



FACULTAD DE ECONOMÍA UNAM

El desarrollo sustentable de la
producción petrolera de la región
Ku Maloob Zaap ante el declive de
Cantarell, de 2002 - 2011

T E S I N A
P O R D I P L O M A D O

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
LICENCIADO EN ECONOMÍA

PRESENTA

ARIEL MÚZQUIZ YABER



ASESOR DE TESINA:
MTRO ALFREDO CÓRDOBA KUTHY

MÉXICO D.F.

2012



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

EL DESARROLLO SUSTENTABLE DE LA PRODUCCIÓN PETROLERA DE LA REGIÓN KU MALOOB ZAAP ANTE EL DECLIVE DE CANTARELL, DE 2002-2011

INDICE

1. MARCO TEÓRICO	4
1.1 CARACTERÍSTICAS DEL PETRÓLEO	4
CUADRO 1. CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO	4
CUADRO 2. CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL DEL PETRÓLEO.....	6
1.2 PROCESOS DE EXTRACCIÓN PETROLERA.....	7
1.3 FASES DE DECLINACIÓN	9
FIGURA 1. FASES DE DECLINACIÓN DE LOS POZOS PETROLEROS	11
1.4 CARACTERÍSTICAS DE KU MALOOB ZAAP	12
FIGURA 2. LOCALIZACIÓN DE KMZ.....	13
2. MARCO HISTORICO.....	16
GRÁFICA 1. PORCENTAJE DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL PAÍS PROVENIENTE DE KMZ.....	18
GRÁFICA 2. PRODUCCIÓN PROMEDIO ANUAL DE CRUDO EN KMZ.....	18
FIGURA 3. DIVISIÓN DE PEMEX.....	21
GRÁFICA 3. PORCENTAJE DE LA PRODUCCIÓN DEL PAÍS PROVENIENTE DE CANTARELL	22
3. PRODUCCIÓN PETROLERA NACIONAL	24
3.1 PRODUCCIÓN NACIONAL.....	24
GRÁFICA 4. PRODUCCIÓN ANUAL TOTAL DE CRUDO.....	24
.....	24
GRÁFICA 5. PRODUCCIÓN ANUAL TOTAL Y DE CANTARELL DE CRUDO.....	26
CUADRO 3. TASAS DE CRECIMIENTO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL TOTAL Y DE CANTARELL DE CRUDO	26
3.2 RÉGIMEN FISCAL	28
CUADRO 4. COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DEL PRECIO DE LA MEZCLA MEXICANA DE PETRÓLEO	30
CUADRO 5. RÉGIMEN FISCAL VIGENTE DE PEMEX.....	33
CUADRO 6. TÉRMINOS TEÓRICOS Y PORCENTUALES DEL RÉGIMEN FISCAL DE PEMEX	34
3.3 COMERCIO INTERNACIONAL	37
GRÁFICA 6. VOLUMEN DEL COMERCIO INTERNACIONAL DE CRUDO Y SUS DERIVADOS	37
CUADRO 7. BALANZA DE COMERCIO EXTERIOR DE HIDROCARBUROS Y SUS DERIVADOS ..	38
3.4 RESERVAS PETROLERAS	41
FIGURA 4. RESERVAS DE PETRÓLEO POR REGIÓN, 1996-2006.....	43

GRÁFICA 7. RELACIÓN RESERVA (1P)/PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	44
GRÁFICA 8. TASA DE RESTITUCIÓN DE RESERVAS PROBADAS (1P), 2004-2010	45
3.4.1 REGIÓN MARINA NORESTE	46
GRÁFICA 9. RESERVAS DE CRUDO EN LA REGIÓN MARINA NORESTE AL PRIMERO DE ENERO DE 2011	47
4. CANTARELL	49
4.1 PRODUCCIÓN	49
GRÁFICA 10. PRODUCCIÓN POR CAMPOS DEL COMPLEJO CANTARELL	49
4.2 FASES DE DECLINACIÓN	50
GRÁFICA 11. PRODUCCIÓN MENSUAL DE CANTARELL	51
CUADRO 8. INGRESOS PERDIDOS POR BAJA EN LA PRODUCCIÓN DE CANTARELL (2006-2009)	53
CUADRO 9. VALOR ECONÓMICO GENERADO POR LOS PRINCIPALES PROYECTOS	54
5. KU MALOOB ZAAP	56
5.1 PLAN DE OCHO AÑOS	56
GRÁFICA 12. PRODUCCIÓN MENSUAL DE KMZ	57
5.2 SUSTITUTO DE CANTARELL	59
GRÁFICA 13. PRODUCCIÓN ANUAL DE CANTARELL Y KMZ	59
GRÁFICA 14. PRODUCCIÓN MENSUAL DE CANTARELL Y KMZ	60
GRÁFICA 15. PORCENTAJE DE LA PRODUCCIÓN DEL PAÍS PROVENIENTE DE KMZ	61
GRÁFICA 16. PRODUCCIÓN POR CAMPOS DEL COMPLEJO CANTARELL	63
GRÁFICA 17. VARIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO, 2003 - 2010	63
GRÁFICA 18. VARIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE 2010 A 2011 PRIMER TRIMESTRE	65
5.3 FASES DE DECLINACIÓN	66
5.3.1 KU	66
GRÁFICA 19. PRODUCCIÓN MENSUAL DE KU	66
5.3.2 MALOOB	67
GRÁFICA 20. PRODUCCIÓN MENSUAL DE MALOOB	67
5.3.3 ZAAP	68
GRÁFICA 21. PRODUCCIÓN MENSUAL DE ZAAP	68
5. CONCLUSIONES	70
BIBLIOGRAFÍA	74

ÍNDICE DE FIGURAS

CUADRO 1. CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO	4
CUADRO 2. CLASIFICACIÓN INTERNACIONAL DEL PETRÓLEO	6
FIGURA 1. FASES DE DECLINACIÓN DE LOS POZOS PETROLEROS	11

FIGURA 2. LOCALIZACIÓN DE KMZ.....	13
GRÁFICA 1. PORCENTAJE DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL PAÍS PROVENIENTE DE KMZ.....	18
GRÁFICA 2. PRODUCCIÓN PROMEDIO ANUAL DE CRUDO EN KMZ	18
FIGURA 3. DIVISIÓN DE PEMEX	21
GRÁFICA 3. PORCENTAJE DE LA PRODUCCIÓN DEL PAÍS PROVENIENTE DE CANTARELL	22
GRÁFICA 4. PRODUCCIÓN ANUAL TOTAL DE CRUDO	24
GRÁFICA 5. PRODUCCIÓN ANUAL TOTAL Y DE CANTARELL DE CRUDO	26
CUADRO 3. TASAS DE CRECIMIENTO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL TOTAL Y DE CANTARELL DE CRUDO	26
CUADRO 4. COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DEL PRECIO DE LA MEZCLA MEXICANA DE PETRÓLEO.....	30
CUADRO 5. RÉGIMEN FISCAL VIGENTE DE PEMEX.....	33
CUADRO 6. TÉRMINOS TEÓRICOS Y PORCENTUALES DEL RÉGIMEN FISCAL DE PEMEX	34
GRÁFICA 6. VOLUMEN DEL COMERCIO INTERNACIONAL DE CRUDO Y SUS DERIVADOS	37
CUADRO 7. BALANZA DE COMERCIO EXTERIOR DE HIDROCARBUROS Y SUS DERIVADOS	38
FIGURA 4. RESERVAS DE PETRÓLEO POR REGIÓN, 1996-2006	43
GRÁFICA 7. RELACIÓN RESERVA (1P)/PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	44
GRÁFICA 8. TASA DE RESTITUCIÓN DE RESERVAS PROBADAS (1P), 2004-2010	45
GRÁFICA 9. RESERVAS DE CRUDO EN LA REGIÓN MARINA NORESTE AL PRIMERO DE ENERO DE 2011	47
GRÁFICA 10. PRODUCCIÓN POR CAMPOS DEL COMPLEJO CANTARELL.....	49
GRÁFICA 11. PRODUCCIÓN MENSUAL DE CANTARELL	51
CUADRO 8. INGRESOS PERDIDOS POR BAJA EN LA PRODUCCIÓN DE CANTARELL (2006-2009)	53
CUADRO 9. VALOR ECONÓMICO GENERADO POR LOS PRINCIPALES PROYECTOS	54
GRÁFICA 12. PRODUCCIÓN MENSUAL DE KMZ	57
GRÁFICA 13. PRODUCCIÓN ANUAL DE CANTARELL Y KMZ.....	59
GRÁFICA 14. PRODUCCIÓN MENSUAL DE CANTARELL Y KMZ.....	60
GRÁFICA 15. PORCENTAJE DE LA PRODUCCIÓN DEL PAÍS PROVENIENTE DE KMZ.....	61
GRÁFICA 16. PRODUCCIÓN POR CAMPOS DEL COMPLEJO CANTARELL.....	63
GRÁFICA 17. VARIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO, 2003 - 2010	63
GRÁFICA 18. VARIACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE 2010 A 2011 PRIMER TRIMESTRE	65
GRÁFICA 19. VARIACIÓN MENSUAL DE KU	66
GRÁFICA 20. PRODUCCIÓN MENSUAL DE MALOOB.....	67
GRÁFICA 21. PRODUCCIÓN MENSUAL DE ZAAP.....	68

INTRODUCCIÓN

Debido a que los ingresos por petróleo representan más del 30% de los ingresos federales, este tema es de suma importancia, ya que el yacimiento de Cantarell que históricamente ha sido el más importante de México tanto en producción como en valor, empezó la fase de declive en su producción en el año 2006, por lo que el activo Ku Maloob Zaap se ha vuelto desde 2009 el líder en producción de crudo a nivel nacional.

Debido a la sempiterna debilidad fiscal de México, ya que es uno de los países que menos recauda de impuestos como porcentaje del PIB, se ha abusado de los ingresos petroleros utilizándolos para paliar la baja recaudación fiscal; razón por la cual los yacimientos petroleros son explotados sin ningún plan de desarrollo sustentable, razón por lo cual terminan su vida útil en pocos años.

Así es necesario analizar si la producción de KMZ puede ser maximizada con el fin de que su etapa de madurez se prolongue por mucho más tiempo del que duro en el caso de Cantarell, buscando que pueda prolongarse como ha sido el caso de los campos petroleros noruegos y de Alaska.

Es por este motivo que es de suma importancia generar un cambio en la forma de explotación de los yacimientos petroleros, principalmente de KMZ que se ha vuelto el más importante actualmente.

OBJETIVO

Analizar la producción petrolera en México, comparando la producción de Cantarell y la de la región KMZ a partir del 2002, para determinar si a partir de las lecciones aprendidas en Cantarell, la producción de KMZ puede ser maximizada con el fin de postergar su declinación.

OBJETIVOS PARTICULARES

Realizar una comparativa de los yacimientos petroleros, en términos de barriles diarios, para observar si ha existido una explotación sustentable del petróleo en el pasado.

Analizar la explotación indiscriminada que se realizó en Cantarell, con el fin de conocer los errores que han llevado a su rápida declinación.

Presentar posibles escenarios y alternativas que le permitan a Pemex un mejor control de sus recursos.

1. MARCO TEÓRICO

1.1 Características del petróleo

El petróleo es un aceite oscuro llamado hidrocarburo ya que está compuesto principalmente de carbón e hidrógeno, con algunos elementos de azufre y nitrógeno, variando su composición química debido a su origen geológico y geográfico¹.

“La industria mundial de hidrocarburos líquidos clasifica el petróleo de acuerdo con su densidad API (parámetro internacional del Instituto Americano del Petróleo, que diferencia las calidades del crudo)”².

Cuadro 1. Clasificación del petróleo

Aceite crudo	Densidad (g/ cm³)	Densidad grados API
Extrapesado	>1.0	10.0
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Superligero	< 0.83	> 39

Fuente: Instituto Mexicano del Petróleo (2011)

¹ (IMP, 2011)

² Ibid

En México se preparan tres distintas variedades de petróleo crudo para su exportación: Istmo, Maya y Olmeca.

- **Istmo:**

Ligero con densidad de 33.6 grados API y 1.3% de azufre en peso.

- **Maya:**

Pesado con densidad de 22 grados API y 3.3% de azufre en peso.

- **Olmeca:**

Superligero con densidad de 39.3 grados API y 0.8% de azufre en peso.

En el cuadro 2 observamos que si comparamos con el resto de los tipos de petróleo internacionales, encontramos que a mayor grados API, mayor es el valor del petróleo y así mismo mayor es su demanda ya que el proceso de refinación es más simple y su calidad es mayor.

