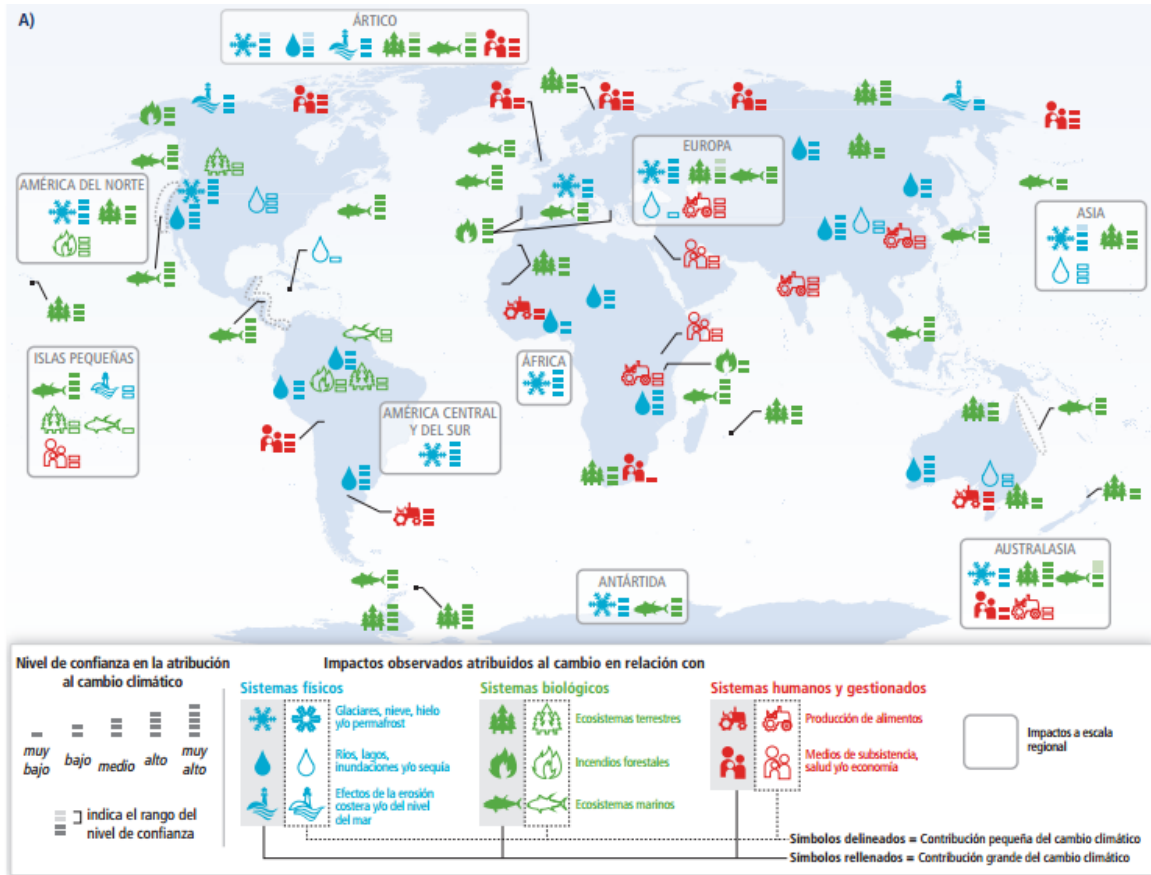


Figura 14. Impactos generalizados en un mundo cambiante. Patrones globales de los impactos en los últimos decenios atribuidos al cambio climático. (IPCC, 2014).

Los sistemas más afectados tanto en calidad como cantidad son los hidrológicos debido a las cambiantes lluvias o derretimiento de hielo y nieve. Por otro lado, los glaciares van retrocediendo lo que afecta los recursos hídricos de aguas abajo y están produciendo un calentamiento del permafrost y del deshielo en las regiones elevadas y de altas altitudes.

Muchas especies terrestres y marinas han cambiado sus áreas de distribución geográfica, sus migraciones, abundancia, actividades estacionales, etc.... en respuesta al cambio climático como se muestra en la Figura 15. El aumento en la velocidad del cambio climático debido a actividades antropogénicas ha contribuido a grandes cambios en los ecosistemas y extinciones de varias especies en el planeta.

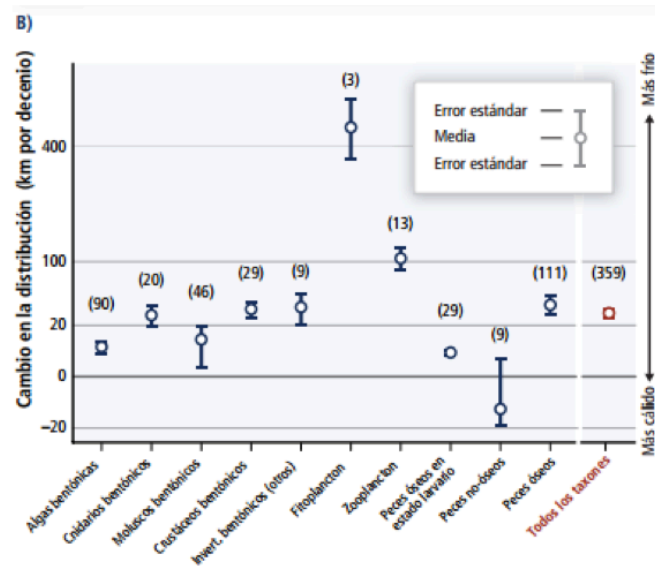


Figura 15. Promedio de las tasas de cambio en la distribución (km por decenio) para grupos taxonómicos marinos basados en observaciones en el período 1900-2010. (IPCC, 2014).

También se han tenido más impactos negativos sobre las regiones de cultivo que impactos positivos, sin embargo, hay estudios que muestran impactos positivos en tierras de cultivos en regiones de alta latitud, aunque no son concluyentes. Los cultivos más afectados negativamente han sido el trigo y maíz en lo que refiere a su rendimiento, pero el arroz y la soja no se quedan atrás. Los impactos observados tienen que ver con el aspecto de la seguridad alimentaria como se observa en la Figura 16.

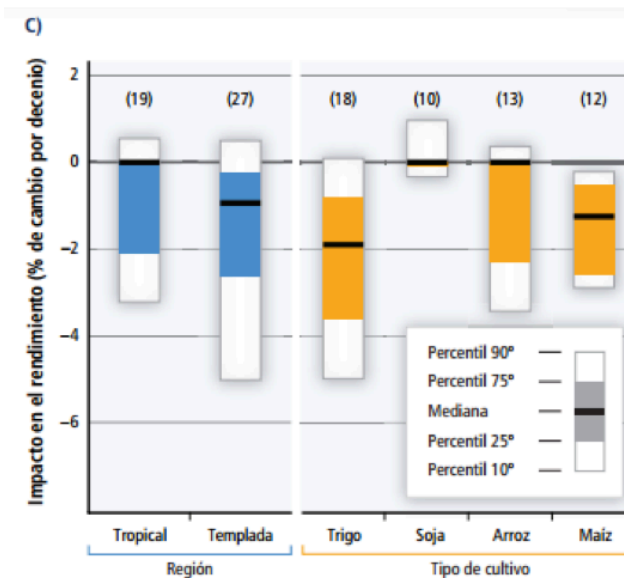


Figura 16. Resumen de los impactos estimados de los cambios climáticos observados en relación con los rendimientos en el período 1960-2013 para cuatro cultivos importantes en regiones templadas y tropicales, con el número de puntos de datos analizados entre paréntesis para cada categoría. (IPCC, 2014).

El impacto del cambio climático en la salud humana no está muy bien cuantificado y no parece ser un factor determinante. Sin embargo, las cifras de mortalidad por el aumento de temperaturas han aumentado mientras que por la disminución de la temperatura han disminuido.

La vulnerabilidad que existe ante el cambio climático depende principalmente del desarrollo de la región, es decir, las diferencias en el desarrollo dispar de la sociedad generan diferentes riesgos dependiendo de esas diferencias. Las personas marginadas en el área social, económico, cultural, político entre otros son especialmente vulnerables al cambio climático y a su adaptación.

Por lo que muchos de los fenómenos que se han presentado como olas de calor, sequías, inundaciones, huracanes, incendios, etc.... ponen en exposición la vulnerabilidad de los ecosistemas y de los sistemas humanos.”

## **V.2.- FUTUROS RIESGOS DEBIDO AL CAMBIO CLIMÁTICO.<sup>3</sup>**

En esta sección se presentan los futuros riesgos y los beneficios potenciales según el IPCC más limitados en los sectores y las regiones, a lo largo de los próximos decenios y en la segunda mitad del siglo XXI y posteriormente.

Se les llaman riesgos clave a aquellos que tienen una peligrosidad alta o una vulnerabilidad alta de los sistemas naturales o humanos. Estos riesgos son identificados por expertos utilizando los siguientes criterios: magnitud, probabilidad, irreversibilidad de los impactos; momento de los impactos; vulnerabilidad persistente o exposición que contribuyen a los riesgos o posibilidades para reducir los riesgos mediante adaptación o mitigación.

A continuación, se muestran los riesgos claves que abarcan todos los sectores y regiones que muestra el IPCC en sus publicaciones más recientes, por lo que contribuyen a motivos de preocupación:

- i. Riesgo de mala salud, lesión, muerte o desorganización de los medios de subsistencia en zonas costeras bajas, estados insulares o islas en desarrollo debido al aumento del nivel del mar, inundaciones y mareas.

---

<sup>3</sup> IPCC, 2014. Impactos, adaptación y Vulnerabilidad.

- ii. Riesgo de mala salud, lesión, muerte o desorganización de los medios de subsistencia en grandes zonas urbanas debido a inundaciones.
- iii. Riesgo al colapso de redes de infraestructuras y servicios esenciales (electricidad, suministro de agua, servicios de salud) debido a episodios meteorológicos extremos.
- iv. Riesgo de aumento en la mortalidad durante el aumento de las temperaturas en zonas urbanas vulnerables y personas que trabajen en el exterior.
- v. Riesgo en la seguridad alimentaria debido al cambio en las temperaturas, sequía, inundaciones y lluvias en particular en zonas pobres.
- vi. Riesgo de mala salud, lesión, muerte o desorganización de los medios de subsistencia debido a la falta de agua potable y la disminución de la productividad agrícola debido a la falta de agua para riego
- vii. Riesgo de pérdida de biodiversidad marina que proporcionan medios de subsistencia en la costa, en especial zonas costeras en el trópico y en el Ártico.
- viii. Riesgo de pérdida de biodiversidad acuático terrestre y continental que proporcionan medios de subsistencia.

Algunos de los retos claves que se mencionaron anteriormente son retos particulares para los países en desarrollo y las comunidades vulnerables debido a la poca capacidad que tiene para enfrentarlos.

Muchos de los riesgos claves son considerables con 1 o 2°C por encima de los niveles preindustriales, sin embargo, el riesgo global alto o muy alto son considerables con 4°C en delante de los niveles preindustriales.

Los niveles exactos de cambio climático para los cuales los riesgos serán visibles siguen siendo inciertos, pero si se conoce que los riesgos se desataran conforme aumente la temperatura. Por lo que se pueden reducir al disminuir el ritmo y magnitud del cambio climático al igual que se disminuiría la escala de adaptación que podría necesitarse.

### **V.3.- ACUERDOS MUNDIALES PARA MITIGAR EL CAMBIO CLIMATICO.**

Desde que comenzaron los primeros indicios de la existencia del cambio climático los países han tratado de establecer acuerdos para mitigar el cambio climático, por lo que a continuación se enumeran los principales acuerdos que se han llevado acabo.

#### **V.3.1.- CONVENCIÓN MARCO DE NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO.<sup>4</sup>**

La Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Medio Ambiente más conocida como “La cumbre de la Tierra de Río” se llevó acabo el Río de Janeiro (Brasil) en 1992 y en esta se dieron a conocer tres grandes tratados internacionales: La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), el Convenio sobre la Diversidad Biológica (CNUDB) y la Convención de Lucha contra la Desertificación (CNULD).

---

<sup>4</sup> UNFCCC, 2014. La convención del cambio climático.

Los tratados internacionales antes mencionados son conocidos como “Las tres Convenciones de Río” las cuales están estrechamente relacionadas debido a que el cambio climático afecta tanto a la diversidad biológica como a la desertificación y cuanto más intenso sea el cambio climático mayor será su alcance a las otras dos áreas.

En particular la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (2014) tiene como objetivo estabilizar las emisiones de gases de efecto invernadero para evitar que interfieran con el sistema climático y hacerlo con un plazo suficiente para que los sistemas naturales y humanos se puedan adaptar a estos cambios para que a producción de alimentos no se vea amenazada y permitir el desarrollo económico.

La Convención pidió que se generarán inventarios de las emisiones de gases de efecto invernadero precisos y que se actualizarán periódicamente de los países industrializados ya que para poder atacar el problema hay que tener conocimiento del tema. El inventario tiene como año de referencia 1990 y se alienta a los países en desarrollo a generarlos.

Los países que firmaron el tratado tienen que tener en cuenta el cambio climático en otros temas como la agricultura, la industria, la energía, los recursos naturales, etc.... y acuerdan establecer programas nacionales para mitigar el cambio climático.

La Convención tiene mayor peso sobre los países industrializados ya que ellos son la principal fuente de emisiones de gases de efecto invernadero en el pasado y en la actualidad. Estos países se les conocen como “las Partes” o como “países incluidos en el

anexo I” (Anexo A) ya que aparecen en el primer anexo del tratado y estos pertenecen a la Organización de Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE).

Otra tarea que la Convención les da a los países industrializados es ayudar a los países en desarrollo con actividades relacionadas con el cambio climático, ofreciéndoles apoyo financiero sin perjuicio de la asistencia que se lleva prestando a dichos países. Se estableció un sistema de donaciones y préstamos administrados por el Fondo para el Medio Ambiente Mundial, así como compartir las tecnologías para la mitigación.

### **V.3.2.- PROTOCOLO DE KIOTO<sup>5</sup>**

En los años 90’s los miembros de la CMNUCC decidieron hacer un protocolo con normas más estrictas para deducir las emisiones de carbono por lo que en la COP 1 (Berlín, marzo/abril de 1995), en una decisión conocida con el nombre Mandato de Berlín, las Partes pusieron en marcha una nueva ronda de conversaciones para decidir la adopción de compromisos más firmes y más detallados para los países industrializados.

El 11 de diciembre de 1997 después de dos años y medio de negociaciones se adoptó el Protocolo de Kioto en la COP 2 en Kioto (Japón) y quedó listo para firmar en el periodo del 16 de marzo de 1998 al 15 de marzo de 1999 en la sede de las Naciones Unidas en Nueva York. Al término del plazo el Protocolo contaba con 84 firmas.

---

<sup>5</sup> UNFCCC, 2014. Protocolo de Kioto.



Este Protocolo tiene los mismos objetivos y principios que la Convención, pero le pone especial atención a que los países en el anexo I desarrollen objetivos individuales y jurídicamente vinculables para mitigar el cambio climático.

Por lo tanto, los países que se ven obligados a cumplir los compromisos del Protocolo son aquellos que ratificaron, aceptaron y aprobaron tanto la Convención como el Protocolo. Entre los compromisos que se encuentran en el anexo A del Protocolo destacan el recorte del total de las emisiones de efecto invernadero en un 5% con respecto a los niveles de 1990 en el periodo entre 2008-2012. Se le conoce como “cantidad atribuida” a la cantidad máxima de emisiones que una Parte puede emitir durante el periodo del compromiso para poder cumplir las metas.

El Protocolo incluye como gases de efecto invernadero al Dióxido de carbono ( $CO_2$ ), Metano ( $CH_4$ ), Óxido nitroso ( $N_2O$ ), Hidrofluorocarbonos (HFC), Perfluorocarbonos (PFC), y Hexafluoruro de azufre ( $SF_6$ ).

La estimulación de un conjunto de políticas nacionales es uno de los mayores logros del Protocolo, así como la creación de un mercado internacional de carbono y la creación de nuevos mecanismos institucionales.

Sin embargo, el protocolo de Kioto solo obliga a los países desarrollados a actuar y muchos de ellos no firmaron el primer compromiso como Estados Unidos y Canadá.

### V.3.1.- COP 21<sup>6</sup>

El acuerdo más reciente para mitigar el cambio climático se llevó a cabo del 30 de noviembre al 11 de diciembre del 2015 en París.

La Conferencia sobre el Cambio Climático de París se conoce oficialmente como la 21<sup>a</sup> Conferencia de las Partes (COP) de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático, órgano de la ONU responsable del clima, cuya sede se encuentra en Bonn, Alemania.

La COP 21 coincidió con la 11<sup>a</sup> Reunión de las Partes en el Protocolo de Kioto. Las COP's se llevan a cabo anualmente para verificar los compromisos implementados en la Convención para poder combatir el cambio climático.<sup>[24]</sup>

A continuación, se muestran los principales elementos del nuevo acuerdo de París:

- Como objetivo a largo plazo los gobiernos acordaron mantener el incremento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C con respecto a los niveles preindustriales y redoblar los esfuerzos para limitarlo a 1.5 °C.
- Los países presentaron antes y durante la conferencia de París sus planes nacionales de acción contra el cambio climático (INDCs). Estos describen la cantidad de emisiones que reducirán los países y qué acciones que llevaran cabo para fortalecer la resiliencia en el clima.

---

<sup>6</sup> Consejo Europeo, 2016.

- Se acordó que los gobiernos comunicarán cada 5 años sus contribuciones con el fin de poder fijar metas más ambiciosas.
- Aceptaron el intercambio de información entre los países y con la sociedad sobre el grado de cumplimiento de sus objetivos y así garantizar la transparencia.
- Por último los países desarrollados continuarán el financiamiento para ayudar a los países en desarrollo para reducir sus emisiones.

#### **V.4.- COMPROMISOS DE MEXICO PARA LA MITIGACIÓN DEL CAMBIO CLIMÁTICO.<sup>7,8,9</sup>**

México tiene el lugar 12° a nivel mundial de emisiones de  $CO_2$ , con un total de 374.25 millones de toneladas de  $CO_2$  lo que equivale al 1.5% de las emisiones globales según los datos reportados de la Agencia Internacional de Energía (IEA, 2016).

Por lo anterior, México ha participado activamente en las negociaciones internacionales sobre cambio climático, y fue uno de los primeros países en firmar la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático en 1992, misma que ratificó en 1993.

---

<sup>7</sup> INECC, 2010.

<sup>8</sup> INECC, 2016.

<sup>9</sup> GOB, 2015.

México estuvo presente en la CMNUCC, pero no era parte de los países de anexo I por lo que no tenía compromisos para reducir los niveles de emisión de gases, tanto México como los otros países presentes que no se encontraban en el anexo I acordaron proteger el sistema climático para beneficio de la humanidad sobre una base de equidad y de acuerdo con sus responsabilidades y capacidades.

México también firmo el Protocolo de Kioto el 9 de junio de 1998 y lo ratificó el 29 de abril del 2000 por votación unánime en el Senado de la Republica, obligando así a México a cumplir los compromisos adquiridos en esos instrumentos.

México ha sido participante particularmente activo en los procesos relacionados a las preocupaciones y acciones mundiales sobre el Cambio Climático y eso se refleja en las cinco comunicaciones nacionales.

En 1997 se publicó la Primera Comunicación donde se presentan los compromisos adquiridos con la firma de la Convención Marco de Cambio Climático de las Naciones Unidas. Debido a esta firma se obtuvo el apoyo de la Agencia para la Protección del Medio Ambiente (EPA) de los Estados Unidos para desarrollar un proyecto llamado “estudio país” donde se incluyen los inventarios de los gases de efecto invernadero de México y sus escenarios de vulnerabilidad.

Desde el 2000, México ha publicado 3 Estrategias Nacionales de Cambio Climático y en 2009 adoptó su primer Programa Especial de Cambio Climático. En abril de 2012, el Congreso mexicano aprobó unánimemente la Ley General de Cambio Climático (LGCC) que entró en vigor en octubre de ese mismo año y que convirtió a México en el primer país en desarrollo en contar con una ley en la materia.

Gracias a la Ley General de Cambio Climático se cuentan con instituciones e instrumentos para ayudar a reducir las emisiones del país y contemplar la inclusión de Compuestos de Efecto Invernadero, conocidos también como Contaminantes Climáticos de Vida Corta (CCVC). También establece la obligación de tomar las acciones con mayor potencial de mitigación, pero al menor costo para poder mejorar la salud y bienestar de la población.

A finales del 2015 México adoptó nuevos compromisos ante el cambio climático. México fue de los primeros 55 países en ratificar el Acuerdo de París donde se acordó trabajar para evitar que la temperatura del planeta se eleve 2°C.

En el tema de cambio climático los planes que tiene México tienen dos componentes, uno de mitigación y otro de adaptación. En el ámbito de la mitigación se tienen dos medidas: no condicionadas que son aquellas que el país solventará y las condicionadas las cuales se llevarán si el país obtiene financiamiento mediante cooperación internacional.

- Reducción No Condicionada:

México se compromete a reducir de manera no condicionada el 25% de sus emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) y de Contaminantes Climáticos de Vida Corta (bajo BAU) al año 2030. Este compromiso implica una reducción del 22% de GEI y una reducción del 51% de Carbono Negro tomando como referencia un escenario tendencial carente de medidas para combatir el cambio climático.

- Reducción Condicionada:

El compromiso de las reducciones no condicionadas se aumentará a un 40% si se tiene acceso a recursos financieros y a transferencia de tecnología. Bajo las mismas condiciones, las reducciones no condicionadas de GEI podrán incrementarse hasta en un 36% y las reducciones de Carbono Negro a un 70% al 2030.

En el ámbito de la adaptación la prioridad es tomar acciones para proteger a la población de los posibles impactos del cambio climático. Las metas más relevantes de adaptación es aumentar la capacidad adaptativa de al menos el 50% de los municipios más vulnerables del país, establecer programas de alerta temprana y alcanzar la tasa cero de deforestación en el territorio para el 2030. Las acciones de adaptación propuestas propician las sinergias positivas con las acciones de mitigación.

Con estos compromisos, nuestro país busca motivar a la comunidad internacional a cumplir con su parte y alcanzar los acuerdos necesarios para una estrategia global en la cual las metas nacionales puedan alinearse al esfuerzo mundial.

## **V.5.- RESTRICCIONES EN LA PRODUCCIÓN DE HC`S PARA LA MITIGACIÓN DEL CAMBIO CLIMÁTICO.**

Debido a los compromisos adoptados en la COP 21 los investigadores han comenzado a trabajar en las condiciones bajo las cuales se podrían llegar a cumplir la meta de no sobrepasar 2°C la temperatura promedio global con respecto a registros preindustriales para el 2050. Se han publicado varios artículos con sugerencias sobre las medidas a tomar, algunos de ellos se muestran a continuación:

En la revista Nature en el 2009 se publicaron dos artículos relacionados con este tema: “Warming Caused by Cumulative Carbon Emissions Towards the Trillionth Tone” de Myles Allen, et al (2009) y el segundo “Greenhouse-Gas Emission Target For Limiting Global Warming to 2°C” de Meinshausen et al (2009).

El primero de ellos, el de Allen et al (2009) menciona que el total de las emisiones antropogénicas en la historia serán de un billón de toneladas de carbón (cerca de 3.67 billones de toneladas de  $CO_2$ ), de las cuales cerca de la mitad ya se han emitido desde que la industrialización comenzó. En su artículo sugieren que como máximo podemos quemar entre 0.4 y 0.5 billones de toneladas de carbón (entre 1.468 y 1.835 billones de toneladas de  $CO_2$ ) entre el 2000 y el 2050 para poder evitar el aumento de 2°C la temperatura.

Mientras que el artículo de Meinshausen et al (2009) indican que si se limitan las emisiones por debajo de 1 billón de toneladas de  $CO_2$  (0.724 billones de toneladas de Carbón) entre el año 2000 y 2050 se tiene una probabilidad del 25% de aumentar la temperatura 2°C y con un límite de 1.440 billones de toneladas de  $CO_2$  (0.392 billones de toneladas de Carbón) se tiene el 50% de probabilidad de superar los 2°C.

Tomando en cuenta el límite con la menor probabilidad de superar los 2°C Meinshausen et al tienen cálculos menores a las estimaciones del artículo de Allen et al por lo que tomando un promedio entre los dos artículos se podría decir que lo máximo que podemos emitir a la atmósfera 0.39 billones de toneladas de carbón (1.43 billones de toneladas de  $CO_2$ ).

En enero del 2015 Christophe McGlade y Paul Ekins publicaron en la revista Nature el artículo titulado “The Geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warning to 2°C” (2015).

Este artículo dice que para mantener con una probabilidad de al menos 50% el aumento de temperatura por debajo de los 2°C con respecto a la temperatura en tiempos preindustriales, las emisiones acumuladas de carbón entre el 2011 y el 2050 necesitan ser alrededor de 1.1 billones de toneladas de dióxido de carbono. Según sus resultados alrededor de un tercio de las reservas de petróleo, la mitad de las reservas de gas y un poco más del 80% de las reservas de carbón deberán permanecer sin usar entre el 2010 y 2050 para mantener el límite de 2°C.

Aunque los tres autores difieren un poco en sus métodos y resultados todos concuerdan en que en promedio las emisiones no pueden superar 1.425 billones de emisiones de  $CO_2$  entre el 2000 y el 2050 para poder mantenernos por debajo de los 2°.



## **VI.- EL MODELO II DE HUBBERT BAJO RESTRICCIONES DE CAMBIO CLIMÁTICO.**

En este capítulo se calcularán nuevamente las curvas de Hubbert con el modelo II, pero en este caso la producción última se verá modificada por las restricciones de cambio climático. Las curvas se realizarán para la producción y consumo de petróleo y gas natural.

Para poder encontrar las restricciones que marcan los artículos de Meinshausen et al (2009) y el de Allen et al (2009) se tomaron los datos del resumen estadístico de la energía mundial 2016 de British Petroleum (BP). Este resumen estadístico cuenta con información sobre las reservas y producción de petróleo, gas y carbón entre otros datos, sin embargo, para fines de esta tesis sólo se ocuparon los datos de producción de petróleo, gas y carbón del 2000 al 2015 ya que el cálculo de las restricciones se hizo en dos partes. En la primera parte se calculó el total de emisiones que se han generado del 2000 al 2015 y en la segunda parte se calculan las emisiones que se podrían generar del 2016 al 2050.

Se extrajeron los datos del resumen estadístico de BP y no se les dio ningún tratamiento. Dentro de estos datos también se cuentan con los datos de producción mundial anual, los cuales fueron utilizados para calcular la producción total mundial del 2000 al 2015. La producción total de petróleo en este periodo de tiempo fue de 479,931 millones de barriles, de gas fue de 1,686,239 mil millones de pies cúbicos y de carbón fue de 106,979 millones de toneladas de carbón.