Cuadro 2. Clasificación Internacional del Petróleo

País	Tipo	Cotización (dólares por barril)		API
		Julio, 2000	Julio, 2006	
Medio Oriente	Arabian Light	40.00	68.89	40°
Noruega	Brent	28.66	73.66	38°
Asia	Dubai	26.19	69.17	31°
EE.UU.	West Texas Intermediate (WTI)	30.06	74.33	39°
México	Maya (pesado)	23.41	56.82	21.57°
	Istmo (ligero)	28.12	67.89	33.44°
	Olmeca (superligero)	29.21	73.59	38.30°

Fuente: (INEGI, s.f.)

Por lo que podemos ver que el petróleo tipo Maya es el más barato de la lista por su característica de crudo pesado, sin embargo su alto grado de producción en el país lo colocan como el generador más importante de ingresos entre los tres tipos de petróleo.

El petróleo es un bien fundamental, “denominamos mercancías fundamentales a todas aquellas mercancías que juegan un papel esencial ya sea en los procesos de producción o de consumo”³.

Se considera que un recurso no renovable como lo es el petróleo, ha llegado a su agotamiento cuando se ha

³ (Castaingts, 2009), pp. 45

utilizado el 80% de este, ya que se convierte en un recurso escaso. Así mismo se debe de considerar que la cantidad de reservas no depende únicamente de la disponibilidad del petróleo, sino también de sus costos de extracción, los precios del mercado y la eficiencia en la exploración⁴.

1.2 Procesos de extracción petrolera

La extracción petrolera constituye una actividad económica primaria ya que solo implica la pura extracción del recurso y no su transformación.

(Enkerlin Hoeflich, 1997)

Para la extracción del petróleo existen distintas etapas en los procesos de extracción:

- **Recuperación primaria:** Este proceso consiste en la extracción del petróleo por medio de energía natural y por el bombeo neumático de los pozos, se refiere a una extracción natural de los pozos.
- **Recuperación secundaria:** Estos procesos están encaminados a mantener la presión en los pozos, por lo que consisten en la inyección de distintos gases como el nitrógeno, gas y el metano; aunque también

⁴ (Enkerlin, 1997)

esta fase de recuperación abarca la inyección de agua.

- **Recuperación terciaria:** Estos procesos son químicos, térmicos o miscibles y biológicos⁵.

La recuperación primaria es la que menor costos de producción y ambientales representa ya que no se utilizan elementos externos.

La recuperación secundaria incrementa los costos de producción ya que es necesaria la inyección de gases para extraer el petróleo.

La recuperación terciaria es la que tiene mayores costes de producción ya que se incrementa la complejidad para la extracción.

Entonces entre mayor sea la complejidad de la extracción mayores serán los costos, ya que el “aumento se explica por un incremento de los precios y el consumo de gases para bombeo neumático; mayores gastos de mantenimiento; el aumento de los precios de los equipos y

⁵ (Lajous, 2009)

servicios asociados a la producción y la madurez promedio de los campos petroleros”⁶

Un problema técnico importante es que la explotación indiscriminada de un manto petrolero lleva a que se reduzca su capacidad total, ya que el pozo se empieza a llenar de agua salada más rápidamente y provoca la pérdida de presión del pozo razón por la cual se llega a los límites máximos del manto en un menor tiempo y extrayendo una menor cantidad de barriles, que si se hubiera explotado de una manera sustentable lo que prolongaría su etapa de madurez y por ende la cantidad de barriles de petróleo recuperados.

1.3 Fases de declinación

Las nuevas tecnologías permiten un mejor barrido del pozo, lo que eleva los factores de recuperación, pero a la vez incrementan la velocidad de declinación.

Podemos observar que durante el periodo 2005-2011 las compañías petroleras han apostado por utilizar tecnologías que aumenten la recuperación final de los campos descubiertos, así han surgido nuevas tecnologías de

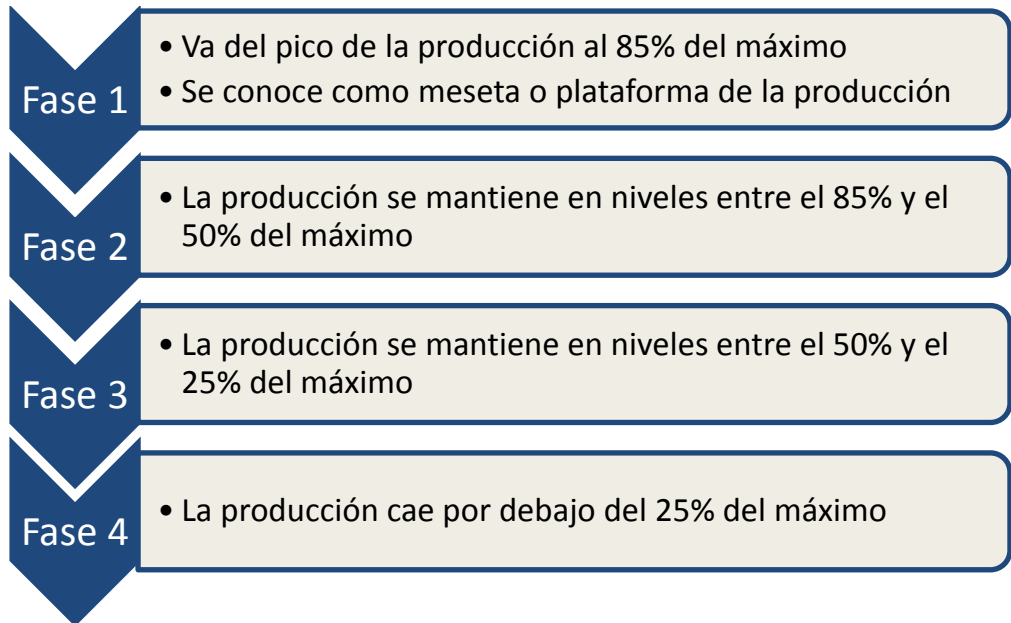
⁶ (PEMEX, 2008)

explotación como es la perforación de pozos multilaterales, mejores fracturamientos hidráulicos y métodos de recuperación mejorada, todo esto gracias a avances en software computacional que permite mejorar la administración de los yacimientos; este tipo de tecnologías están siendo desarrolladas principalmente por las compañías internacionales más importantes del mundo, Exxon, British Petroleum, Chevron, Petrobras, Shell, etc.⁷

La Agencia Internacional de Energía (AIE), ha formulado cuatro fases para identificar la declinación de los campos gigantes de crudo.

⁷ (CNH, 2011)

Figura 1. Fases de declinación de los pozos petroleros



Fuente: Elaboración propia con datos de Lajous (2009) y Barbosa (2011)

“Una vez alcanzado el pico, la primera etapa de la declinación corresponde a la de la plataforma de producción, que se refiere al periodo en el que la extracción se mantiene por arriba del 85 por ciento del nivel máximo. La segunda fase va del fin de la plataforma hasta que la producción desciende al 50 por ciento de su volumen pico. La tercera fase corresponde al periodo en el que la producción cae al 25 por ciento de su nivel máximo y en la cuarta fase la extracción converge asintóticamente

a cero, a tasas de declinación más estables y moderadas”⁸.

Es importante destacar que de acuerdo a estas fases, la llegada al pico de la producción no significa una catástrofe, ya que significa el inicio de la madurez del pozo y es el periodo en el que ofrecerá los mayores volúmenes de producción y recuperación de crudo, de ahí la importancia de enfocar los esfuerzos en prolongar la fase de madurez.

1.4 Características de Ku Maloob Zaap

Según lo informa PEMEX, el activo petrolero Ku Maloob Zaap (KMZ) se encuentra ubicado frente a las costas de los estados de Campeche y Tabasco, a 105 km. al noreste de Ciudad del Carmen.

Ku Maloob Zaap abarca un área de aproximadamente 149.5 km², siendo en la actualidad el principal productor de crudo en el país⁹.

⁸ (Lajous, 2009)

⁹ (PEMEX, 2011)

En el siguiente mapa podemos observar la ubicación exacta del yacimiento y de cada uno de los pozos que lo conforman, así como su cercanía con el complejo Cantarell.

Figura 2. Localización de KMZ



Fuente: PEMEX

En la actualidad el activo KMZ se conforma por los campos Ku, Maloob, Zaap, Bacab y Lum, los cuales toman su

nombre debido a la cultura maya predominante en la zona de Campeche y Yucatán¹⁰.

En lengua maya su significado es el siguiente:

- Ku - Nido
- Maloob - Bueno
- Zaap - Braza
- Bacab - Columna
- Lum – Tierra

El yacimiento Ku Maloob Zaap es productor de petróleo maya, ya que es el que predomina en la zona con más del 99% de su producción y con la fracción restante corresponde a crudo ligero.¹¹

El activo KMZ se encuentra próximo a entrar en su fase de madurez, por lo que su potencial económico depende de cuanto tiempo se pueda prolongar dicha fase, para lo que es necesario un plan de explotación y administración del yacimiento, con el fin evitar la explotación indiscriminada como la que sufrió Cantarell.

¹⁰ (PEMEX, 2011)

¹¹ (SENER, 2011)

Este es un tema que debido a su actualidad, la información al respecto es limitada y generalmente la existente solo se concentra en estudiar el rápido deterioro de la producción en Cantarell, pero realmente no se centran en hablar de la producción en KMZ y compararlas con el fin de que las lecciones aprendidas en Cantarell sirvan para lograr el desarrollo sustentable de la producción de KMZ.

2. MARCO HISTORICO

La historia del petróleo en México es muy extensa, sin embargo debido a los límites de este trabajo solamente nos enfocaremos en la historia ocurrida a partir de 1970 y hasta 2002, poniendo especial atención en los yacimientos de las regiones de Cantarell y de KMZ, así como a los cambios institucionales más importante ocurridos durante dicho periodo.

A partir de 1970 se da un drástico incremento en las importaciones de gasolinas y diesel, orientando la demanda de petrolíferos hacia los destilados ligeros e intermedios.” El consumo nacional aparente de gasolinas se elevó a una tasa media anual de 7%, de 1965 a 1970, comparado con 4.8% en el quinquenio anterior. Ante esta situación, Pemex presenta un programa de desarrollo para el área de refinación, que perseguía fundamentalmente mejorar el aprovechamiento del crudo, con el fin de adecuar la producción, tanto en cantidad como en calidad, a los requerimientos de la demanda”¹².

En 1971 Pemex envía una comisión a investigar a la sonda Campeche los avistamientos que había reportado un

¹² (Marichal, 2008)

pescador camaronero llamado Rudesindo Cantarell, acerca de unas burbujas de petróleo que brotaban en la superficie del mar, después de diversos estudios el manto petrolero parecía tener un valor de aproximadamente 5 veces el PIB del país en aquel momento¹³ el cual era de aproximadamente unos \$490 millones de pesos.

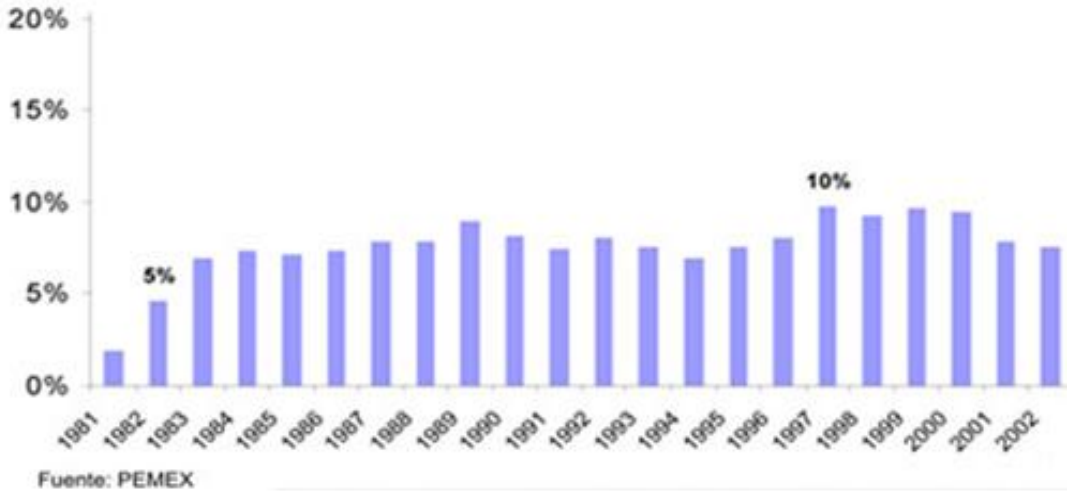
En 1976, comienza la explotación de depósitos submarinos en la Sonda de Campeche. Chac, el primer campo marino de esta zona, da pie a nuevos descubrimientos conformándose así el complejo Cantarell, que para la siguiente década se convertiría en el principal productor del país, es importante notar que en este año el PIB petrolero era de apenas el 2% del PIB total y que debido a un incremento de alrededor del 220% en la producción de crudo entre 1976 y 1983, para este último año el PIB petrolero representó casi el 13% del PIB total¹⁴.

En 1980 se descubre el campo Ku por el Pozo Ha-1A que dio inicio a su producción en marzo de 1981. Posteriormente se descubrieron los campos Maloob en el año 1984 y Zaap en el año 1991.

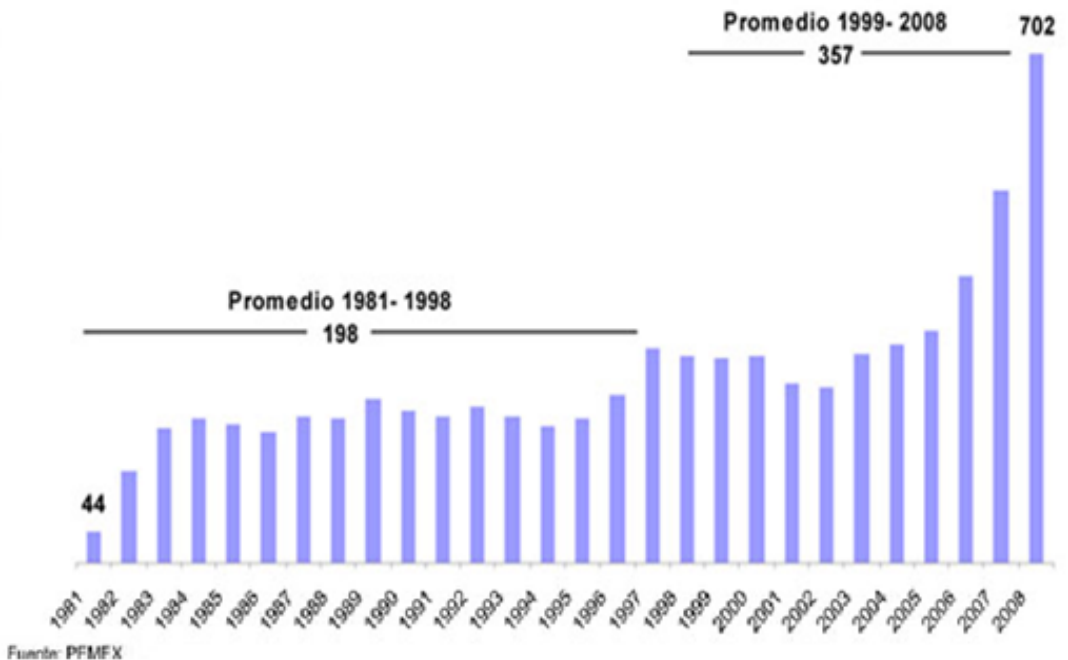
¹³ (Schettino, 2008)

¹⁴ (Castañeda & Villagómez, 2006)

Gráfica 1. Porcentaje de la producción de petróleo del país proveniente de KMZ



Gráfica 2. Producción promedio anual de crudo en KMZ (miles de barriles diarios)



Como se observa en las gráficas anteriores proporcionadas por PEMEX, se muestra la tendencia en la producción de KMZ, por lo que se interpreta de esta tendencia que la producción se mantuvo marginal durante la década de los ochenta y noventa con una muy pequeña aportación a la producción total de crudo, es hasta que Pemex formula su plan de ocho años en el 2002 y ante el eventual declive de Cantarell el principal productor de crudo, cuando el yacimiento KMZ cobra verdadera importancia en la producción nacional.

Las inversiones en PEMEX se realizan dentro del marco del Programa Nacional de Infraestructura (PNI), orientándose a “evaluar el potencial petrolero, incorporación de reservas y delimitación de yacimientos; así como al desarrollo de una estrategia que fomente la materialización de los proyectos prospectivos”¹⁵.

En 1992 se decreta una nueva Ley Orgánica de Pemex, con lo que se experimenta una transformación corporativa al crearse cuatro organismos subsidiarios descentralizados y se establecen los lineamientos básicos para definir las atribuciones de Pemex en su carácter de órgano

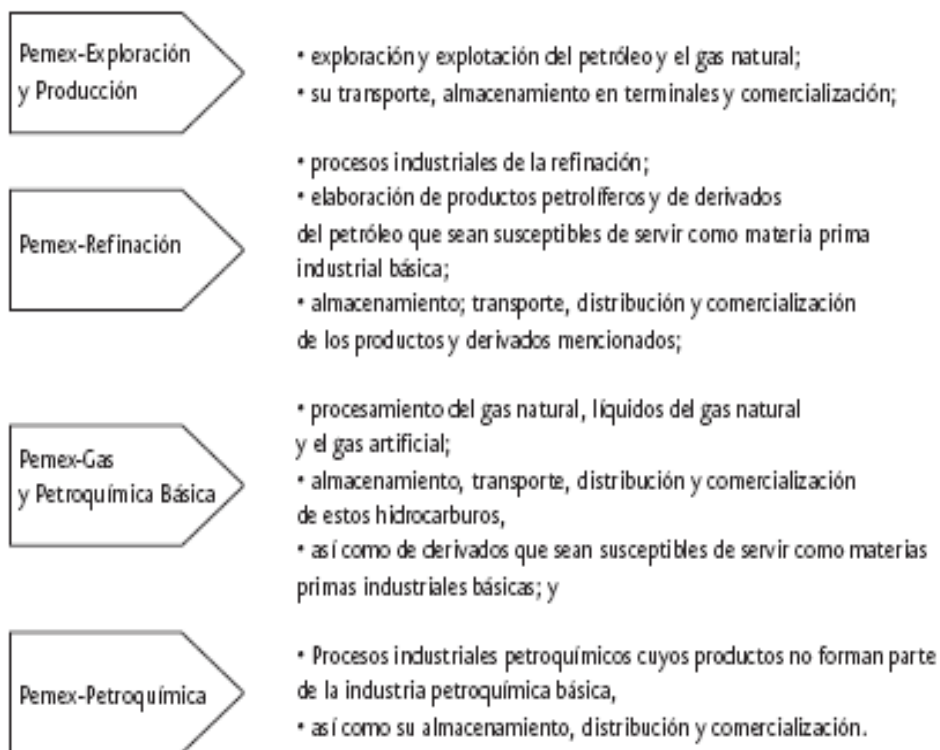
¹⁵ (SENER, 2011)

descentralizado de la Administración Pública Federal, responsable de la conducción de la industria petrolera nacional, conformándose así la estructura orgánica bajo la que opera PEMEX¹⁶.

Dichos Organismos son: PEMEX Exploración y Producción (PEP), PEMEX Refinación (PXR), PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB) y PEMEX Petroquímica (PPQ) con las siguientes funciones cada uno:

¹⁶ Existen opiniones encontradas acerca de si fue favorable o no para PEMEX su división en cuatro subsidiarias, hay quienes incluso consideran que el objetivo era propiciar descoordinación y volver vulnerable a la empresa. Vease (Cuéllar, 2008), pp.128

Figura 3. División de Pemex



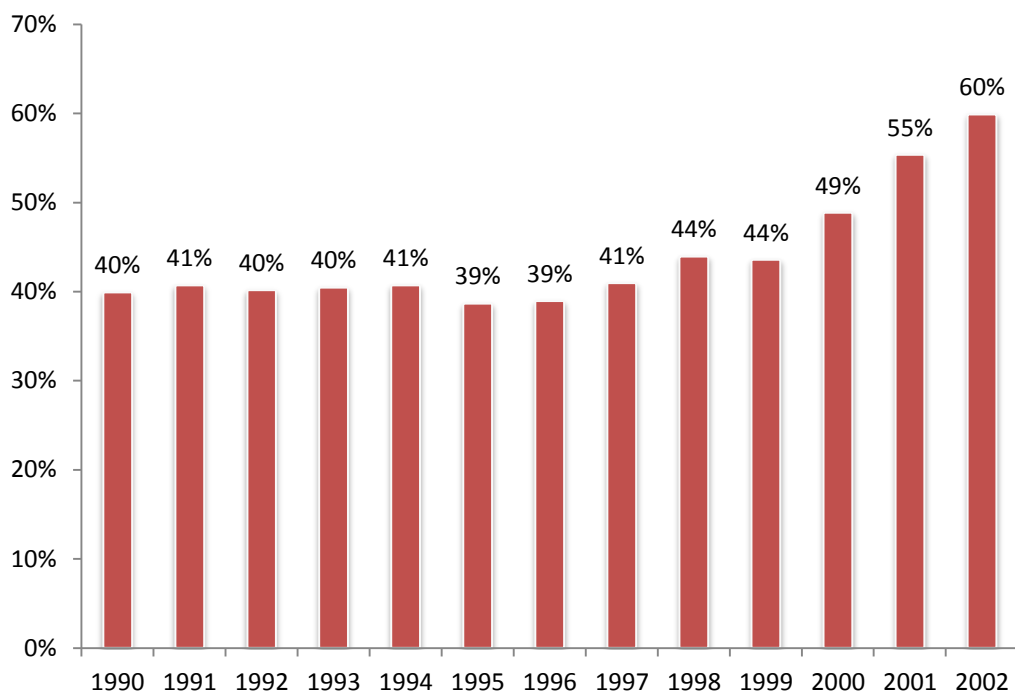
Fuente: (SENER, 2011)

El impacto de esta nueva estructura se ve reflejado en una mayor deuda de la empresa con el fin de poder continuar con sus programas de inversión.

El complejo Cantarell mantuvo su porcentaje de la producción aportando alrededor del 40% durante la década

de los noventa, pero a partir de 1998 se consolida como el yacimiento más importante de México, pues su producción se incrementa de tal forma que en 2002 ocupa el 60% de la producción total de crudo del país.

Gráfica 3. Porcentaje de la producción del país proveniente de Cantarell



Fuente: Elaboración propia con datos de SIE- SENER

Los costos de extracción de Pemex son los más bajos de entre las 10 empresas petroleras más importantes del

mundo, así entre el 2006 y el 2010, el costo de extracción de un barril de crudo ha oscilado entre los \$4.40 y los \$5.22 dólares el barril, mientras que para 2010, Chevron tenía un costo de extracción de \$10.96, Petrobras \$10.03, Exxon \$8.14 y Shell \$9.10 dólares por barril.¹⁷

La renta petrolera es el indicador que permite estimar la rentabilidad de la producción de petróleo nacional, esta es la diferencia entre el precio del petróleo en el mercado internacional menos los costos de extracción. De esta manera la rentabilidad petrolera está compuesta por el precio del petróleo, los costos de extracción y el volumen de producción generado¹⁸.

¹⁷ (Rodríguez, 2012)

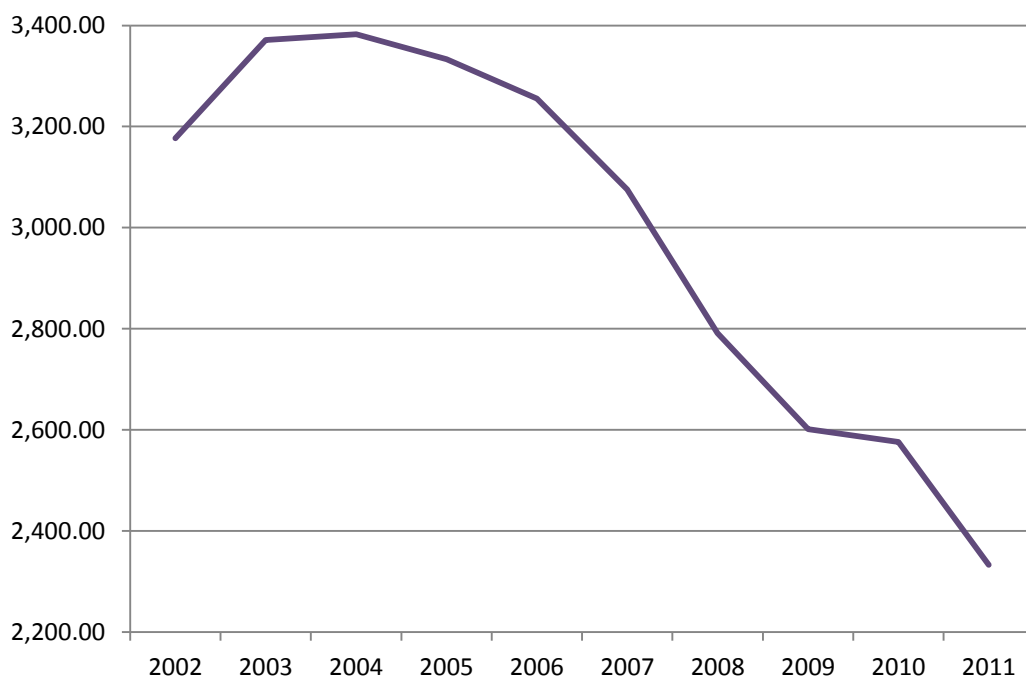
¹⁸ (PEMEX, 2011)

3. PRODUCCIÓN PETROLERA NACIONAL

3.1 Producción Nacional

Durante la última década la producción nacional de petróleo crudo se ha reducido de manera continua desde 2005, después de haber alcanzado su producción máxima en el año 2004.