Para poder compararlos con la restricción de emisiones mencionadas en los artículos de Meinshausen et al (2009) y el de Allen et al (2009) se tiene que convertir a

toneladas de  $CO_2$ , esto se hizo con ayuda de las conversiones que se encuentran en el Anexo B tomadas del Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

Al realizar las conversiones se obtuvo que la producción de petróleo del 2000 al 2015 fue de 218 Giga toneladas (Gt) de  $CO_2$ , de gas fue de 102 Gt de  $CO_2$  y de carbón 392 Gt de  $CO_2$  obteniendo un total de 713 Gt de  $CO_2$  emitidas del 2000 al 2015. Como se menciona en la sección V.5 para no superar los  $2^\circ C$  las emisiones de  $CO_2$  no pueden superar 1.425 Tera toneladas (Tt) de  $CO_2$  entre el 2000 y el 2050, lo que significa que entre el 2016-2050 solo podríamos emitir 712 Gt de  $CO_2$ .

Para poder conocer cómo se repartirían las restantes toneladas de  $CO_2$  entre los diferentes combustibles se calculó el porcentaje que representa cada uno de los combustibles dentro de la producción total de hidrocarburos del 2000 al 2015, obteniendo los siguientes resultados: el petróleo representa el 30.56%, el gas el 14.41% y el carbón el 55.01%.

Con ayuda de estos porcentajes se puede repartir las toneladas de  $CO_2$  sobrantes (712 Gt) para emitir durante el periodo 2016-2050 por tipo de combustible, al petróleo le corresponden 217 Gt de  $CO_2$ , al gas 102 Gt de  $CO_2$  y al carbón 391 Gt de  $CO_2$ .

Como se puede ver en los datos anteriores las emisiones restantes son poco menos de la mitad de las emisiones que según los artículos máximo podemos emitir entre el 2000 y el 2050, lo que nos dice que no estamos cumpliendo con esas expectativas ya que para el 2015 que representa el 30% del tiempo total se expulsaron el 50.05% de las emisiones.

Para calcular las emisiones por país, en este caso para México, se calculó el porcentaje de producción con el que México contribuyó con respecto a la producción mundial en el periodo entre el 2000-2015, esto se hizo para cada tipo de combustible y ese porcentaje se utilizó para calcular las toneladas de  $CO_2$  restantes para México.

Los datos también se obtuvieron del resumen estadístico de BP ya que contiene la producción anual por país, al tener los datos de México se calculó el porcentaje de producción con el que contribuye a la producción anual mundial esto para cada año y luego se sacó el promedio de los porcentajes, obteniendo que México aporta el 2.10% de la producción mundial de hidrocarburos repartido de la siguiente manera: aporta el 4.29% de la producción mundial de petróleo, de la producción de gas el 1.83% y del carbón el 0.21%.

Con ayuda de los datos calculados sobre las emisiones restantes por combustible para el mundo y los porcentajes con los que contribuye México a la producción mundial por combustible podemos obtener que a México le restan 9 Gt de  $CO_2$  (20MMMb) de petróleo, 1Gt de  $CO_2$  (30 billones de pies cúbicos) de gas natural y 0.8 Gt de  $CO_2$  (826 Mt) de carbón.

En el caso de México entre el 2000 y 2015 se emitieron 18 MMMb petróleo, 28 billones de pies cúbicos y 211 Mt de carbón lo que nos dice que durante los próximos 35 años solo podemos emitir menos de lo que emitimos los pasados 15 años.

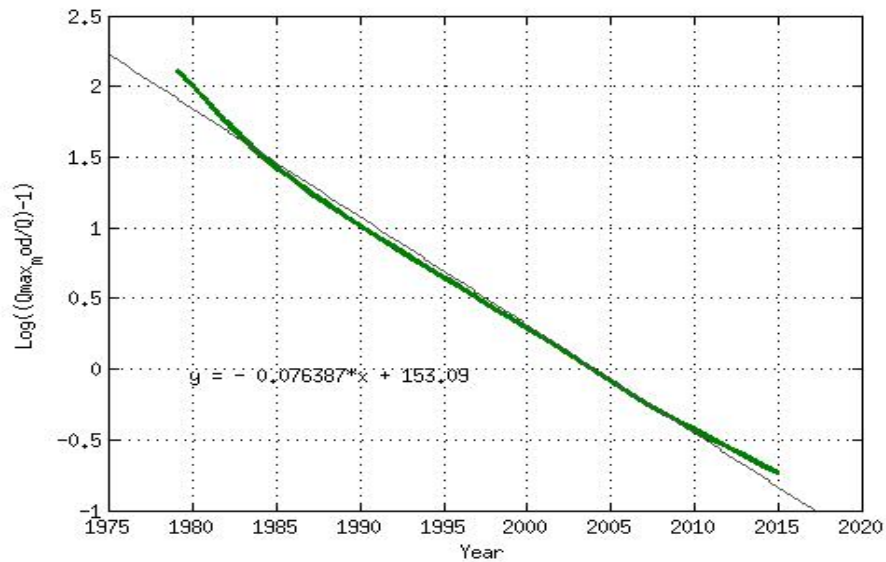
## VI.1.- APLICACIÓN A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.

Una vez calculada la cantidad de emisiones que tiene México como restricción para contribuir a que la temperatura del planeta no supere los 2°C se colocó esta cantidad en lugar de las reservas probadas, por lo que la producción acumulada última ( $Q_{max}$ ) será la producción acumulada hasta el 2015 más las restricciones obtenidas en la sección anterior.

Con estas nuevas cifras para la producción acumulada última se realizó el mismo procedimiento que en la sección IV, para el caso de petróleo los anuarios de PEMEX empiezan a separar el crudo de los hidrocarburos líquidos en 1979 por lo que los datos históricos irán de 1979 al 2015. A continuación, se muestran los cálculos para el petróleo:

Para el 1 de enero del 2016		
Reservas probadas de petróleo	29,000	MMb
Producción acumulada hasta 2015	42,901	MMb
Q <sub>máx</sub>	71,901	MMb
Q <sub>máx</sub> modificada	63,433	MMb

Para conocer la variable  $a$  se graficó la ecuación  $\log\left(\frac{Q_{máx}}{Q} - 1\right) = \log(b) - a(t - 1900)\log(e)$  como se muestra a continuación:

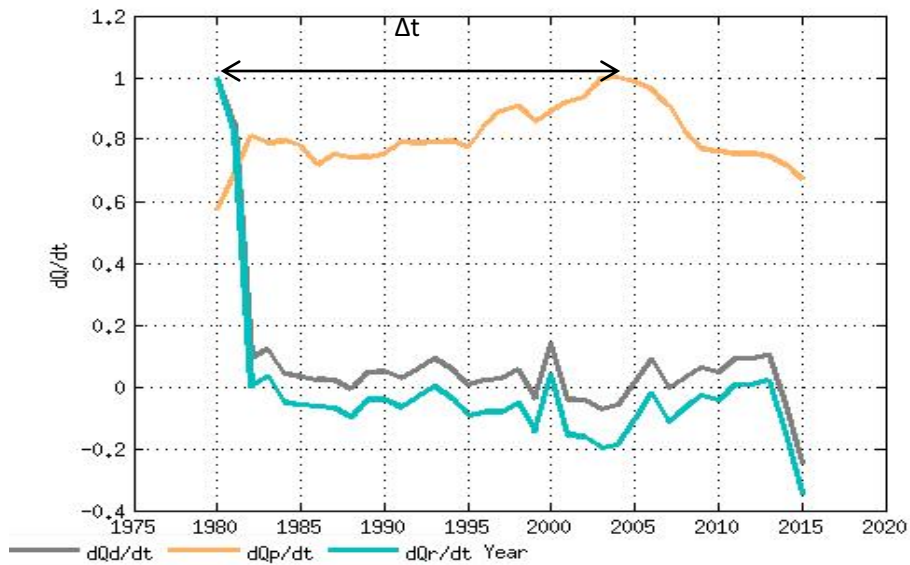


Gráfica 31. Cálculo de las variables para la producción total de petróleo.

Con la información que proporciona la Gráfica 31 se obtiene  $a = 0.0764$  y con ayuda de la ecuación (13):

$$b = \left( \frac{Q_{\text{máx}} - Q_0}{Q_0} \right) = \left( \frac{63433 - 7579}{7579} \right) = 7.36$$

Como ya se había hecho anteriormente para encontrar él ( $\Delta t$ ) se gráfica  $\left( \frac{dQ_p}{dt} \right)$  y  $\left( \frac{dQ_a}{dt} \right)$  al hacer esto nos queda la siguiente gráfica:



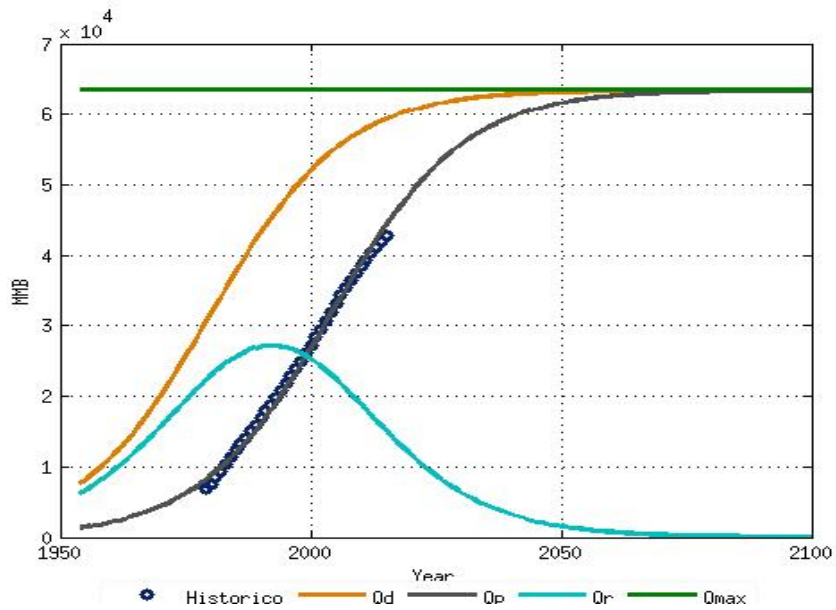
Gráfica 32. Cálculo de la diferencia de tiempo entre el pico de la producción acumulada de petróleo y el pico de los descubrimientos acumulados de petróleo.

La gráfica nos muestra que la diferencia de tiempo es de 24 años, por lo que nos quedan las ecuaciones ajustadas (27) y (28):

$$Q_d = \frac{63433 \times 10^6}{1 + 7.36 e^{-0.0764(t-1954)}} \quad (27)$$

$$Q_p = \frac{63433 \times 10^6}{1 + 7.36 e^{-0.0764(t-1978)}} \quad (28)$$

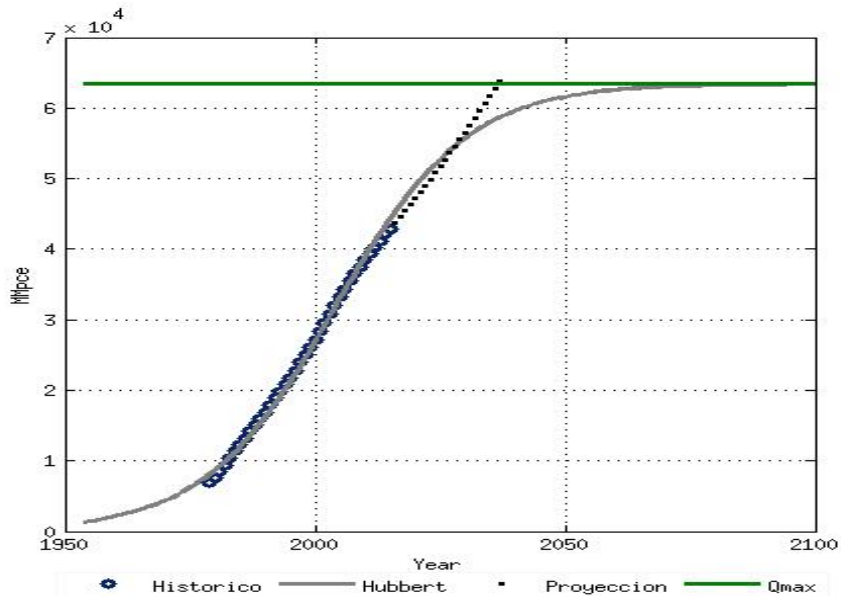
La siguiente gráfica muestra las curvas resultantes de las ecuaciones logísticas de la producción acumulada, los descubrimientos acumulados probados y las reservas probadas de un ciclo completo contemplando las restricciones para evitar aumentar 2°C la temperatura promedio del planeta:



Gráfica 33. Descubrimientos acumulados probados, producción y reservas probadas de petróleo utilizando las ecuaciones logísticas y las restricciones de cambio climático.

En la Gráfica 33 se observa que las curvas de Hubbert no están completas al inicio, esto se debe a que no tenemos los datos completos desde el comienzo de su producción solo tenemos datos a partir de 1979. Bajo las restricciones de cambio climático el pico para la producción se dio en el 2005, es decir, el pico se dio antes bajo restricciones de cambio climático.

Para poder hacer un análisis más completo se decidió extrapolar los datos de producción de petróleo por medio de la tasa de crecimiento de los datos con los que se contaba la cual es de 0.0117. Estos datos siguen la tendencia del país a la producción y se graficaron junto con los de Hubbert en la Gráfica 34.



Gráfica 34. Comparación de las curvas de Hubbert y la curva de producción de petróleo extrapolar con las restricciones de cambio climático.