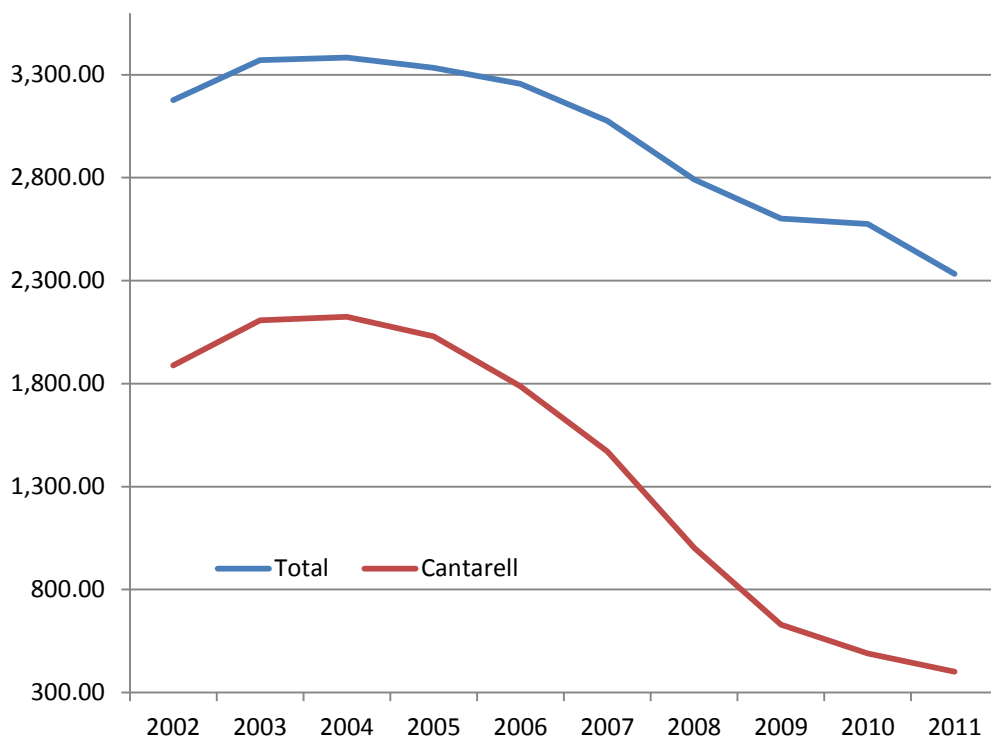
Gráfica 4. Producción anual Total de crudo
(miles de barriles diarios)



Fuente: Elaboración propia con datos de SIE-SENER

En la gráfica 4 es apreciable el descenso en la producción de petróleo a partir de 2005, esto es debido a que es en este año que comienza el descenso en la producción de Cantarell y en ese entonces era el yacimiento que más aportaba al total de la producción nacional, es por esto que los años de descenso entre la producción nacional y la de Cantarell coinciden, lo que se observa en la gráfica 5 y en el cuadro 3.

Gráfica 5. Producción anual Total y de Cantarell de crudo
(miles de barriles diarios)



Fuente: Elaboración propia con datos de SIE-SENER

Cuadro 3. Tasas de crecimiento de la producción anual Total y de Cantarell de crudo

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
TOTAL	n/a	6.10%	0.36%	-1.46%	-2.33%	-5.52%	-9.24%	-6.81%	-0.99%	-9.43%
CANTARELL	n7a	11.57%	0.81%	-4.49%	-11.90%	-17.79%	-31.82%	-37.25%	-22.12%	-18.11%

Fuente: Elaboración propia con datos de SIE-SENER

Es importante mencionar que la caída en la producción total de crudo se ha visto frenada un poco por el aumento de producción en otros yacimientos, principalmente en Ku Maloob Zaap, esto se observa en la gráfica 5, a partir del año 2009 la producción total empieza a frenar su declinación con respecto a Cantarell por la decisión de incrementar la producción de crudo de todos los pozos posibles¹⁹, entre ellos KMZ el cual en ese año se volvió el yacimiento más importante del país, cabe destacar que la decisión de incrementar la producción de todos los pozos obedeció a que se necesitaba suplir la producción perdida de Cantarell y que de esta forma no se vieran afectadas las finanzas públicas.

En lo que respecta a Chicontepec, esta región tiene grandes dificultades técnicas y para que producción remplazara por completo a la de Cantarell, sería necesaria la perforación de alrededor de 40 mil pozos en la zona, siendo que Pemex tiene solo unos 7 mil pozos en toda la república²⁰ por lo que esto implicaría altísimos costos de extracción con la tecnología actual, razón por la cual el complejo de Chicontepec no es rentable actualmente.

¹⁹ (Schettino, 2011)

²⁰ (Schettino, 2009)

3.2 Régimen Fiscal

El régimen fiscal que se le aplica a Pemex aporta poco más de la tercera parte de los ingresos federales, por lo que nuestras finanzas dependen altamente de la renta petrolera, esto aunado al incremento de la deuda por parte de Pemex para incrementar su inversión, son la razón del deterioro financiero que sufre la empresa²¹.

La participación de la producción petrolera en los ingresos fiscales del país, no se ha visto alterada por esta baja en la producción debido a los altos precios que el petróleo alcanzó principalmente en 2008. De esta manera las finanzas públicas se ven expuestas a las modificaciones que sufra la producción petrolera y el precio, por lo que podríamos hablar de una fuerte dependencia hacia el mercado de petróleo ante la escasez de una reforma fiscal integral que busque sustituir o disminuir la participación de los ingresos petroleros²².

“El precio del petróleo se calcula en función de la oferta y la demanda en el mercado internacional de hidrocarburos. En este sentido, existen crudos marcadores que juegan las

²¹ (Rojas, 2009)

²² (Castañeda & Villagómez, 2006)

veces de líderes en las diferentes regiones; por ejemplo, el West Texas Intermediate (WTI), es el crudo marcador dentro del New York Mercantile Exchange (Nymex), por lo que su comportamiento ejerce gran influencia en el mercado de hidrocarburos de América. Del mismo modo, el crudo Brent es el marcador para el mercado europeo y los crudos Omán y Dubai se constituyen como crudos marcadores para los mercados del Lejano Oriente. Cada entidad comercializadora de petróleo crudo valora su producto y en muchos casos, utiliza como referencia los crudos marcadores y emplea fórmulas de precio compuestas por las cotizaciones de determinados crudos y productos, los cuales varían por región destino”²³.

Así podemos observar en la siguiente tabla el comportamiento que ha venido manejando el precio de las 3 mezclas de crudo mexicanas:

²³ (Internacional, 2011)

Cuadro 4. Comportamiento histórico del precio de la mezcla mexicana de petróleo

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Variación 2010/2009 (%)
en dólares por barril												
Precio promedio	24.79	18.61	21.52	24.78	31.05	42.71	53.04	61.64	84.38	57.40	72.33	26.0
Olmeca	29.00	23.96	24.87	29.32	39.34	53.91	64.67	70.89	99.37	65.79	79.58	21.0
Istmo	27.87	22.27	23.48	28.08	38.04	53.11	57.29	69.92	81.09	63.38	78.63	24.1
Maya	22.99	17.19	20.89	24.13	29.82	40.61	51.10	60.38	82.92	56.22	70.47	25.3
en dólares de 2010 por barril												
Precio promedio	31.40	22.92	26.08	29.36	35.85	47.69	57.37	64.83	85.46	58.34	72.33	24.0
Olmeca	36.73	29.50	30.15	34.75	45.41	60.19	69.95	74.55	100.64	66.87	79.58	19.0
Istmo	35.29	27.42	28.46	33.28	43.91	59.30	61.97	73.53	82.12	64.42	78.63	22.1
Maya	29.12	21.16	25.32	28.59	34.42	45.35	55.28	63.50	83.98	57.15	70.47	23.3

Fuente: Anuario Estadístico 2011

Así mismo el régimen fiscal que lleva Pemex deja a la paraestatal sin los recursos suficientes para reinvertir en mantenimiento de sus instalaciones y exploración de nuevos yacimientos, lo que a su vez se refleja en el incremento de la deuda como forma de financiamiento de la inversión.

Con la creación de la nueva estructura corporativa, el patrimonio consolidado de Pemex descendió de 82.6 miles de millones de pesos en 1993 a 33.8 miles de millones en 2001 y en 2004 a 7.4 miles de millones. Por el lado de la deuda, este se disparó de 117.8 miles de millones de pesos a 1,164.8 miles de millones de pesos en el mismo periodo, esto representa un incremento de casi diez veces²⁴.

“La inversión programable, esto es, la que emprende Pemex con recursos presupuestarios se ha abatido de 8.3 a 1.8 miles de millones de dólares (casi 80%) entre 1982 y 2006. En contraste, la inversión realizada a través de Pidiregas²⁵ ya representaba en 2006 89% de la formación de capital de la empresa. La situación es alarmante no sólo por el alto costo del esquema, sino por la acumulación de deudas, alrededor de 50-60 miles de millones de dólares”²⁶

²⁴ (Ibarra, 2010)

²⁵ Pidiregas significa Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo Diferidos en el Registro del Gasto, es decir, endeudamiento que no se incorpora formalmente a la deuda pública, por lo que evade los controles de gastos públicos negociados con los organismos financieros internacionales.

²⁶ Ibid pp.16

El régimen fiscal de Pemex, persigue objetivos puramente recaudatorios, aplicando múltiples gravámenes a la explotación petrolera y con múltiples fórmulas para el cálculo del impuesto especial sobre producción y servicios, lo que lo vuelve un régimen sumamente complicado²⁷, lo cual se observa en el siguiente cuadro:

²⁷ (Venegas-Martinez, 2001)

Cuadro 5. Régimen fiscal vigente de Pemex

Régimen fiscal vigente en Pemex	
I. Derechos, Impuestos y aprovechamientos	
1.- <i>Derechos sobre producción</i>	1.1 Derecho ordinario sobre la extracción de petróleo
	1.2 Derecho extraordinario sobre la extracción de petróleo
	1.3 Derecho adicional sobre la extracción de petróleo
2. <i>Impuesto directo al ingreso</i>	2.1 Impuesto sobre rendimientos petroleros
3. <i>Aprovechamiento sobre producción</i>	3.1 Aprovechamiento sobre rendimientos excedentes
4. <i>Derechos sobre hidrocarburos</i>	4.1 Red fiscal de Pemex
II. Impuestos Indirectos	
5. <i>Impuestos indirectos al consumo</i>	5.1 Impuesto especial sobre producción y servicios
	5.2 Impuesto al valor agregado
III. Otros derechos e impuestos	
6. <i>Otros derechos</i>	6.1 Derecho de trámite aduanero
	6.2 Derecho de consumo de aguas nacionales
	6.3 Derecho sobre descargas de aguas residuales
7. <i>Otros impuestos</i>	7.1 Impuesto a la exportación
IV. IMPUESTOS LOCALES	
8. <i>Contribuciones locales</i>	8.1 Impuesto sobre nóminas
	8.2 Impuesto predial

Fuente: Elaboración propia con datos de (Venegas-Martínez 2001)

Así mismo podemos observar en el siguiente cuadro la base de las distintas contribuciones del régimen fiscal de Pemex:

Cuadro 6. Términos teóricos y porcentuales del régimen fiscal de Pemex

Contribución	Porcentaje	Base	Sujeto
Derecho sobre la extracción de petróleo	52.30%	Ingresos menos egresos incluyendo inversiones	PEP
Derecho extraordinario sobre la extracción de petróleo	25.50%	Ingresos menos egresos incluyendo inversiones	PEP
Derecho adicional sobre la extracción de petróleo	1.10%	Ingresos menos egresos incluyendo inversiones	PEP
Impuesto sobre rendimientos petroleros	34%	Ingresos totales del ejercicio menos deducciones autorizadas	PEP, PRE, PGPB Y PPQ
Derechos sobre Hidrocarburos	60.80%	Ingresos por ventas a terceros más IEPS sin IVA	PEP, PRE, PGPB Y PPQ
Impuesto Especial sobre Producción y Servicios	Variable por producto	Valor residual entre el precio al público menos comisiones, fletes, IVA y precio al producir	Consumidores nacionales de petrolíferos, retenido por PRE Y PGPB
Aprovechamiento sobre rendimientos excedentes	39.20%	Cuando el promedio ponderado del precio del petróleo exceda el precio establecido se pagará sobre el rendimiento excedente acumulado	PEP
Impuesto al Valor Agregado	16% y 11% en zona fronteriza	Valor de los bienes y servicios enajenados	PEP, PRE, PGPB Y PPQ

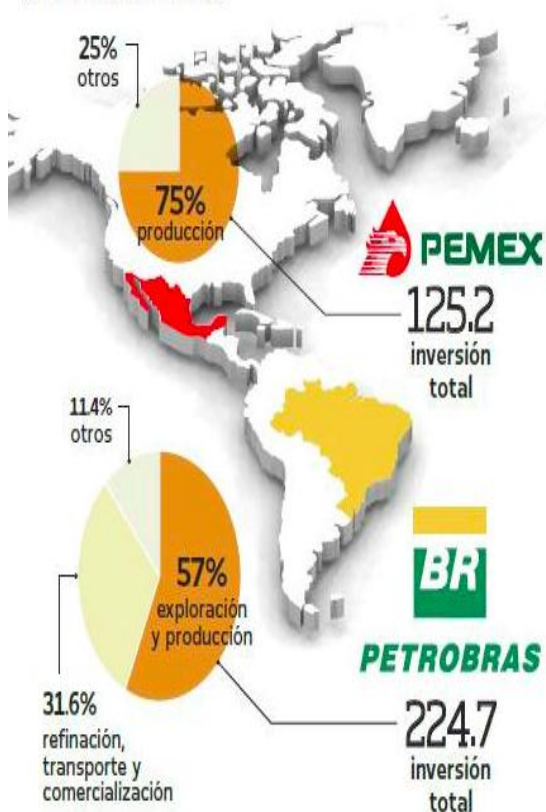
Fuente: Elaboración propia con datos de (Venegas-Martínez 2001)

Por lo que es necesaria la implementación de un régimen fiscal moderno y sencillo que permita la asignación de recursos a las áreas de exploración y explotación de los campos de producción con el fin de obtener una producción sustentable en el futuro, en primer lugar sería necesario que como en el caso de Brasil , los impuestos que se le apliquen a Pemex se simplifiquen lo que le permitiría a la empresa reinvertir sus recursos para proyectos de exploración y de restitución de reservas.

En la Figura 3 podemos observar que Pemex la mayor parte de su inversión la dedica a proyectos de producción, mientras que la inversión de Petrobras se encuentra más diversificada y le aportan una mayor parte a proyectos de exploración, así mismo podemos observar que la carga fiscal de Pemex se ha mantenido prácticamente en el doble de lo que representa la de Petrobras.

Figura 3. Comparativo de Inversión, producción y carga fiscal entre Pemex y Petrobras

Inversión productiva total con base en los planes de negocios de Petrobras y Pemex, 2011-2015 (miles de millones de dólares)



Fuente: El Universal

Producción de petróleo crudo, 2000-2002 (miles de barriles diarios)



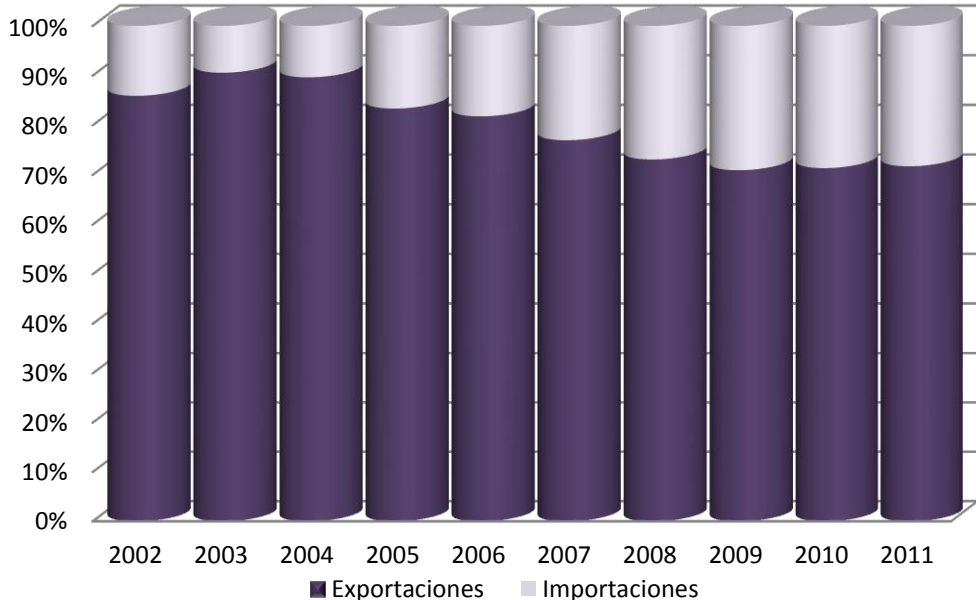
Carga fiscal, 2000-2011 (porcentajes)



3.3 Comercio Internacional

La exportación de crudo ha venido disminuyendo desde el año 2005 a la par de la disminución de la producción nacional, mientras que la importancia de las importaciones de los derivados del petróleo ha venido aumentando paulatinamente. De no ser por el incremento en los precios que se empezó a sufrir a partir del 2007, la menor exportación habría estado acompañada de una reducción en los ingresos públicos.

Gráfica 6. Volumen del comercio internacional de crudo y sus derivados



Fuente: Elaboración propia con datos de SIE-SENER

Cuadro 7. Balanza de comercio exterior de hidrocarburos y sus derivados

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Variación 2010/2009 (%)
millones de dólares												
Exportaciones netas	11 294.5	8 836.1	11 374.7	14 444.1	17 856.4	22 339.1	27 380.3	25 643.5	26 069.2	16 421.1	19 549.7	19.1
Exportaciones	15 966.3	12 944.7	14 691.1	18 437.9	23 421.6	31 702.6	38 671.9	42 581.6	49 543.3	30 527.2	40 960.7	34.2
Petróleo crudo	14 552.9	11 927.7	13 392.2	16 676.3	21 257.9	28 329.4	34 706.8	37 937.5	43 341.5	25 605.4	35 918.5	40.3
Olmeca	4 219.9	2 775.7	2 222.9	2 307.7	3 187.9	4 246.2	5 443.4	4 469.1	4 712.2	3 444.8	6 149.2	78.5
Istmo	1 119.5	705.9	392.5	255.4	380.9	1 569.6	1 427.9	1 049.9	683.1	327.4	2 148.9	556.4
Maya	9 213.4	8 446.1	10 776.8	14 113.2	17 689.2	22 513.5	27 835.4	32 418.5	37 946.3	21 833.2	27 620.4	26.5
Condensados	-	-	-	1.6	17.8	40.4	23.7	-	-	-	-	-
Gas natural seco	48.8	47.8	4.0	-	-	78.9	71.8	350.5	316.3	103.5	31.9	-69.2
Petrolíferos	1 118.9	856.3	1 182.0	1 612.3	1 929.2	2 951.0	3 570.8	4 051.5	5 536.8	4 671.0	4 766.0	2.0
Petroquímicos	245.7	112.9	112.9	147.6	216.7	302.9	298.7	242.1	348.6	147.3	244.3	65.9
Importaciones	4 671.8	4 108.5	3 316.5	3 993.8	5 565.2	9 363.5	11 291.6	16 938.2	23 474.1	14 106.1	21 411.0	51.8
Gas natural seco	366.5	423.8	775.4	1 526.2	1 715.1	1 397.9	1 134.5	995.7	1 423.6	632.8	939.2	48.4
Petrolíferos	4 233.4	3 656.2	2 495.2	2 423.3	3 791.6	7 858.7	10 028.8	15 797.5	21 892.8	13 309.8	20 297.6	52.5
Petroquímicos	72.0	28.6	45.9	44.3	58.4	106.8	128.2	145.0	157.7	163.5	174.2	6.6
miles de barriles diarios												
Exportaciones												
Petróleo crudo	1 603.7	1 755.7	1 705.1	1 843.9	1 870.3	1 817.1	1 792.7	1 686.2	1 403.4	1 222.1	1 360.5	11.3
Olmeca	397.6	317.4	244.8	215.6	221.4	215.8	230.6	172.7	129.6	143.5	211.7	47.6
Istmo	109.8	86.8	45.8	24.9	27.4	81.0	68.3	41.1	23.0	14.2	74.9	429.1
Maya	1 096.4	1 351.4	1 414.5	1 603.4	1 621.6	1 520.3	1 493.8	1 472.3	1 250.8	1 064.5	1 074.0	0.9
Condensados	-	-	-	0.2	1.5	2.2	1.1	-	-	-	-	-
Gas natural seco (MMpcd)	23.6	24.9	4.4	-	-	23.9	32.7	138.7	107.4	66.5	19.3	-71.1
Petrolíferos	111.5	103.7	155.9	177.0	151.5	184.9	186.9	179.7	192.0	243.9	192.8	-21.0
Petroquímicos (Mt)	1 116.2	780.4	831.8	812.9	914.3	867.2	817.5	692.6	586.6	741.3	676.5	-8.7
Importaciones												
Gas natural seco (MMpcd)	231.4	292.2	592.5	756.9	765.6	480.4	450.9	385.6	447.1	422.0	535.7	26.9
Petrolíferos*	363.2	335.3	243.6	199.9	234.2	333.7	368.9	494.6	552.5	519.3	626.2	20.6
Petroquímicos (Mt)	317.3	128.1	197.4	94.7	104.7	238.6	253.8	27-12867	249.8	384.5	268.2	-30.3

Fuente: Anuario Estadístico 2011

Por lo anterior, los retos en esta materia son: en primer lugar, compensar la declinación de los yacimientos maduros, al tiempo que se mejora la calidad del crudo, tanto al momento de su extracción, como en procesos de refinación, así como compensar la caída en las reservas probadas para lo que es necesario no incrementar el ritmo de extracción e incrementar la inversión en exploración con el fin de que los nuevos descubrimientos compensen la declinación actual.

Si se opta por el camino de agotar las reservas e incrementar el ritmo de extracción en este momento y tomando en cuenta la dependencia de productos refinados, entonces México tendrá que importar petróleo crudo en un futuro no mayor a 10 años, a precios mayores de los que ha vendido su producción y pagando precios aún más altos por los productos refinados importados, con el consecuente daño que esto implicaría para los ingresos públicos²⁸.

Es importante destacar que la mayor parte de la producción nacional es de crudo pesado y debido a la baja capacidad de refinación del país y a la creciente demanda

²⁸ (Martinez Hernandez & Herrera Aguilar, 2007)

interna por gasolinas, México se ha convertido en un país dependiente de la importación de productos refinados, esto ha hecho que el valor de las importaciones crezca a un mayor ritmo que el valor de las exportaciones, ya que el incremento en el precio de los petrolíferos es más que proporcional al incremento en el precio del crudo, por ejemplo en 2006 el precio en Estados Unidos de la gasolina se incrementó en un 27%, mientras que el precio del crudo solo se incrementó en 18%²⁹.

Por lo que la balanza comercial petrolera se está deteriorando en dos sentidos, en primer lugar por la baja en la producción nacional, lo que se refleja en una menor cantidad de crudo a la venta y por lo mismo en una menor cantidad de ingresos por este concepto y en segundo lugar por los incrementos en el precio del petróleo que si bien se ven reflejados en una mayor cantidad de ingresos y con esto la baja en la producción se sustituye en cierta medida, la alza a los precios de crudo influye en el alza a los precios de los productos refinados del petróleo, por lo que esto se traduce en un mayor egreso para importar estos refinados. De seguir con estas condiciones, “la balanza comercial petrolera se tornará negativa, ya sea

²⁹ Ibid.

por una baja en los precios del crudo, por una caída considerable en la producción o tan sólo por mayores precios del petróleo y sus derivados”³⁰.

3.4 Reservas Petroleras

Las reservas petroleras se clasifican en tres grandes rubros:

- **Probadas (1P):** Se refiere a las cantidades estimadas de petróleo que bajo las condiciones tecnológicas y económicas existentes y de acuerdo a la información geológica y de ingeniería, tienen certeza de ser recuperables en el futuro.
- **Probables (2P):** Cuando la información geológica del yacimiento es insuficiente por falta de muestras del subsuelo, falta de estudios exploratorios, etc. Y cuando la información de ingeniería indica que son necesarios mecanismos de recuperación secundarios o terciarios.
- **Posibles (3P):** Se refiere a cantidades de crudo estimadas de acuerdo a interpretaciones de estudios geológicos, pueden estar en áreas adyacentes a las

³⁰ Ibid, pp.55

reservas probables, requieren de mecanismos de recuperación terciarios con la duda de que el proyecto sea rentable³¹.

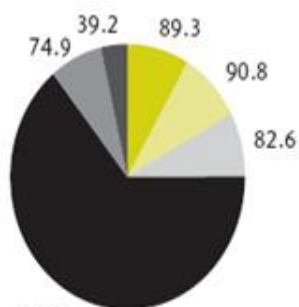
Como se muestran en la figura 4, las reservas probadas a nivel mundial incrementaron en todas las regiones del mundo en el periodo 1996-2006, solo en la región de Norteamérica disminuyeron.