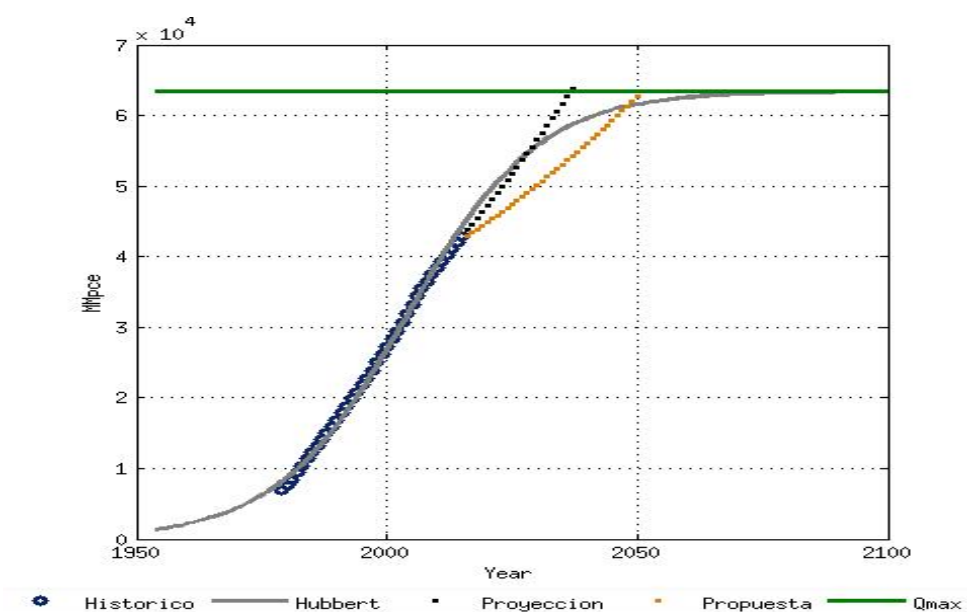
En la gráfica se observa que la tasa de producción histórica es mayor que la tasa de producción de Hubbert lo que indica que si México decidiera respetar las restricciones de cambio climático y siguiera con su ritmo de producción actual de petróleo tendríamos que dejar de producir en el 2036 para no emitir más  $CO_2$  del que debemos.

Para evitar lo anterior se puede empezar a modificar la tasa de producción actual (0.0117) de tal modo que podamos seguir produciendo hasta el 2050 pero a menor tasa, en la siguiente gráfica se puede observar una propuesta de modificación de la tasa de producción actual para lograr respetar las restricciones de cambio climático y poder seguir produciendo.

Para el caso del petróleo lo propuesto es reducir a la producción del siguiente año un 42.4% y luego ir aumentando la producción a una tasa constante de 0.0112, es decir,



cambiar la tasa de producción acumulada de 0.017 a 0.011 como se muestra en la Gráfica 35.



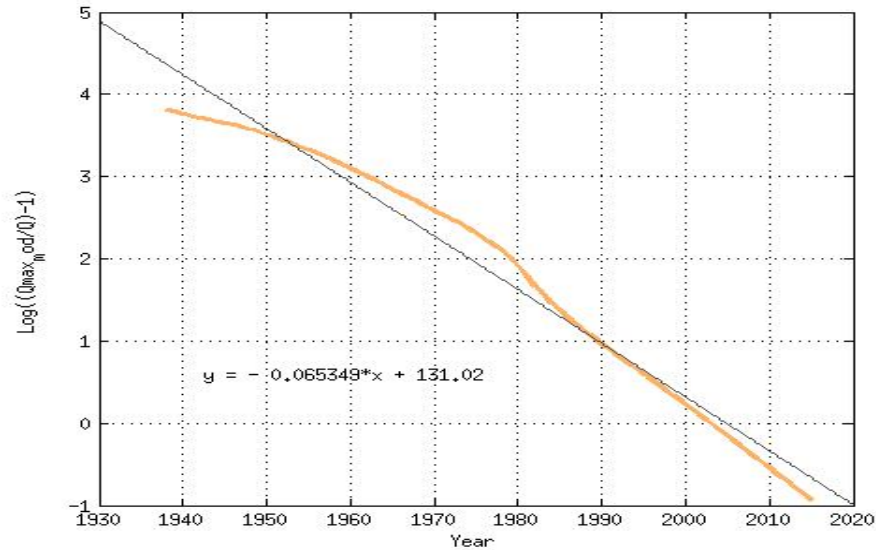
Gráfica 35. Propuesta de modificación de la tasa actual de producción de petróleo.

## VI.2.- APLICACIÓN A LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL.

Siguiendo el método de la sección anterior se tomaron las restricciones de cambio climático para hacer los siguientes cálculos de producción gas quedando los siguientes datos:

Para el 1 de enero del 2016		
Reservas probadas de gas	10,978	MMbpce
Producción acumulada hasta 2015	15,635	MMbpce
Qmáx	26,613	MMbpce
Qmáx modificada	21,784	MMbpce

Se realizó la Gráfica 36 para poder conocer la variable  $a$  como se muestra a continuación:

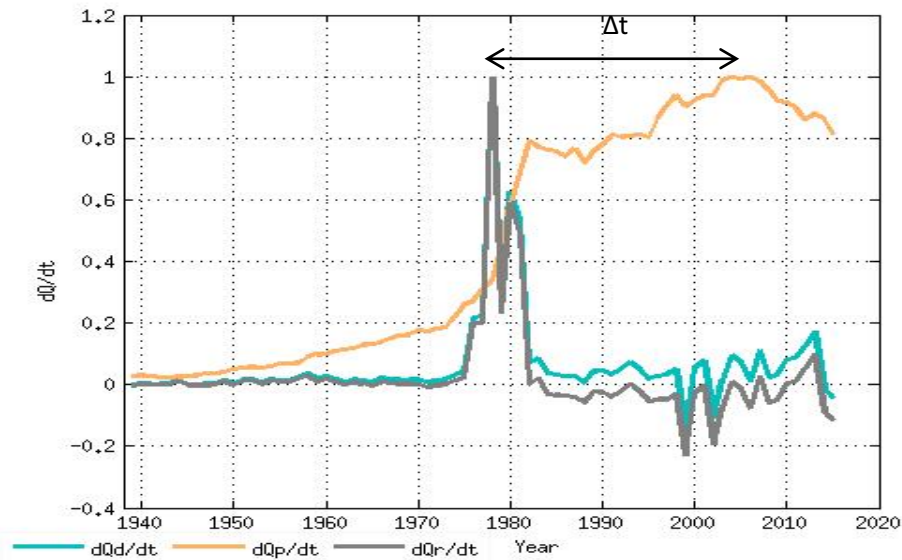


Gráfica 36. Cálculo de las variables para la producción total de gas.

Con la información que proporciona la Gráfica 36 se obtiene  $a = 0.0654$  y con ayuda de la ecuación (13):

$$b = \left( \frac{Q_{\text{máx}} - Q_0}{Q_0} \right) = \left( \frac{21784 - 484}{484} \right) = 43.98$$

Con ayuda de la Gráfica 37 podemos encontrar la diferencia de tiempo que se encuentra para este caso.



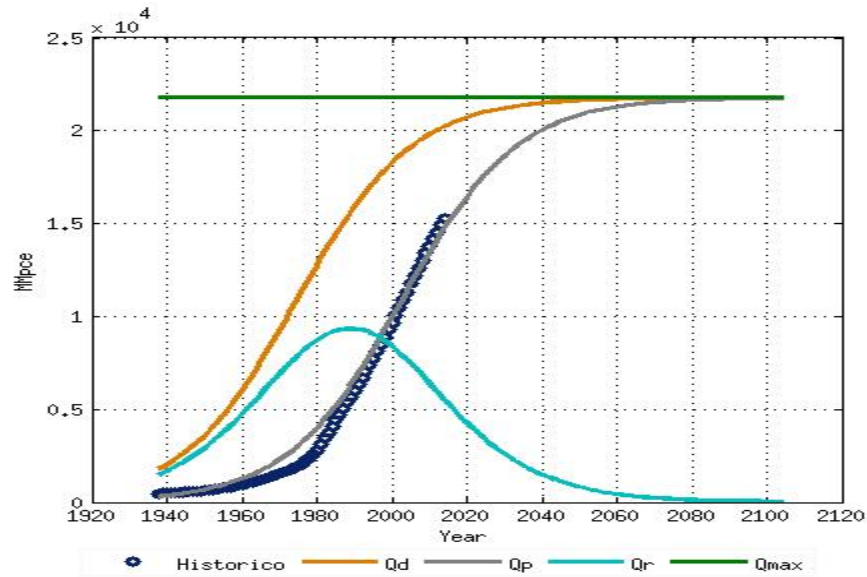
Gráfica 37. Cálculo de la diferencia de tiempo entre el pico de la producción acumulada de gas y el pico de los descubrimientos acumulados de gas.

Entonces las ecuaciones ajustadas nos quedarían de la siguiente manera debido a que la diferencia de tiempo es de 28 años:

$$Q_d = \frac{21784 \times 10^6}{1 + 43.98e^{-0.0654(t-1917)}} \quad (29)$$

$$Q_p = \frac{21784 \times 10^6}{1 + 43.98e^{-0.0654(t-1945)}} \quad (30)$$

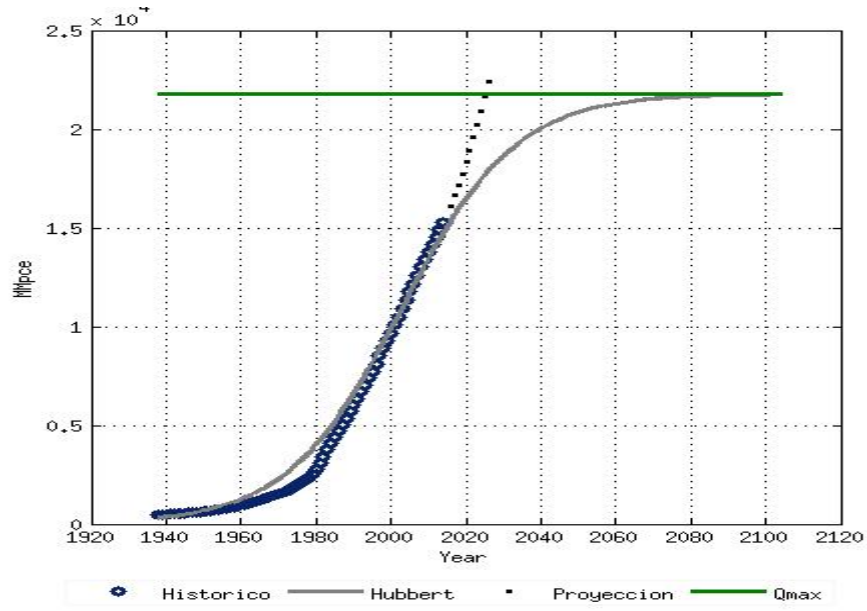
A continuación, se graficaron las ecuaciones (29), (30) y las reservas probadas de un ciclo completo contemplando las restricciones para evitar aumentar 2°C la temperatura promedio del planeta:



Gráfica 38. Descubrimientos acumulados probados, producción y reservas probadas de gas utilizando las ecuaciones logísticas y las restricciones de cambio climático.

Esta gráfica a diferencia de la 33 si se observa completa ya que contamos con los datos de producción de gas desde 1938. Para estos datos se encontró que el pico para la producción se dio en el 2003, los picos bajo las condiciones medioambientales se dan en años anteriores a los que se obtiene sin estas restricciones.

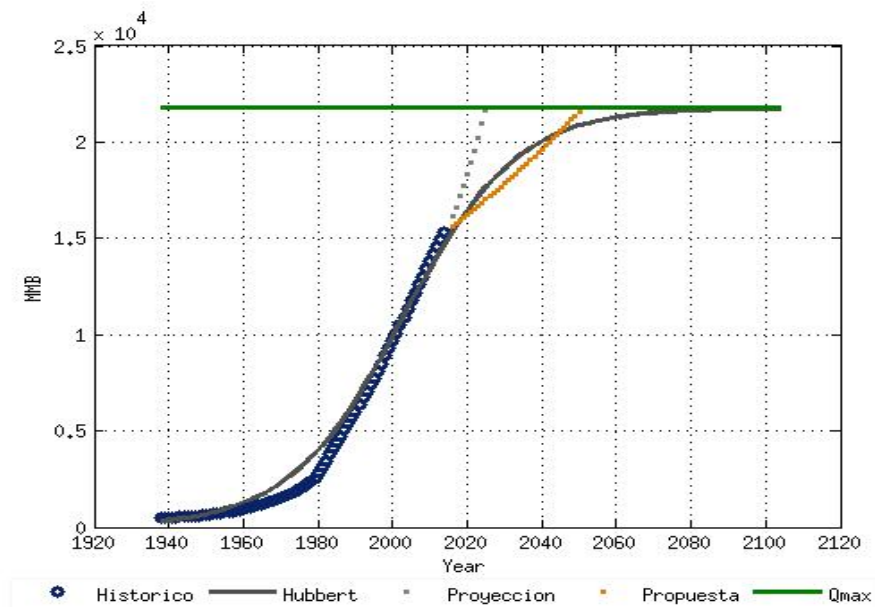
Al igual que para el caso del petróleo se hizo una extrapolación de la producción de gas con una tasa de producción de 0.045 obteniendo la Gráfica 39.



Gráfica 39. Comparación de las curvas de Hubbert y la curva de producción de gas con las restricciones de cambio climático.

Para este caso tendríamos que dejar de producir para el 2026 para poder respetar las restricciones y no aumentar la temperatura promedio del planeta en  $2^{\circ}\text{C}$ .

Igual que para el caso de la producción de petróleo se hizo una propuesta de modificación de la tasa de producción del gas para no dejar de producir en el 2026, para este caso se propone una reducción muy drástica de la producción, se propone reducir 69.5% la producción y luego aumentarla anualmente con una tasa constante de 0.009, en otras palabras, reducir la tasa de producción acumulada de 0.037 a 0.009.