³¹ (Barbosa & Domínguez, 2010)

Figura 4. Reservas de petróleo por región, 1996-2006
(miles de millones de barriles)

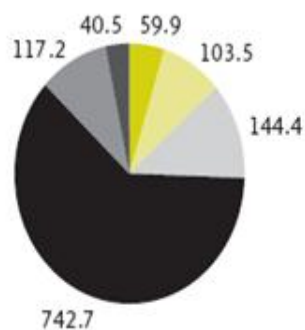


1996
Reservas mundiales 1,049.0



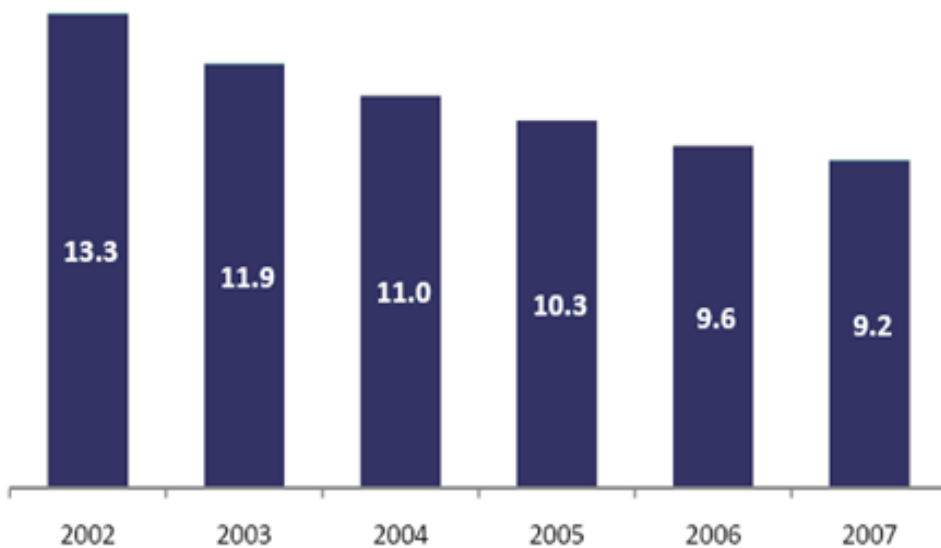
Fuente: (SENER, 2007)

2006
Reservas mundiales 1,208.2



Las reservas probadas de crudo en México han declinado constantemente lo que aunado al incremento en la producción, nos da como resultado una producción estimada de menos de 10 años, considerando el ritmo actual de producción y sin nuevos descubrimientos ni desarrollos importantes.

Gráfica 7. Relación reserva (1P)/Producción de Hidrocarburos
(Años*)

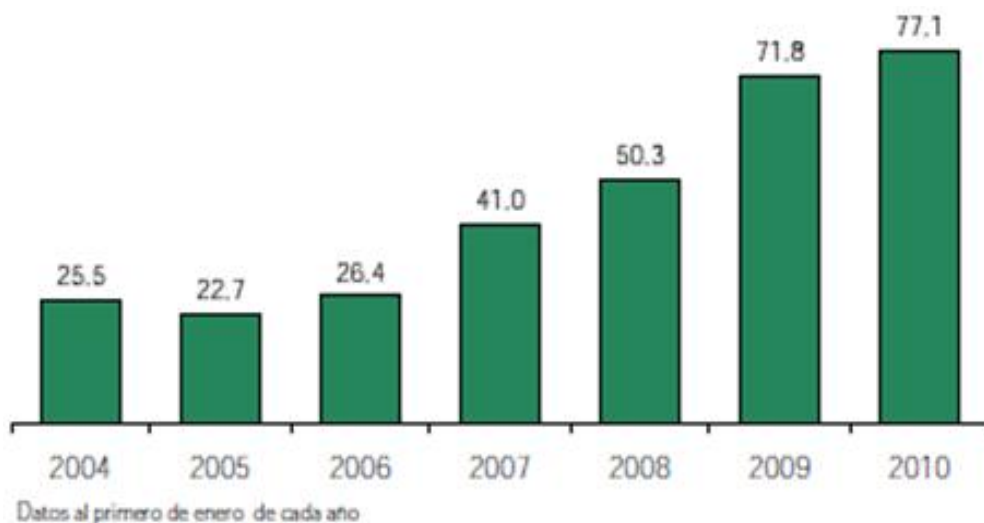


*/ Datos al 31 de diciembre de cada año.

Fuente: Pemex

La tasa de restitución de reservas ha mantenido un ritmo creciente en los últimos años, tal y como se muestra en la gráfica 8, sin embargo es importante destacar que el incremento en la tasa de restitución “también deriva de una reducción de la producción”³²

Gráfica 8. Tasa de restitución de reservas probadas (1P), 2004-2010
(Porcentaje)



Fuente: (SENER, 2011)

³² (SENER, 2011), pp. 85

3.4.1 Región Marina Noreste

Esta es la región donde se ubican los activos de Cantarell y de KMZ y predomina la producción de crudo pesado con una reserva probada marginal de crudo ligero de solo el 0.8%.

Para el año de 2009 las reservas totales (3P) de esta región se compusieron en 54.2% de las reservas de KMZ y de un 45.8% de las reservas de Cantarell³³ por lo que actualmente KMZ es el mayor productor de la región y el que tiene mayores reservas.

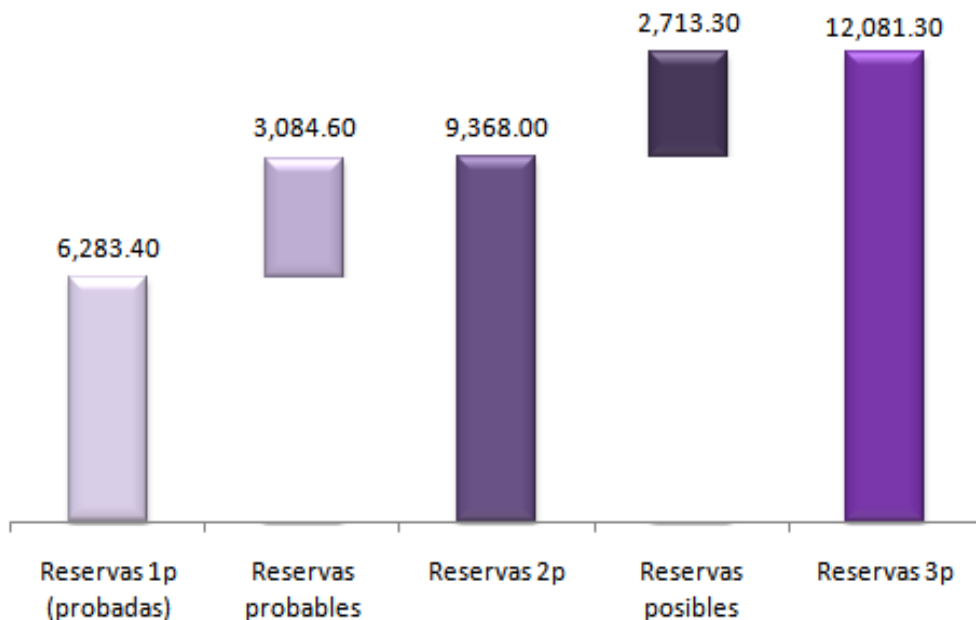
En 2010 las reservas posibles registraron un descenso principalmente por el comportamiento presión-producción de los campos Balam, Ek, Lum y Maloob, además de que las reservas posibles del pozo Kayab fueron reclasificadas como probables y probadas³⁴ por lo que este descenso de las reservas posibles viene acompañado de un incremento en las reservas probables y probadas.

³³ (SENER, 2011)

³⁴ Ibid.:pp.92

Gráfica 9. Reservas de crudo en la región Marina Noreste al primero de enero de 2011

(Millones de barriles)



Fuente: Elaboración propia con datos de SIE-SENER

En la gráfica 9 observamos la composición de las reservas 1P, 2P y 3P, para la región marina noreste, siendo importante destacar que de las reservas probadas, más del 76% corresponde a reservas probadas desarrolladas y el resto se compone de reservas probadas no desarrolladas³⁵ esto quiere decir que tres cuartas partes de las reservas probadas ya se encuentran en alguna forma de explotación y se está obteniendo crudo de ellas, mientras que la parte

³⁵ (SENER, 2011)

restante aún no es sometida a ninguna forma de recuperación.

4. CANTARELL

4.1 Producción

El complejo Cantarell está formado por cinco campos: Akal-Nohoch, Chac, Kutz, Ixtoc y Sihil. Siendo el principal Akal, de donde proviene la mayor parte de la producción como se observa en el gráfico 10.

Gráfica 10. Producción por campos del complejo Cantarell



Fuente: Elaboración propia con datos de SIE-SENER

La extracción de Cantarell ha contado con diversos mecanismos naturales como la expansión del casquete de gas secundario que permitió el desplazamiento del petróleo por el gas, así mismo se logró un gran desplazamiento de crudo gracias al acuífero de la zona y por último, el empuje por segregación gravitacional de fluidos, lo que aunado a la calidad de las rocas del yacimiento han logrado en la explotación de Cantarell niveles sumamente altos de recuperación del crudo.³⁶

A esto hay que agregar que se decidió inyectar nitrógeno en el yacimiento con el fin de mantener la presión de los pozos y acelerar el proceso de explotación. Esta decisión de inyectar nitrógeno se tomó debido al menor costo de este frente al del gas natural que hubiera sido la otra opción y hubiera brindado de una recuperación de crudo marginalmente mayor que la del nitrógeno.

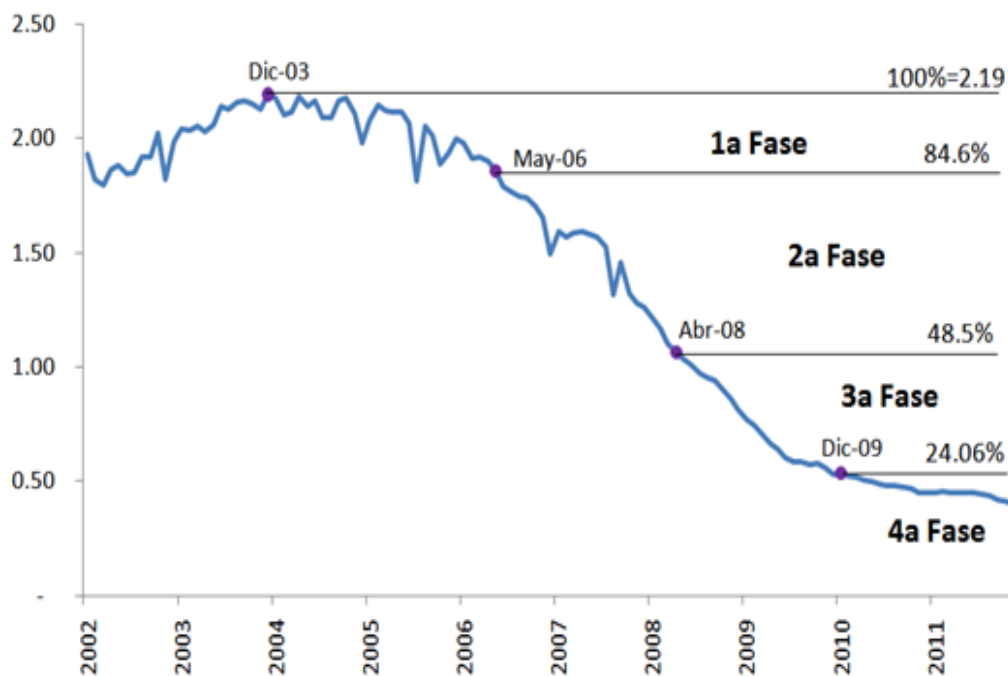
4.2 Fases de declinación

Desde 1997 la producción de crudo de Pemex ha provenido en su mayoría de la explotación de Cantarell y en diciembre de 2003 alcanzó su producción máxima con

³⁶ Lajous (2009)

2,193 miles de barriles diarios y es a partir de 2006 cuando inició su proceso de declinación natural a tasas crecientes una vez que alcanzó su etapa de madurez.

Gráfica 11. Producción Mensual de Cantarell
(Millones de barriles diarios)



Fuente: Elaboración propia con datos de SIE- SENER

Como se puede observar en la gráfica 11, la etapa de madurez de Cantarell solo duró 2 años y 5 meses, un comportamiento sumamente extraño para los campos de este tipo, donde suele durar aproximadamente una década,

como el caso de los campos noruegos y de Prudhoe Bay, en Alaska³⁷ el caso de Cantarell es un caso atípico ya que su rápida etapa de madurez después de haber alcanzado el pico de la producción se debió a la deficiente administración del yacimiento tal y como lo señaló el comisionado presidente del CNH Carlos Zepeda Molina en el foro Discutamos México³⁸.

Así mismo podemos ver que Cantarell se precipitó en alcanzar la 4ª fase de declinación en sólo 6 años lo que nos muestra la gran ineficiencia en su manejo que tuvo Cantarell, principalmente por el resultado de políticas de acelerar la producción lo que trajo consigo una baja de presión en los pozos y grandes desequilibrios internos del yacimiento.

Se observa que en el periodo de 23 meses que duró la 2ª fase, la tasa de declinación fue de 36.1%, mientras que en el periodo de 20 meses que duró la 3ª fase, la tasa de declinación fue de 24.5%

³⁷ (Barbosa, 2011)

³⁸ Ibid

Como se observa en la gráfica la producción de Cantarell no podrá recuperarse a los niveles de antes, es por esto que a partir de 2009 el yacimiento de mayor producción nacional es el de la región KMZ.

Cuadro 8. Ingresos Perdidos por baja en la producción de Cantarell (2006-2009)

	2006	2007	2008	2009	TOTAL
Precio por barril (USD)	57.37	64.83	85.46	58.34	
Producción Perdida (BD)	364,165.83	331,229.83	402,755.18	244,658.07	1,342,808.90
Ingresos Perdidos (USD)	\$20,892,193.44	\$21,473,629.62	\$34,419,457.34	\$14,273,351.98	\$91,058,632.38

Fuente: Elaboración propia con datos de SIE-SENER y Anuario Estadístico de Pemex 2011

Así podemos ver que la rápida declinación de Cantarell represento la pérdida de más de \$91 millones de dólares en un lapso de poco más de 3 años y medio.

Además, la proporción de agua con sal en el crudo se ha incrementado considerablemente durante los últimos años, generando problemas operativos en los sistemas de distribución y de refinación, lo que contribuye a reducir el valor del petróleo en los mercados internacionales.

La declinación de Cantarell es un tema de suma importancia ya que es el yacimiento que mayor valor económico ha generado en el país.

Cuadro 9. Valor económico generado por los principales proyectos

Proyecto	Periodo de evaluación	VPN mmmpesos@2009
Cantarell	1997-2009	7,798
Ku-Maloob-Zaap	2002-2009	1,062
Caan	2002-2009	708
Complejo Antonio J. Bermúdez	2002-2009	545
Jujo-Tecominoacán	2002-2009	301
Burgos	1997-2009	296
Veracruz	2001-2009	131
Crudo Ligero Marino	2001-2009	174

Fuente: PEMEX

*miles de millones de pesos constantes de 2009³⁹

³⁹ El VPN tiene por objetivo determinar la rentabilidad de un proyecto en el momento actual, para esto los flujos de efectivo se tienen que traer al momento presente y restarle la inversión inicial del proyecto, si el VPN es positivo, el proyecto es rentable. En este caso entre mayor sea el VPN mayor ha sido la rentabilidad obtenida en ese proyecto.. La formula para calcular el VPN es:

$$: \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

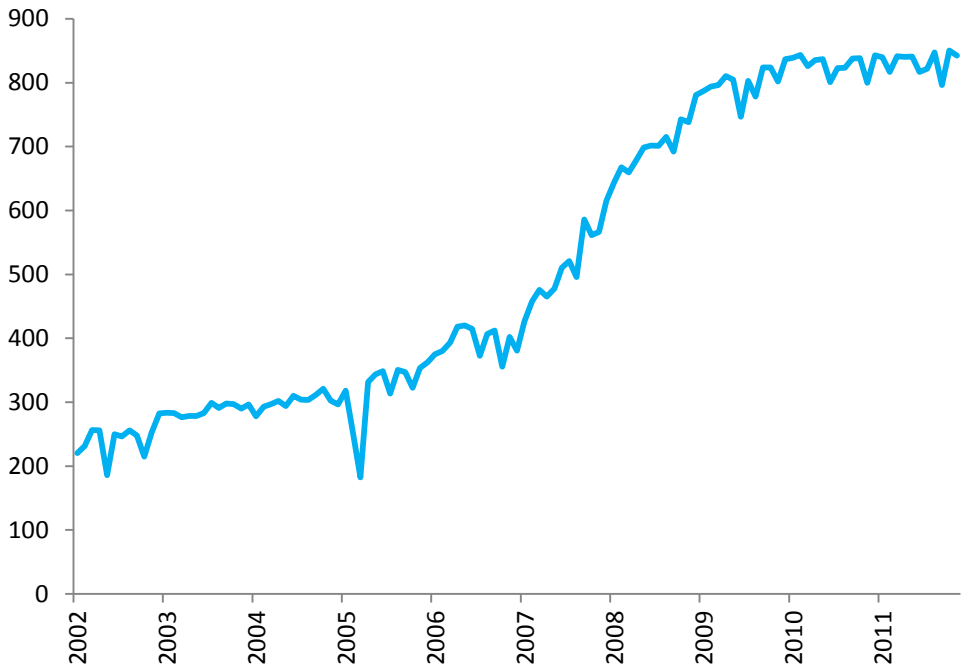
Así como se observa en el cuadro anterior Cantarell ha producido un VPN antes de impuestos de alrededor de 8 billones de pesos cifra que representa más del 700% del VPN que ha generado Ku Maloob Zaap, actualmente el yacimiento más importante de producción en México, lo que nos indica la magnitud de la importancia de la declinación de Cantarell.

5. KU MALOOB ZAAP

5.1 Plan de ocho años

En 2002, PEMEX diseño un plan de ocho años para aumentar la producción de crudo pesado en Ku Maloob Zaap, con la meta de incrementar la producción de crudo de 282 mil barriles diarios, en 2002, a 800 mil barriles de crudo en 2011, este plan se diseñó debido a que la declinación de Cantarell era inminente y ya que KMZ era el segundo productor de crudo a nivel nacional y debido a su cercanía con el yacimiento de Cantarell, se decidió buscar desarrollar todo el potencial de este yacimiento con el fin de sustituir parcialmente la producción de Cantarell.

Gráfica 12. Producción Mensual de KMZ
(Miles de barriles diarios)



Fuente: Elaboración propia con datos de SIE- SENER

Como se observa en la gráfica anterior, las metas de producción de Ku Maloob Zaap se han cumplido de acuerdo al plan de ocho años, incluso superando las expectativas originales, lo que nos muestra la gran importancia que ha cobrado la producción del activo KMZ en los últimos años.

La Unidad Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga bautizado con el nombre maya "Yùum

K´ak´náab", que significa "Señor del Mar", arribó el 16 de marzo de 2007 a aguas mexicanas, como parte de la estrategia de explotación de KMZ.

Este artefacto naval se encuentra a 105 kilómetros de la costa de Ciudad del Carmen, Campeche, enfocándose en la explotación de la región KMZ. Cuenta con una capacidad de almacenamiento de 2.2 millones de barriles de crudo, permite realizar la mezcla de 600 mil barriles de crudos súper pesados y ligeros, y realizar una descarga a buques tanque a un ritmo máximo de 1.2 millones de barriles diarios de crudo mezclado.

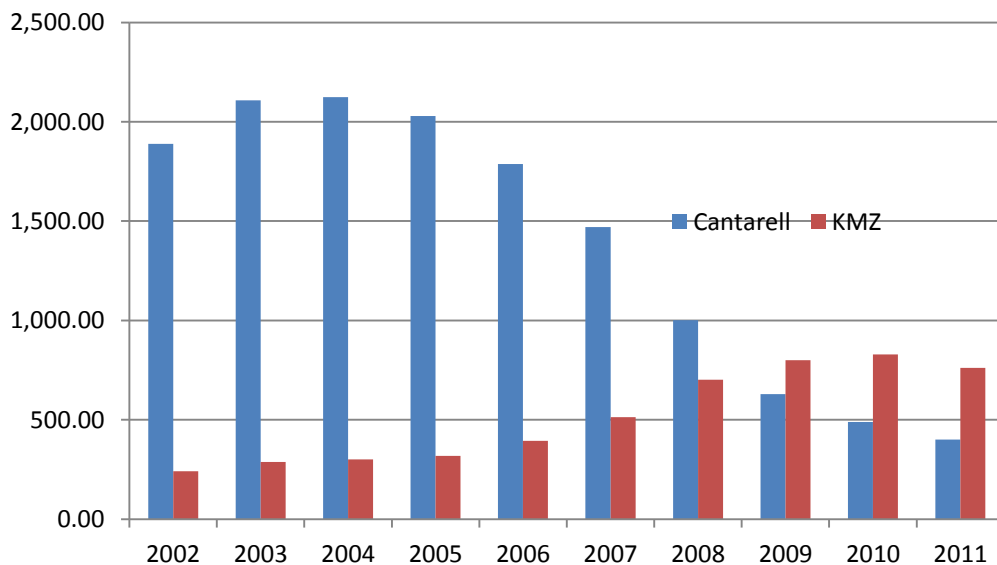
Cabe resaltar que este artefacto tiene un costo actual de \$455 millones dólares, sin embargo Pemex lo adquirió de mediante una licitación pública que fue ganada por la empresa noruega Bergesen Worldwide y fue acordado que se pagara con un pago de contado del 50% del valor de la embarcación y el resto en un periodo de 180 mensualidades fijas iguales, por lo que con el financiamiento, el costo de la embarcación es de \$758 millones de dólares. Además el contrato también considera el pago de la operación y el mantenimiento durante los 15

años que dura el mismo y que equivalen aproximadamente a \$300 millones de dólares adicionales⁴⁰.

5.2 Sustituto de Cantarell

A partir de la baja en la producción de Cantarell, se ha comenzado a explotar en mayor medida el yacimiento KMZ para poder sustituir en parte la producción perdida por Cantarell, de esta manera ha aumentado la importancia de este yacimiento hasta convertirse en el más importante de México en el 2009.

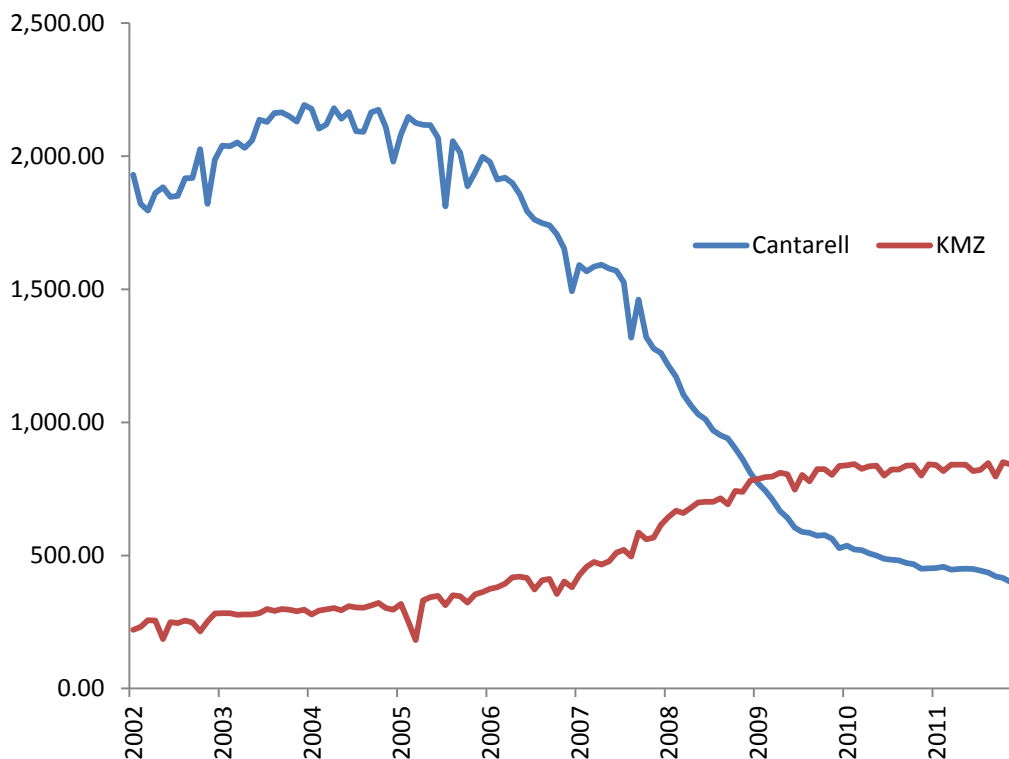
Gráfica 13. Producción Anual de Cantarell y KMZ
(Miles de barriles diarios)



Fuente: Elaboración propia con datos de SIE- SENER

⁴⁰ (PEMEX, 2011)

Gráfica 14. Producción Mensual de Cantarell y KMZ
(Miles de barriles diarios)