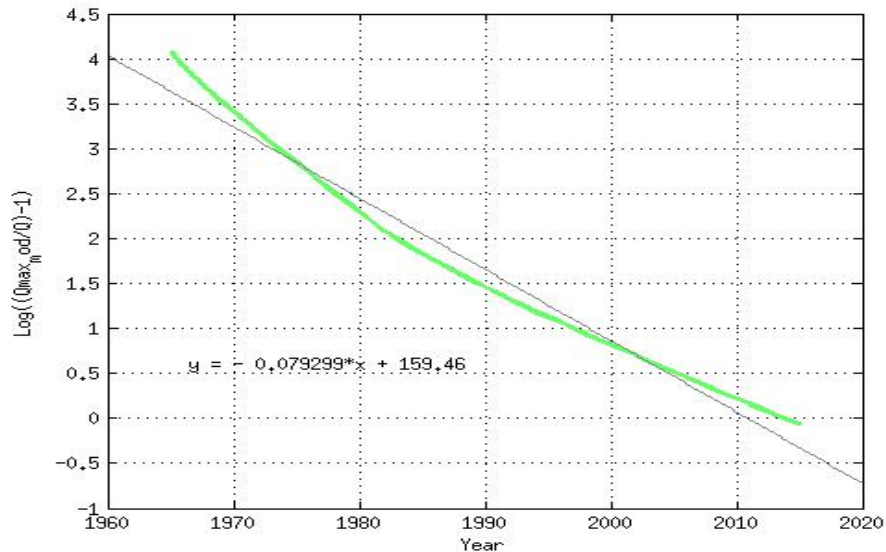
Gráfica 40. Propuesta de modificación de la tasa actual de producción de gas.

### VI.3.- APLICACIÓN AL CONSUMO DE CRUDO.

En los dos apartados anteriores se estudió la aplicación de las restricciones de cambio climático en la producción, sin embargo, en estos próximos dos subcapítulos se estudiará como afectarían estas restricciones al consumo de los productos en México. Los datos del consumo se tomaron de los Balances de Energía de la Secretaria de Energía, quedando lo siguiente:

Para el primero de enero 2016		
Reservas probadas crudo	29,000	MMb
Consumo acumulado hasta 2015	21,906	MMb
Qmax	50,906	MMb
Qmax modificada	42,437	MMb

La Gráfica 41 se realizó con los datos obtenidos del Balance Nacional de Energía y utilizando la  $Q_{m\acute{a}x}$  modificada debido al total de barriles de petr3leo crudo que le “corresponden” a M3xico, seg3n lo calculado al inicio de este cap3tulo.

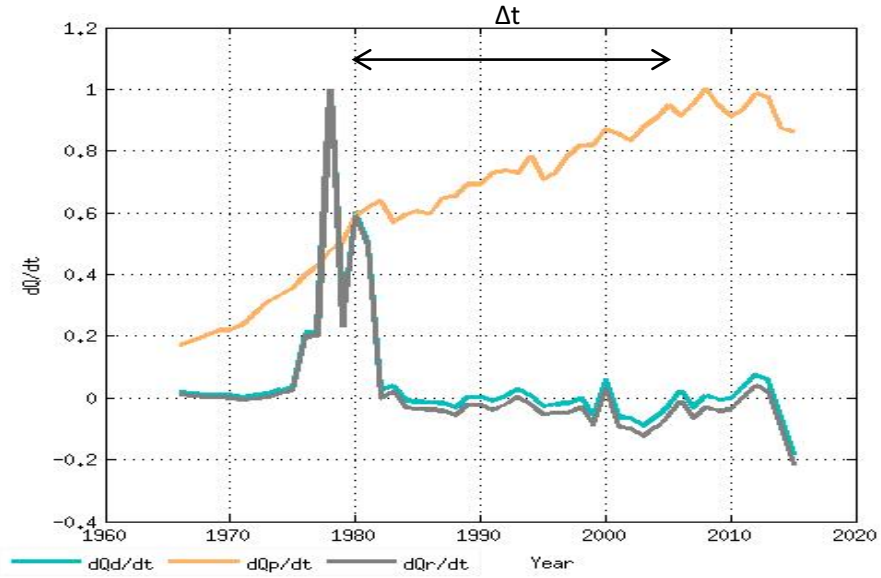


Gráfica 41. Cálculo de las variables para el consumo total de petr3leo.

Con la informaci3n que proporciona la Gráfica 41 se obtiene  $a = 0.0793$  y con ayuda de la ecuaci3n (13):

$$b = \left( \frac{Q_{m\acute{a}x} - Q_0}{Q_0} \right) = \left( \frac{42437 - 823}{823} \right) = 50.58$$

Lo que sigue es calcular la diferencia de tiempo entre el m3ximo de los descubrimientos acumulados y el m3ximo del consumo acumulado lo cual se hace con ayuda de la Gráfica 42.



Gráfica 42. Cálculo de la diferencia de tiempo entre el pico de consumo acumulado de petróleo y el pico de los descubrimientos acumulados de petróleo.

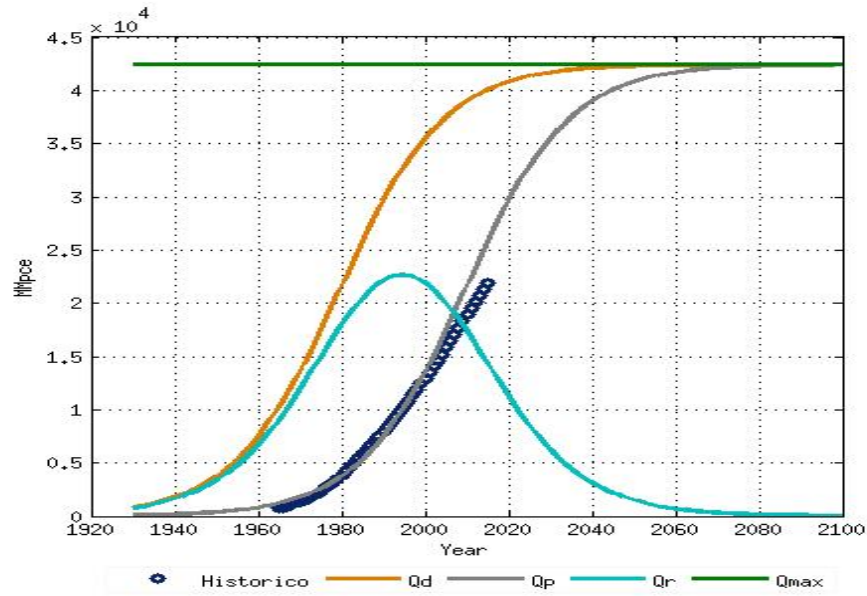
Con la gráfica anterior se observa que la diferencia de tiempo es de 30 años, por lo que las ecuaciones ajustadas quedan de la siguiente manera:

$$Q_d = \frac{42437 \times 10^6}{1 + 60.87 e^{-0.0793(t-1930)}} \quad (31)$$

$$Q_c = \frac{42437 \times 10^6}{1 + 60.87 e^{-0.0793(t-1960)}} \quad (32)$$

Para obtener las curvas de Hubbert para este caso es específico se graficaron las ecuaciones anteriores junto con las reservas probadas, generando la Gráfica 43.

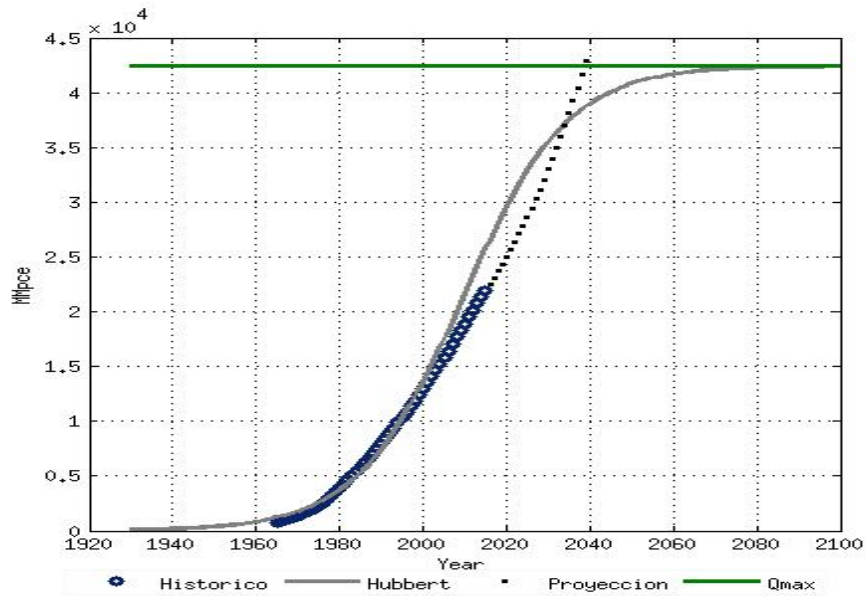




Gráfica 43. Descubrimientos acumulados probados, consumo y reservas probadas utilizando las ecuaciones logísticas y las restricciones de cambio climático.

Se encontró que el pico para el consumo se dio en 2009 y que nuevamente los picos del consumo se ven recorridos a la derecha con respecto al tiempo debido a que la tasa de crecimiento de producción es mayor que la tasa de consumo.

Al igual que para los casos de producción de petróleo y de gas se hizo una extrapolación del consumo de petróleo en este caso con una tasa de consumo de 0.034 obteniendo la Gráfica 44.

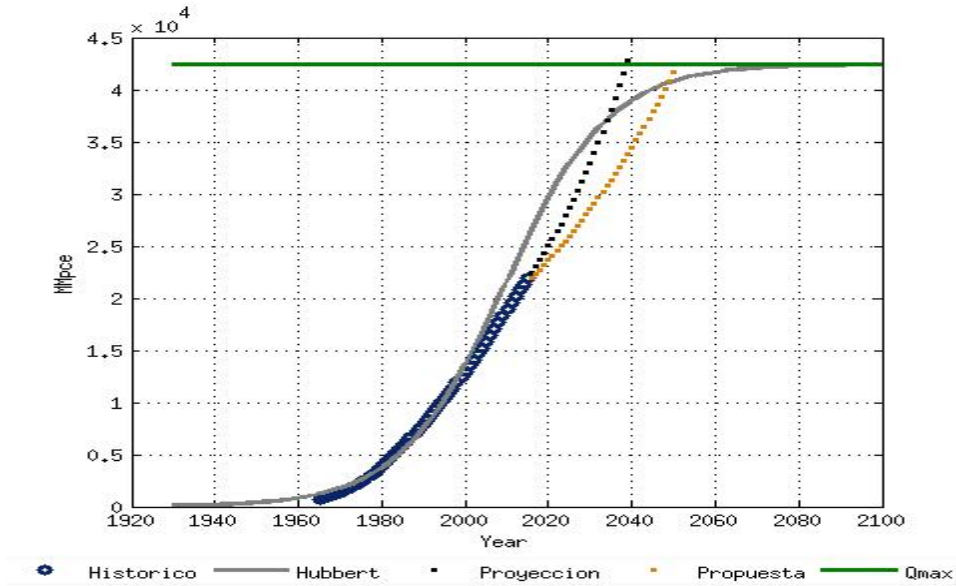


Gráfica 44. Comparación de las curvas de Hubbert y la curva de consumo de petróleo con las restricciones de cambio climático.

Como se puede observar en la Gráfica 44 la tasa de consumo actual (0.034) de petróleo es mayor que la tasa ideal de Hubbert con las restricciones de cambio climático por lo que si no se baja la tasa de consumo tendríamos que dejar de consumir petróleo para el 2038.

En este caso lo que se tendría que cambiar para evitar dejar de consumir en el 2038 es la tasa de consumo del producto por lo que en la gráfica siguiente se da una propuesta de cómo debería ser la nueva tasa de consumo de petróleo.

La propuesta para el consumo de petróleo es reducir el consumo 27.7% con respecto al actual e ir aumentándolo con una tasa constante de 0.019.

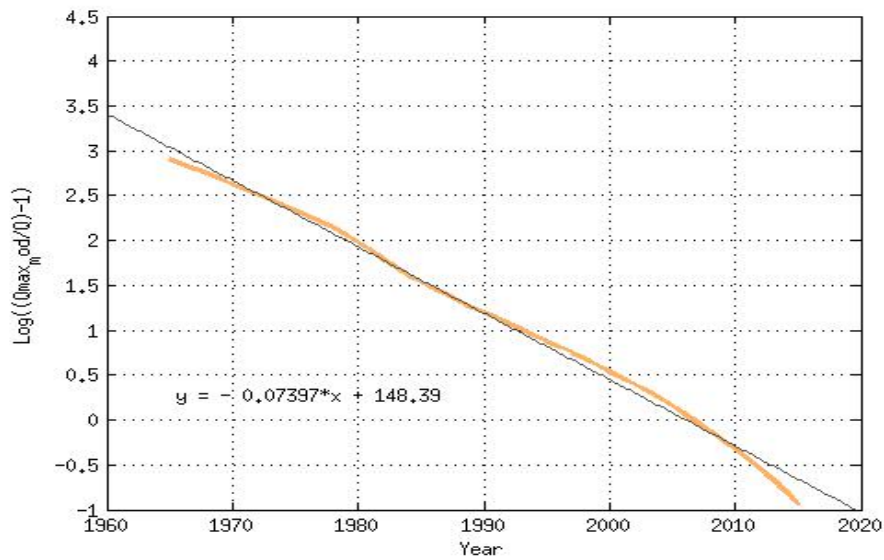


Gráfica 45. Propuesta de modificación de la tasa actual de consumo de petróleo.

#### VI.4.- APLICACIÓN AL CONSUMO DE GAS NATURAL.

En este apartado se estudiará el consumo de gas en México y se generarán las curvas de Hubbert para este caso tomando en cuenta las restricciones de cambio climático. Los cálculos se hicieron con ayuda de los siguientes datos:

Para el primero de enero 2016		
Reservas probadas de gas	10,978	MMbpce
Consumo acumulado hasta 2015	15,709	MMbpce
Q <sub>máx</sub>	26,687	MMbpce
Q <sub>máx</sub> modificada	21,858	MMbpce

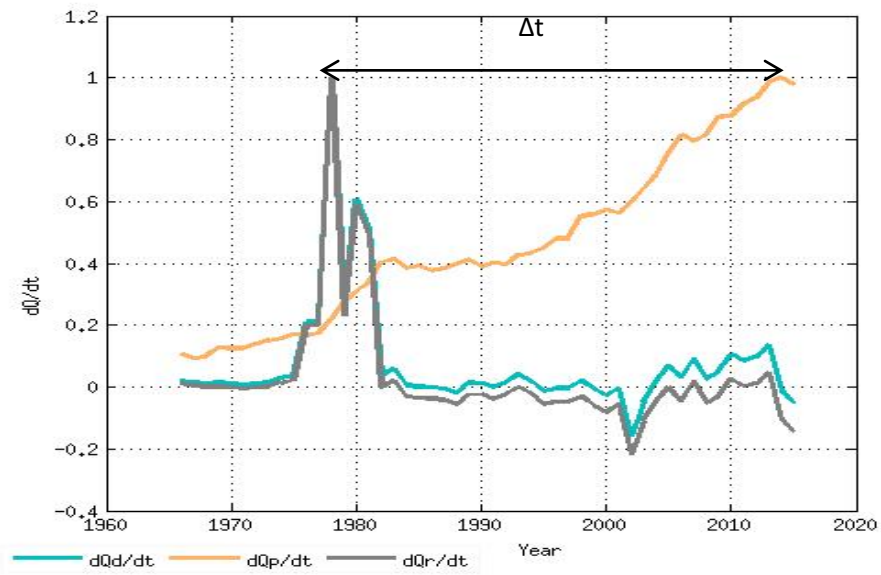


Gráfica 46. Cálculo de las variables para el consumo total de gas.

La pendiente de la Gráfica 46 nos da la variable  $a$  que es igual a 0.0740 y la variable  $b$  nos da:

$$b = \left( \frac{Q_{\text{máx}} - Q_0}{Q_0} \right) = \left( \frac{21858 - 1201.44}{1201.44} \right) = 17.19$$

En la Gráfica 47 se calcula la diferencia entre el máximo de los descubrimientos acumulados y el máximo del consumo acumulado que es de 36 años.



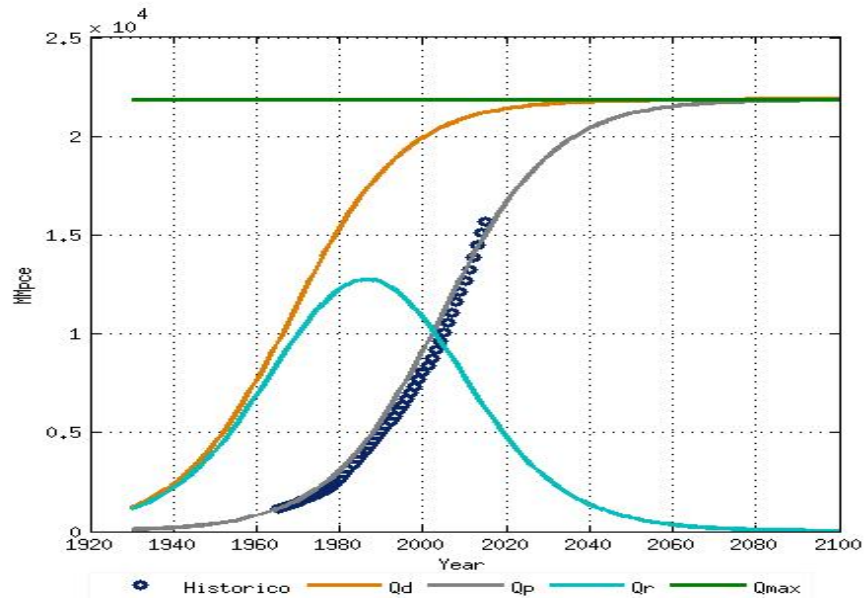
Gráfica 47. Cálculo de la diferencia de tiempo entre el pico de consumo acumulado de gas y el pico de los descubrimientos acumulados de gas.

Las ecuaciones quedan de la siguiente manera:

$$Q_c = \frac{21858 \times 10^6}{1 + 21.21 e^{-0.0793(t-1930)}} \quad (33)$$

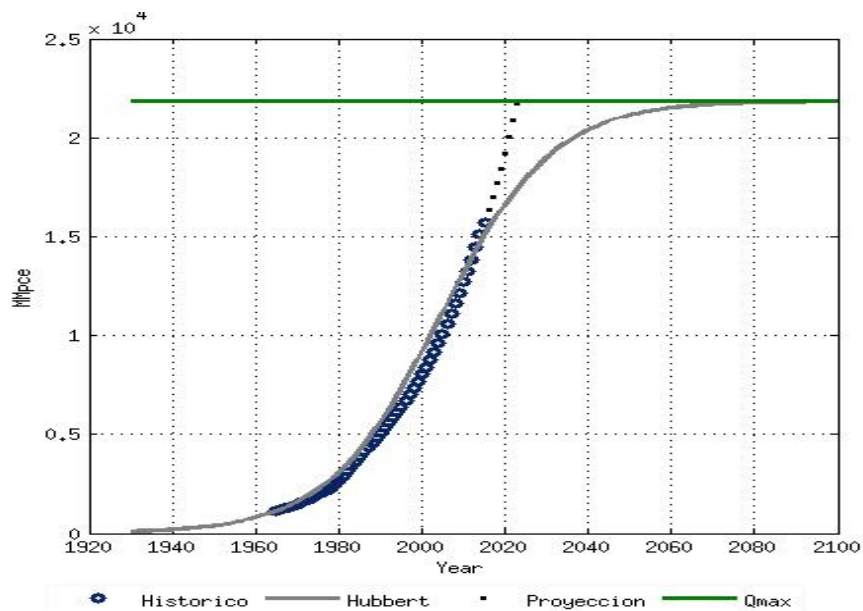
$$Q_d = \frac{21858 \times 10^6}{1 + 21.21 e^{-0.0793(t-1966)}} \quad (34)$$

Las curvas de Hubbert se obtuvieron con las ecuaciones anteriores y se observan en la Gráfica 48. Donde se encontró que el pico para el consumo se dio en 2004.



Gráfica 48. Descubrimientos acumulados probados, consumo y reservas probadas utilizando las ecuaciones logísticas y las restricciones de cambio climático.

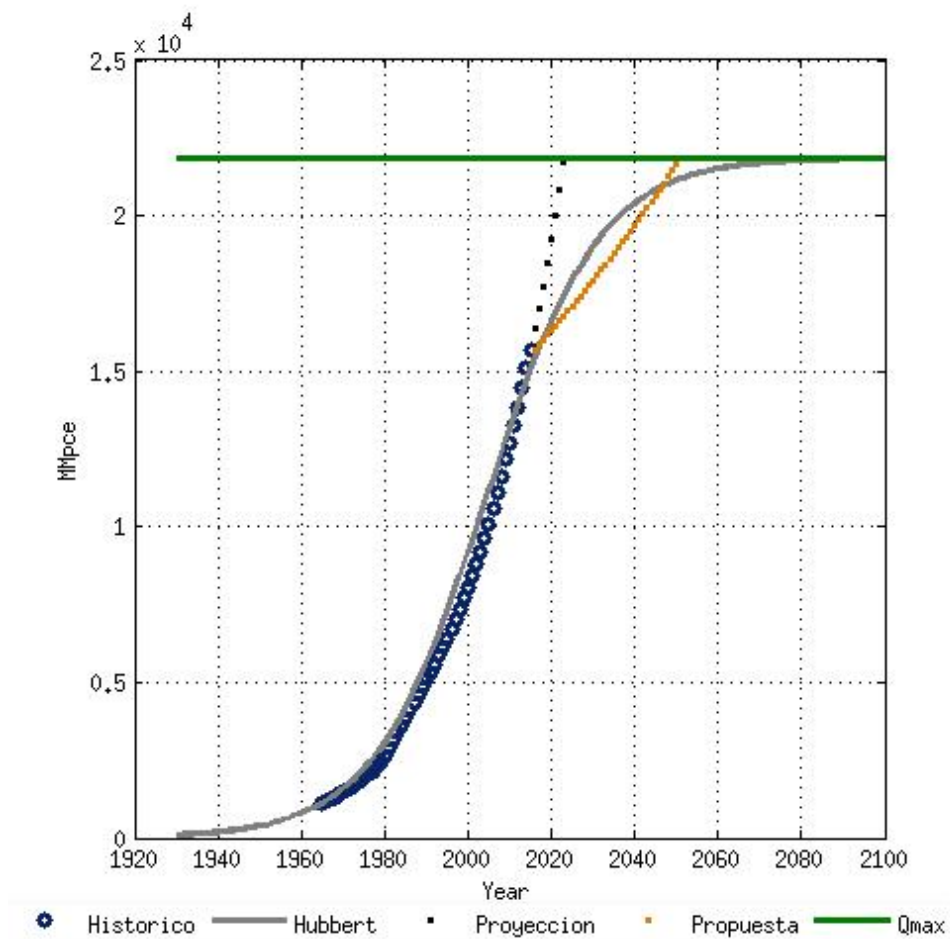
Para conseguir la extrapolación se calculó la tasa de crecimiento del consumo del gas entre 1965 y 2015 la cual fue de 0.045 y se obtuvo la siguiente gráfica.



Gráfica 49. Comparación de las curvas de Hubbert y la curva de consumo de gas con las restricciones de cambio climático.

Lo que nos muestra la Gráfica 49 es que si seguimos con una tasa de consumo (0.045) tendríamos que dejar de consumir gas en el 2023.

Por último, también se generó una propuesta para modificar la tasa de consumo del gas natural para poder seguir consumiendo hasta el 2050 sin violar las restricciones de cambio climático. La propuesta para el consumo de gas es reducir el consumo actual en un 76.7% con una tasa anual constante de 0.009.



Gráfica 50. Propuesta de modificación de la tasa actual de consumo de gas.

## VII.- CONCLUSIONES

La presente tesis tuvo como objetivo reproducir el comportamiento de las reservas y la producción de hidrocarburos en México utilizando el modelo de Hubbert, con la finalidad de estimar el impacto que tendrán los compromisos internacionales de México en materia de emisiones de gases efecto invernadero.

Para realizar este objetivo primero se analizó la teoría original de 1956 de Marion King Hubbert y su nueva teoría publicada en 1980 donde se describe con sumo cuidado los pasos a seguir para replicar su estudio para cualquier país. Después se analizaron tres modelos derivados (probabilístico y dos econométricos) del de Hubbert para evaluar si era conveniente usar el original o alguno de los derivados, se llegó a la decisión de usar el método original ya que en realidad ninguno de los modelos derivados abarca en su totalidad las variables involucradas en la producción del petróleo.

Una vez determinado el método que se iba a utilizar se dispuso a analizar los datos de hidrocarburos de PEMEX, los datos de producción y reservas se encuentran en los anuarios de PEMEX que están en su página de internet. En los datos se encontraron algunas irregularidades por lo que se trabajó con ellos promediándolos, redondeándolos y extrapolándolos para obtener datos consistentes y poder utilizarlos para los fines de esta tesis.

Para poder evaluar los dos modelos descritos en el capítulo 2 se calcularon los coeficientes de determinación de las curvas de Hubbert obtenidas con cada uno de los modelos y los datos históricos, al hacer esto se encontró que los coeficientes del modelo II



son mayores a los del modelo I lo cual hace que el modelo II replique mejor los datos históricos es el que se utilizó en el resto de la tesis.

Los resultados del modelo II se generaron para el total de hidrocarburos donde se utilizó como producción acumulada última 99,540 MMbpce, la producción hasta el 2014 62,135 MMbpce y de reservas probadas 37,405 MMbpce. Con esos datos se obtuvo que la diferencia de años entre el máximo de descubrimientos acumulados y el máximo de producción acumulada es de 28 años y que el pico para la producción ya se dio en el 2007, es decir, que después el 2007 la producción para el total de hidrocarburos irá bajando cada día más, siempre y cuando ni la tecnología ni las reservas cambien drásticamente ya que con un cambio así el pico de producción se podría recorrer hacia la derecha retardando la caída de producción en el tiempo.

Para el caso de los hidrocarburos líquidos las reservas probadas son de 26,427 MMb, la producción acumulada hasta el 2014 de 46,847 MMb y la producción acumulada última de 73,274 MMb, también se obtuvo una diferencia de tiempo de 28 años. El pico de producción ya sucedió en el 2006.

En el gas natural las reservas probadas son de 10,978 MMbpce, la producción acumulada hasta el 2014 de 15,288 MMbpce y la producción acumulada última de 26,266 MMbpce. Al igual que en el caso del total de HC y de HC líquidos la diferencia de tiempo es de 28 años, esto se debe a que todos los datos que utilizamos para estos tres casos están relacionados ya que el total de HC es la suma de los HC líquidos y del gas por lo tanto nos da la misma diferencia de tiempo. Para el caso de gas el pico de producción se dio en el 2009.

El pico de producción del gas es el pico que bajo las condiciones actuales se dará más tarde en el tiempo, esto es debido a que su porcentaje de producción histórica acumulada (58.20%) es menor que el porcentaje del total de HC (62.4%) y del porcentaje de HC líquidos (63.9%).

Se aplicó el modelo II de Hubbert para la producción de petróleo únicamente utilizando como reservas probadas son de 29,000 MMb, la producción acumulada hasta el 2014 de 42,901 MMb y la producción acumulada última de 71,901 MMb. En este caso la diferencia de tiempo es de 24 años. Para el caso del petróleo el pico de producción fue en el 2007.

Por último, se aplicó el modelo II para el consumo de petróleo con datos históricos de 1979 al 2015. Para el caso del petróleo se utilizó como reservas probadas las mismas que en el caso de producción, el consumo acumulado hasta el 2015 de 21,906 MMb y el consumo acumulado última de 50,906 MMb. La diferencia de tiempo para el consumo es mayor que para la producción (30 años). Para el caso del consumo del petróleo el pico se dará en el 2015.

Para el consumo de gas se trabajó con las mismas reservas probadas que el caso de la producción, pero con un consumo acumulado de 15,709 MMbpce, y el consumo acumulado último de 26,687 MMbpce. La diferencia de tiempo es de 36 años para el consumo de gas. El pico de consumo de gas se dio en el 2011, se observa que el pico del consumo de gas se dio antes que el de consumo de petróleo debido al reciente aumento en la demanda de este energético en el mercado.

El otro tema que se abordó en esta tesis fue el cambio climático y las restricciones que se deben tomar en cuenta para no tener problemas medioambientales en un futuro no

muy lejano. México tiene el 12° lugar a nivel mundial de emisiones de  $CO_2$  por lo que ha participado activamente en convenios para mitigar el cambio climático, en especial en el 2015 México adoptó nuevos compromisos en el acuerdo de París donde acordó trabajar para evitar que la temperatura del planeta se eleve 2°C.

En el 2009 se publicaron varios artículos en revistas de relevancia internacional acerca de las restricciones que se deben de tomar con cuenta para poder evitar el aumento de 2°C la temperatura promedio del planeta con respecto a los niveles preindustriales en el 2050. Aunque los diferentes autores de los distintos artículos difieren un poco en sus métodos y resultados todos concuerdan en que en promedio las emisiones no pueden superar 1.425 billones de emisiones de  $CO_2$  entre el 2000 y el 2050 para poder mantenernos por debajo de los 2°C.

Para encontrar las restricciones que marcan los artículos se usaron los datos de producción de petróleo, gas y carbón del 2000 al 2015 tomados del resumen estadístico de British Petroleum, al hacer el análisis de los datos históricos se encontró que la producción de petróleo del 2000 al 2015 fue de 218 Gt de  $CO_2$ , de gas fue de 102 Gt de  $CO_2$  y de carbón 392 Gt de  $CO_2$  obteniendo un total de 713 Gt de  $CO_2$ .

Según los artículos mencionados en la sección V.5 para no superar los 2°C la temperatura del planeta las emisiones no pueden superar 1.425 Tt de emisiones de  $CO_2$  entre el 2000 y el 2050, lo que significa que entre el 2016-2050 solo se podrían emitir 712 Gt de  $CO_2$ . Estas toneladas se reparten entre los tres principales combustibles según sus porcentajes de utilización quedando 217 Gt de  $CO_2$  de petróleo, 102 Gt de  $CO_2$  de gas y 391 Gt de  $CO_2$  de carbón.

Las emisiones restantes son la mitad de las emisiones que según los artículos máximo se pueden emitir entre el 2000 y el 2050, lo que nos dice que no estamos cumpliendo con esas expectativas ya que para el 2015 se han emitido el 50.05% de ellas.

México aporta el 2.10% de la producción mundial de hidrocarburos, el 4.29% de producción mundial de petróleo, 1.83% de la producción de gas y 0.21% de la producción de carbón por lo que México tiene las siguientes restricción de emisiones para el 2050 de acuerdo a sus porcentajes de producción mundial: 9 Gt de  $CO_2$  (20 MMMb) de petróleo, 1 Gt de  $CO_2$  (30 billones de piés cúbicos) de gas y 0.83 Gt de  $CO_2$  (826 Mt) de Carbón.

En México entre el 2000 y 2015 se emitieron 18 MMMb de petróleo, 28 billones de piés cúbicos de gas natural y 211 Mt de carbón lo que nos dice durante los próximos 35 años se tendrían que emitir lo mismo que emitimos los pasados 15 años.

Las restricciones de cambio climático que se obtuvieron para México se utilizaron en la sección VI.1 como una producción acumulada última modificada para poder generar unas nuevas curvas de Hubbert del petróleo y del gas.

Con estas nuevas restricciones y separando la producción de petróleo de la producción de hidrocarburos líquidos se obtuvo que la diferencia de tiempo entre el máximo de la producción acumulada de petróleo y el máximo de los descubrimientos acumulados es de 24 años. El pico de la producción se dio en el 2005.

Al extrapolaron los datos históricos para poder marcar una tenencia de producción real se encontró que para el 2036 México alcanzaría la producción acumulada última modificada, lo que indica que si México decidiera respetar las restricciones de cambio

climático y siguiera con la misma tasa de producción (0.0117) actual de petróleo se tendría que dejar de producir en el 2036 para no emitir más  $CO_2$  del que se debe.

Para evitar un escenario tan drástico se propuso una nueva tasa de producción la cual nos ayudaría a evitar la interrupción de la producción y a respetar las condiciones de cambio climático. Para el caso del petróleo lo propuesto es reducir 42.42% la producción para el siguiente año y luego ir la aumentando con una tasa de 0.0112.

El mismo procedimiento se llevó a cabo con la producción de gas donde se encontró que la diferencia de tiempo entre el máximo de la producción acumulada de gas y el máximo de los descubrimientos acumulados es de 28 años que es consistente con obtenido en la sección IV.3. Los picos sin embargo se movieron hacia la izquierda en el tiempo, es decir, se dieron o se darán años antes debido a las restricciones de cambio climático, bajo estas suposiciones el pico de producción se dio en 2003.

Al igual que para el caso del petróleo se hizo una extrapolación de la producción de gas donde se encontró que si se sigue con esta producción de gas (0.045) se tendría que dejar de usarlo en el 2026 para poder respetar las restricciones y no aumentar la temperatura promedio del planeta en 2°C. Para este caso se propone una reducción muy drástica de la producción, se propone reducir 69.5% la producción y luego aumentarla anualmente con una tasa de 0.009.

El último punto de la tesis es hacer el análisis de las curvas de Hubbert con las restricciones de cambio climático, pero en este caso para el consumo de los HC. Los datos sobre el consumo de crudo y de gas natural se obtuvieron de los Balances Nacionales de Energía.

Para el caso del crudo se tienen 29,000 MMb de reservas probadas, 21,906 MMb de consumo acumulado desde 1965 al 2015 y un consumo acumulado último de 42,437 MMb, este último modificado por las restricciones de cambio climático. Se obtuvo la mayor diferencia de tiempo entre el máximo de la producción acumulada de petróleo y el máximo de los descubrimientos acumulados de 30 años. Se encontró que el pico para el consumo se dio en 2009. Los picos se mostraron corridos a la derecha con respecto a la línea de tiempo debido a que el consumo acumulado es menor que la producción acumulada.

Como en el caso de la producción se hizo una extrapolación del consumo histórico para conocer con la tendencia del consumo actual en que año se llegará al consumo acumulado último. Al hacer esto se encontró que si se sigue con esta tasa de consumo (0.034) de consumo en el año 2038 se llegará al máximo de consumo respetando las restricciones de cambio climático.

La propuesta para el consumo de petróleo es reducir el consumo 27.7% con respecto al actual e ir aumentándolo con una tasa de 0.019.

Se hizo el mismo análisis de consumo para el caso del gas natural utilizando igualmente los datos del Balance Nacional de Energía, las reservas probadas son de 10,978 MMbpce, el consumo acumulado de 1965 al 2015 es de 15,709 MMbpce y el consumo acumulado último de 21,858 MMbpce. La diferencia entre el máximo de los descubrimientos acumulados y el máximo del consumo acumulado es el máximo que se obtuvo en este trabajo y es de 36 años. Se encontró que el pico para el consumo se dio en 2004, nuevamente notamos que los picos se mostraron corridos a la derecha con respecto a la línea de tiempo debido a las mismas razones que en el caso del petróleo.

Al extrapolar los datos de gas se obtuvo que si continuamos con la tasa actual de consumo (0.045) para el año 2023 se tendría que dejar de consumir gas para evitar el aumento de 2°C la temperatura promedio de planeta si se sigue con la tasa actual de consumo. La propuesta para el consumo de gas es reducir el consumo actual en un 76.7% con una tasa anual de 0.009.

Las propuestas para el gas son mucho más agresivas debido a que las tasas de producción y de consumo son mucho más grandes que las de petróleo por lo que las medidas que se tienen que tomar también lo son.

Como podemos observar con lo anterior México y el mundo depende mucho de los hidrocarburos por lo que si se quiere mantener por debajo del aumento de los 2°C de la temperatura en promedio mundial tendríamos que hacer grandes esfuerzos para disminuir las tasas de producción y de consumo en el país lo que tendría una repercusión directa con nuestro modo de vida.

## ANEXO A:

Los países que se encuentran dentro del anexo I de La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático son los siguientes:

Alemania, Australia, Austria, Bielorrusia, Bélgica, Bulgaria, Canadá, Croacia, Comunidad Económica Europea, Dinamarca, Eslovaquia, Eslovenia, España, Estados Unidos de América, Estonia, Federación de Rusia, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, Irlanda, Islandia, Italia, Japón, Letonia, Lituania, Liechtenstein, Luxemburgo, Mónaco, Noruega, Nueva Zelandia, Países Bajos, Polonia, Portugal, Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte, República Checa, Rumania, Suecia, Suiza, Turquía, Ucrania.

## ANEXO B:

Conversiones de Unidades			
6.10E-02	kg CO2	1	Pies cúbicos
454.5454545	kg CO2	1	Barriles
3.67	kg CO2	1	kg carbón

## ÍNDICE DE TABLAS:

- Tabla 1. Distribución de los cálculos dentro de la tesis.
- Tabla 2. Distribución de los cálculos con restricciones de cambio climático.
-



- **ÍNDICE DE GRAFICAS:**

- Gráfica 1. Curva generada por la ecuación (8) y los datos del anuario para el total de HC.
- Gráfica 2. Cálculo de la variable  $a$  para el total de HC.
- Gráfica 3. Cálculo de la variable  $b$  para el total de HC.
- Grafica 4. Curva de Hubbert y curva histórica para el total de HC.
- Gráfica 5. Curva generada por la ecuación (8) para los hidrocarburos líquidos.
- Gráfica 6. Cálculo de la variable  $a$  para los HC líquidos.
- Gráfica 7. Cálculo de la variable  $b$  para los HC líquidos.
- Grafica 8. Curva de Hubbert y curva histórica para los HC líquidos.
- Gráfica 9. Curva generada por la ecuación (8) y los datos de gas.
- Gráfica 10. Cálculo de la variable  $a$  para el gas.
- Gráfica 11. Cálculo de la variable  $b$  para el gas.
- Grafica 12. Curva de Hubbert y curva histórica para el gas.
- Gráfica 13. Cálculo de las variables para la producción total de HC.
- Gráfica 14. Cálculo de la diferencia de tiempo entre el pico de la producción acumulada y el pico de los descubrimientos acumulados.
- Gráfica 15. Descubrimientos acumulados probados, producción y reservas probadas del total de hidrocarburos utilizando las ecuaciones logísticas.
- Gráfica 16. Cálculo de las variables para la producción de HC líquidos.
- Gráfica 17. Cálculo de la diferencia de tiempo entre el pico de la producción acumulada de HC líquidos y el pico de los descubrimientos acumulados de HC líquidos.
- Gráfica 18. Descubrimientos acumulados probados, producción y reservas probadas de HC líquidos utilizando las ecuaciones logísticas.
- Gráfica 19. Cálculo de las variables para la producción de gas.
- Gráfica 20. Cálculo de la diferencia de tiempo entre el pico de la producción acumulada de gas y el pico de los descubrimientos acumulados de gas.

- Gráfica 21. Descubrimientos acumulados probados, producción y reservas probadas de gas utilizando las ecuaciones logísticas.
- Gráfica 22. Cálculo de las variables para la producción de petróleo.
- Gráfica 23. Cálculo de la diferencia de tiempo entre el pico de la producción acumulada de gas y el pico de los descubrimientos acumulados de petróleo.
- Gráfica 24. Descubrimientos acumulados probados, producción y reservas probadas de petróleo utilizando las ecuaciones logísticas.
- Gráfica 25. Cálculo de las variables para el consumo total de petróleo.
- Gráfica 26. Cálculo de la diferencia de tiempo entre el pico de consumo acumulado de petróleo y el pico de los descubrimientos acumulados del consumo de petróleo.
- Gráfica 27. Descubrimientos acumulados probados, consumo y reservas probadas utilizando las ecuaciones logísticas para consumo de petróleo.
- Gráfica 28. Cálculo de las variables para el consumo total de gas.
- Gráfica 29. Cálculo de la diferencia de tiempo entre el pico de consumo acumulado de gas y el pico de los descubrimientos acumulados de gas.
- Gráfica 30. Descubrimientos acumulados probados, consumo y reservas probadas utilizando las ecuaciones logísticas para consumo de gas.
- Gráfica 31. Cálculo de las variables para la producción total de petróleo.
- Gráfica 32. Cálculo de la diferencia de tiempo entre el pico de la producción acumulada de petróleo y el pico de los descubrimientos acumulados de petróleo.
- Gráfica 33. Descubrimientos acumulados probados, producción y reservas probadas de gas utilizando las ecuaciones logísticas y las restricciones de cambio climático.
- Gráfica 34. Comparación de las curvas de Hubbert y la curva de producción de petróleo con las restricciones de cambio climático.
- Gráfica 35. Propuesta de modificación de la tasa actual de producción de petróleo.
- Gráfica 36. Cálculo de las variables para la producción total de gas.
- Gráfica 37. Cálculo de la diferencia de tiempo entre el pico de la producción acumulada de gas y el pico de los descubrimientos acumulados de gas.

- Gráfica 38. Descubrimientos acumulados probados, producción y reservas probadas de gas utilizando las ecuaciones logísticas y las restricciones de cambio climático.
- Gráfica 39. Comparación de las curvas de Hubbert y la curva de producción de gas con las restricciones de cambio climático.
- Gráfica 40. Propuesta de modificación de la tasa actual de producción de gas.
- Gráfica 41. Cálculo de las variables para el consumo total de petróleo.
- Gráfica 42. Cálculo de la diferencia de tiempo entre el pico de consumo acumulado de petróleo y el pico de los descubrimientos acumulados de petróleo.
- Gráfica 43. Descubrimientos acumulados probados, consumo y reservas probadas utilizando las ecuaciones logísticas y las restricciones de cambio climático.
- Gráfica 44. Comparación de las curvas de Hubbert y la curva de consumo de petróleo con las restricciones de cambio climático.
- Gráfica 45. Propuesta de modificación de la tasa actual de consumo de petróleo.
- Gráfica 46. Cálculo de las variables para el consumo total gas.
- Gráfica 47. Cálculo de la diferencia de tiempo entre el pico de consumo acumulado de gas y el pico de los descubrimientos acumulados de gas.
- Gráfica 48. Descubrimientos acumulados probados, consumo y reservas probadas utilizando las ecuaciones logísticas y las restricciones de cambio climático.
- Gráfica 49. Comparación de las curvas de Hubbert y la curva de consumo de gas con las restricciones de cambio climático.
- Gráfica 50. Propuesta de modificación de la tasa actual de consumo de gas.

## **ÍNDICE DE FIGURAS:**

- Figura 1. Relación matemática que involucra el ciclo completo de producción de cualquier recurso agotable. (Hubbert 1956, p.10).
- Figura 2. Producción de petróleo crudo en Estados Unidos. (Hubbert, 1956, fig. 5)

- Figura 3. Estimación de dos ciclos completos de la producción de petróleo crudo en Estados Unidos basado en una reserva última de 150 y 200 mil millones (billones) de barriles. (Hubbert, 1956, Fig. 21).
- Figura 4. Curva de Hubbert 1956 y la producción histórica de Estados Unidos. Esta grafica no muestra la producción de shale gas desde 2008. (Criqui, 2012, fig. 1)
- Figura 5. Estimación de la producción mundial de petróleo crudo basado en una reserva última de 2150 mil millones (billions) de barriles. (Hubbert, 1956, Fig. 20).
- Figura 6. Variación de la producción acumulada  $Q_p$ , Reservas probadas  $Q_r$  y los descubrimientos acumulados  $Q_d$  durante un ciclo completo de producción. (Hubbert, 1980, Fig. 12).
- Figura 7. Producción acumulada, reservas probadas y los descubrimientos acumulados de Estados Unidos de 1900-1962. (Hubbert, 1980, Fig. 14).
- Figura 8. Método gráfico para la determinación de la constante  $a$  en la ecuación logística. (Hubbert, 1980, Fig. 15).
- Figura 9. Tasas de producción y de descubrimiento probados durante un ciclo completo de producción. (Hubbert, 1980, Fig. 13).
- Figura 10. Descubrimientos acumulados probados, producción y reservas probadas del petróleo de Estados Unidos utilizando las ecuaciones logísticas. (Hubbert, 1980, Fig. 16).
- Figura 11. Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos. Adaptado de Petroleum Resources Management System, 2007. (RIPEMEX).
- Figura 12. Evolución de las reservas (MMMbpce). (PEMEX, 2015).
- Figura 13. Relación reserva-producción. (PEMEX, 2015).
- Figura 14. Impactos generalizados en un mundo cambiante. Patrones globales de los impactos en los últimos decenios atribuidos al cambio climático.
- Figura 15. Promedio de las tasas de cambio en la distribución (km por decenio) para grupos taxonómicos marinos basados en observaciones en el período 1900-2010.
- Figura 16. Resumen de los impactos estimados de los cambios climáticos observados en relación con los rendimientos en el período 1960-2013 para cuatro

cultivos importantes en regiones templadas y tropicales, con el número de puntos de datos analizados entre paréntesis para cada categoría. (IPCC, 2014).

## **ACRONIMOS:**

- AEH: La hipótesis de expectativas adaptativas.
- ASPO: The Association for the Study of Peak Oil and Gas.
- BP: British Petroleum.
- CCVC: Contaminantes Climáticos de Vida Corta.
- CMNUCC: La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.
- CNUDB: El Convenio sobre la Diversidad Biológica.
- CNULD: La Convención de Lucha contra la Desertificación.
- COP: Conferencia de las Partes.
- EPA: Agencia para la Protección del Medio Ambiente.
- GEI: Gases de Efecto Invernadero.
- IEA: Agencia Internacional de Energía.
- INDCs: Contribuciones Previstas Determinadas a Nivel Nacional.
- INECC: Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático.
- IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change.
- OCDE: Organización de Cooperación y Desarrollo Económico.
- OMNU: Organización de las Naciones Unidas.
- OPEC: Organization of the Petroleum Exporting Countries.
- PEMEX: Petróleos Mexicanos.
- PIB: Producto Interno Bruto.
- REH: hipótesis de expectativas racionales
- RMSD: The root mean square deviation.
- SEC: Securities and Exchange Commission.
- UNFCCC: United Nation Framework Convention on Climate Change.

## UNIDADES:

- MMb: Millones de barriles.
- MMbpce: Millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
- MMMpc: Mil millones de petróleo crudo.
- Mt: Mega toneladas.
- Gt: Gigatoneladas.
- Tt: teratoneladas.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] Hubbert, M.K. (1956). *Nuclear Energy and fossil fuels*. Drilling and Production practice, 95, 1-40.
- [2] Towler, B. (2014). *The future of oil and Hubbert's peak oil theory*. Peak Oil Theory.
- [3] Criqui, P. (2012). *The peak oil myth or impending doom?*. Cahier de recherche n° 16, 1-19.
- [4] Flores González J.E. (2011). *La teoría del pico de Hubbert: implicaciones en México y el mundo*. Fundación Rafael Preciado. Documento de Trabajo No. 414.
- [5] Lunch, M.C. (2004). *The new pessimism about petroleum resources: Debunking the "Hubbert model" (and modelers)*. Minerals and Energy.
- [6] Maugeri, L. (2006). *The cheers for expensive oil*. Foreign Affairs, Vol. 85, Number 2.
- [7] Hubbert, King M. (1980). *Techniques of prediction as applied to production of oil and gas*. National Bureau of Standards, oil and gas modeling. Special publication no. 631 pag. 16-141.
- [8] Bertrand, M. (2011). *Oil Production: A probabilistic model of the Hubbert curve*. TOC, 27, 434-449
- [9] Bartlett, A. (2000). *An analysis of U.S. and World Oil Production Patterns Using Hubbert-Style Curves*. Mathematical Geology, 32, 1-17.

- [10] Kaufmann, R. (2011). *Oil production in the lower 48 states. Reconciling curve fitting and econometric models*. Resources and Energy, 13, 111-127.
- [11] Kaufman, G.M. (1975). *Statistical Analysis of the Size Distribution of Oil and Gas Discovery*. Studies in Petroleum Exploration, 1.
- [12] Hubbert, M.R. (1969). *Energy Sources*. Resources and Man. National Research Council Committee on resources and Man.
- [13] Uhler, R.S. (1976). *Costs and supply in petroleum Exploration: The case of Alberta*. Canadian Journal of Economics, 9, 71-90.
- [14] Pesaran, M.H. (1989). *An Economic Analysis of Exploration and Extraction of Oil on the UK Continental Shelf*. Oxford Institute for Energy Studies, EE7, 1-36.
- [15] PEMEX. (2015). Reservas de hidrocarburos. 13 de junio 2016, de PEMEX Sitio web: [http://www.pemex.com/ayuda/preguntas\\_frecuentes/Paginas/reservas\\_hidrocarburos.aspx](http://www.pemex.com/ayuda/preguntas_frecuentes/Paginas/reservas_hidrocarburos.aspx).
- [16] PEMEX. (2015). Reservas de hidrocarburos de México al 1 de enero de 2015. 13 de Junio 2016, de PEMEX Sitio web: [http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Reservas%20de%20Hidrocarburos%20Archivos/20150909%20Reservas%20al%201%20de%20enero%202015\\_e.pdf](http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Reservas%20de%20Hidrocarburos%20Archivos/20150909%20Reservas%20al%201%20de%20enero%202015_e.pdf)
- [17] RiPEMEX (PEMEX relación con Inversionistas). Definiciones básicas, Capitulo 21. 13 de junio 2016, de PEMEX Sitio web: <http://www.ri.pemex.com/files/content/Capitulo%2021.pdf>
- [18] PEMEX. (2014). Acerca de.... 16 de Junio 2016, de PEMEX Sitio web: <http://www.pemex.com/acerca/Paginas/default.aspx>
- [19] PEMEX. (2016). Evaluaciones de Reservas de Hidrocarburos. 3 de Octubre 2016, de PEMEX Sitio web: <http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/evaluaciones-reservas.aspx>
- [20] IPCC. (2001). Anexo B. Glosario de términos. 3 de Octubre 2016, de IPCC Sitio web: <https://www.ipcc.ch/pdf/glossary/tar-ipcc-terms-sp.pdf>

- [21] IPCC. (2014). Cambio climático 2014: Impactos, adaptación y vulnerabilidad. 3 de Octubre 2016, de IPCC Sitio web: [https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg2/ar5\\_wgII\\_spm\\_es.pdf](https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg2/ar5_wgII_spm_es.pdf)
- [22] United Nations Framework Convention on Climate Change. (2014). Protocolo de Kiyoto. 4 de Octubre 2016, de UNFCCC Sitio web: [http://unfccc.int/portal\\_espanol/informacion\\_basica/protocolo\\_de\\_kyoto/organizacion/items/6217.php](http://unfccc.int/portal_espanol/informacion_basica/protocolo_de_kyoto/organizacion/items/6217.php)
- [23] Consejo Europeo. (2016). Acuerdos internacionales sobre actuación en materia climática. 4 de Octubre 2016, de Consejo de la Unión Europea Sitio web: <http://www.consilium.europa.eu/es/policies/climate-change/international-agreements-climate-action/>
- [24] United Nations Framework Convention on Climate Change. (2014). La convención del cambio climático. 4 de Octubre del 2016, de UNFCCC Sitio web: [http://unfccc.int/portal\\_espanol/informacion\\_basica/la\\_convencion/objetivos/items/6199.php](http://unfccc.int/portal_espanol/informacion_basica/la_convencion/objetivos/items/6199.php)
- [25] INECC. (2010). ¿Qué se está haciendo para mitigar el cambio climático?. 5 de Octubre 2016, de INECC Sitio web: <http://cambioclimatico.inecc.gob.mx/comprendercc/qsehaceparamitigarelcc/ambitonacional.html>
- [26] INECC. (2015). México Comunica a Las Naciones Unidas sus Compromisos de Mitigación y Adaptación ante el Cambio Climático para el Período 2020 - 2030. 4 de Octubre 2016, de INECC Sitio web: <http://www.inecc.gob.mx/acerca/difusion-cp-inecc/1279-indc>
- [27] gob.mx. (2015). Los compromisos de México ante el Cambio Climático. 4 de Octubre 2016, de Gob.mx Sitio web: <http://www.gob.mx/gobmx/articulos/los-compromisos-de-mexico-ante-el-cambio-climatico>
- [28] Meinshausen, et al (2009). Greenhouse-gas emission targets for limiting global warming to 2 6C. Nature, 458, 1158-1163.
- [29] Allen, et al. (2009). Warming caused by cumulative carbon emissions towards the trillionth tonne. Nature, 458, 1163-1166.



- [30] McGlade, Christophe & Ekins, Paul. (2015). The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2 °C. *Nature*, 517, 187-190.
- [31] Energy Information Administration (EIA). (2016). Total Petroleum and Other Liquids Production 2015. 9 de noviembre 2016, de EIA Sitio web: [http://www.eia.gov/beta/international/rankings/#?product=53-1&cy=2015&pid=53&aid=1&tl\\_id=1-A&tl\\_type=a](http://www.eia.gov/beta/international/rankings/#?product=53-1&cy=2015&pid=53&aid=1&tl_id=1-A&tl_type=a)
- [32] BP. (2016). Energy Charting tool. 9 de noviembre 2016, de BP Sitio web: <http://tools.bp.com/energy-charting-tool.aspx#/st/oil/dt/production/unit/KBD/region/NOA/SCA/EU/MIE/AFR/AP/view/area/>
- [33] United Nations Framework Convention on Climate Change. Manual del Sector de la Energía. 16 de diciembre 2016, de United Nations Framework Convention on Climate Change Sitio web: [https://unfccc.int/files/national\\_reports/non-annex\\_i\\_natcom/training\\_material/methodological\\_documents/application/pdf/7-bis-handbook-on-energy-sector-fuel-combustion.pdf](https://unfccc.int/files/national_reports/non-annex_i_natcom/training_material/methodological_documents/application/pdf/7-bis-handbook-on-energy-sector-fuel-combustion.pdf)
- [34] Secretaria de Energía. (2016). Balance Nacional de Energía. 14 de febrero 2017, de Secretaria de Energía Sitio web: <https://www.gob.mx/sener/documentos/balance-nacional-de-energia>
- [35] Banco Mundial. (2017). Rentas del petróleo. 25 de abril 2017, de Banco Mundial Sitio web: <http://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.PETR.RT.ZS>
- [36] BP. (2016). Statistical Review. 25 de abril 2017, de BP Sitio web: <https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>