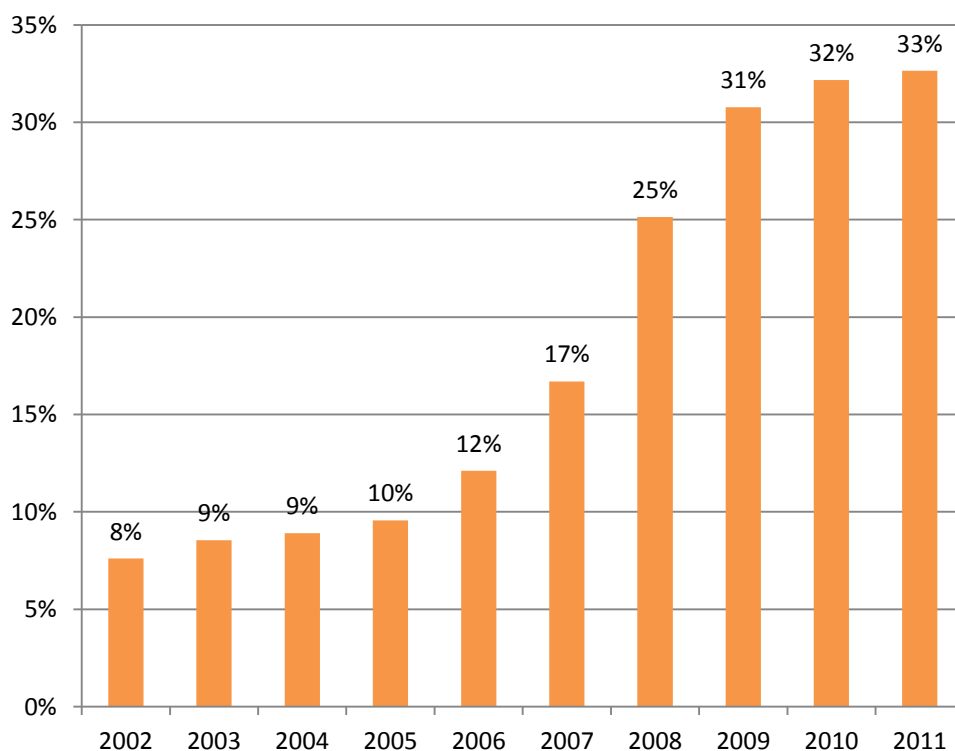


Fuente: Elaboración propia con datos de SIE- SENER

Como se observa en las gráficas 13 y 14, en 2009 es el punto en que Cantarell deja de ser el productor más importante de México y KMZ entra como sustituto de esa producción.

Conforme la producción de KMZ ha venido creciendo, y el peso relativo de Cantarell ha venido disminuyendo, el peso de KMZ en la producción total del país avanza significativamente.

Gráfica 15. Porcentaje de la producción del país proveniente de KMZ

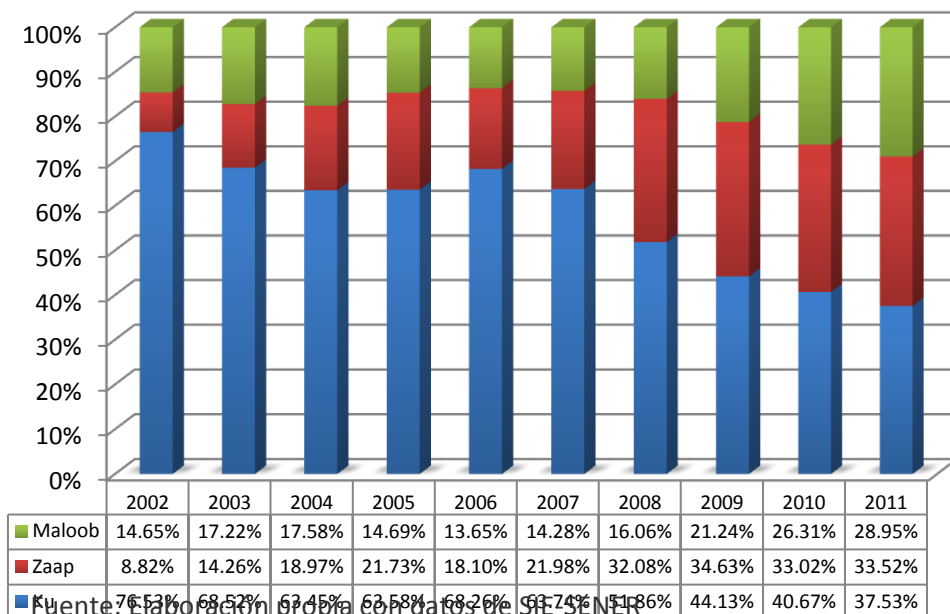


Fuente: Elaboración propia con datos de SIE- SENER

En la gráfica 15, observamos que KMZ ha pasado de aportar el 8% de la producción total del país en el 2002 hasta llegar al 33% en el 2011.

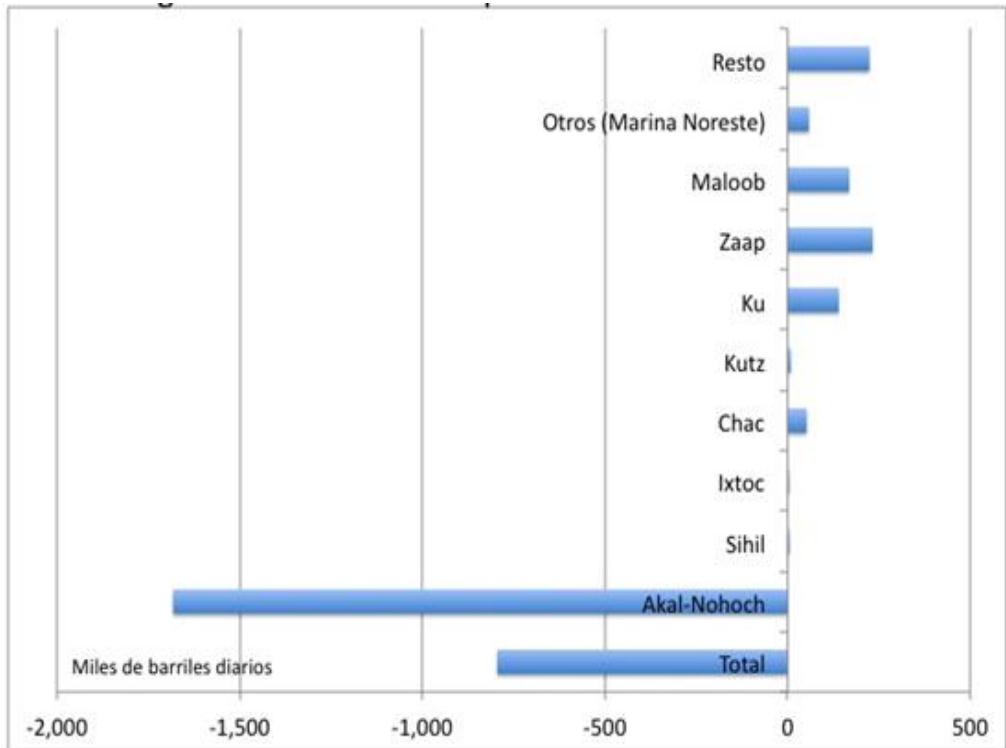
Este incremento en la importancia del activo KMZ se ha dado por el incremento en lo particular de cada uno de sus pozos, siendo Ku el que mayor cantidad de crudo ha generado históricamente aunque su importancia se ha reducido en los últimos años debido a que ya alcanzó su pico de producción en diciembre de 2008, entrando en su fase natural de declinación en abril de 2011 y al incremento de la producción que han tenido Maloob y Zaap a partir de este mismo año.

Gráfica 16. Producción por campos del complejo Cantarell



Sin embargo, además de que la importancia de KMZ ha incrementado en los últimos años, su producción máxima no es ni siquiera la mitad del máximo que registro Cantarell a finales del 2003. Lo que nos indica que la producción perdida de Cantarell es irrecuperable aún con la producción de KMZ.

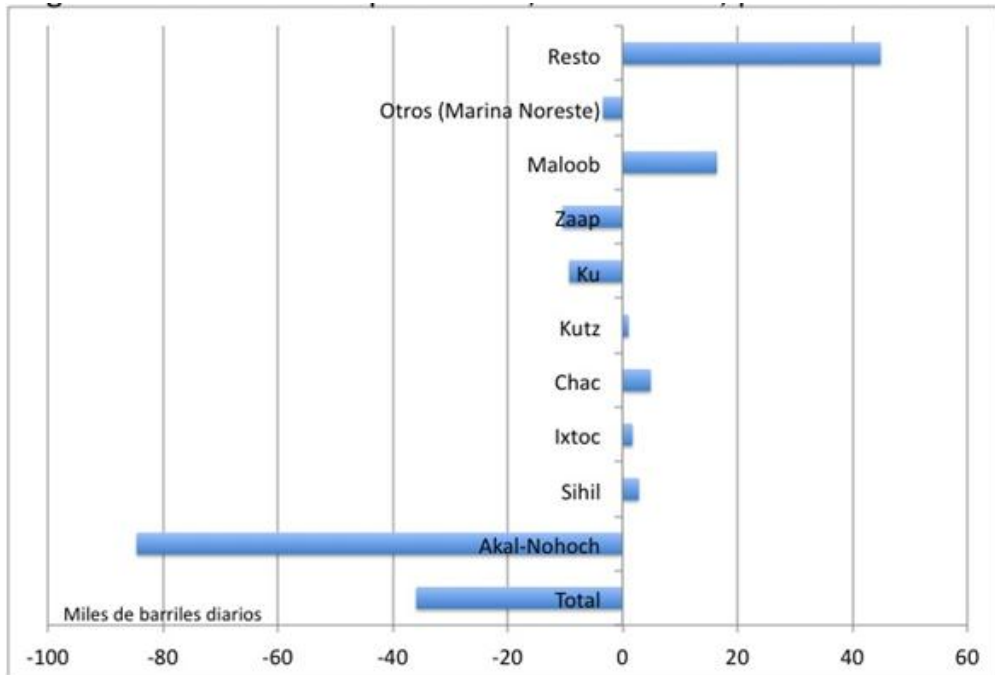
Gráfica 17. Variación de la producción de crudo, 2003 - 2010



Fuente : (Schettino, 2011)

Como se observa en la gráfica anterior, la caída en la producción del campo Akal Nohoch, el más importante del activo Cantarell, se compenso con los incrementos en la producción de los demás campos petroleros, incluyendo los de KMZ.

Gráfica 18. Variación de la producción de 2010 a 2011 primer trimestre



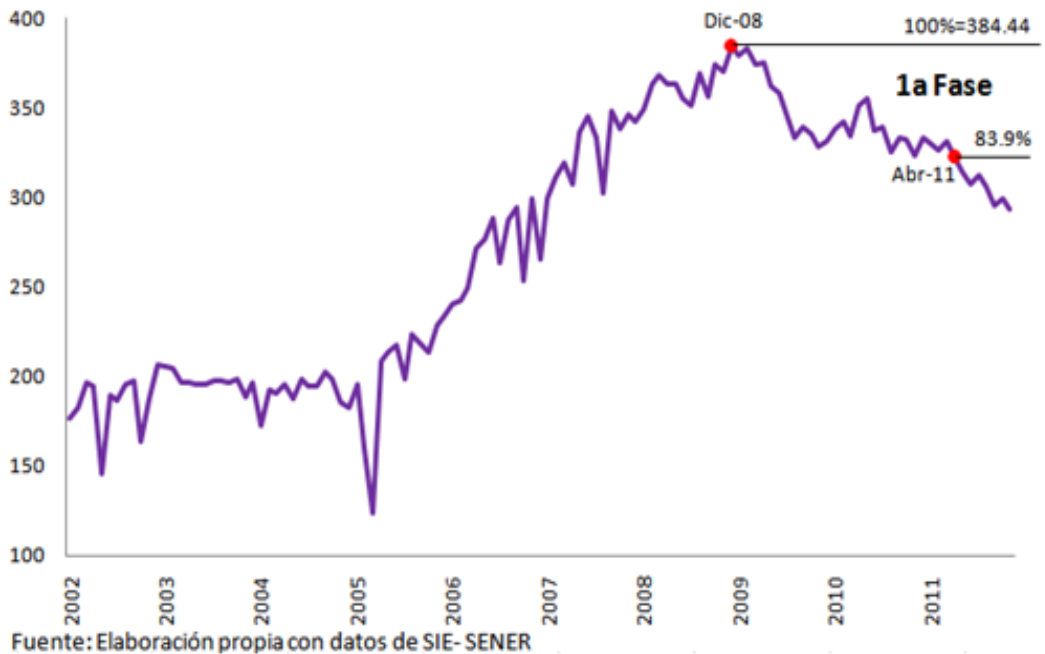
Fuente : (Schettino, 2011)

Sin embargo si observamos la gráfica 18 vemos que Akal Nohoch sigue perdiendo producción y ahora los campos Ku y Zaap también lo están haciendo, por lo que ya no contribuyen a la sustitución de la pérdida de producción de Cantarell por que ya han alcanzado su pico máximo de producción, como se observará más adelante, solamente Maloob es el único campo del activo KMZ que sigue contribuyendo con una variación de su producción positiva.

5.3 Fases de declinación

5.3.1 Ku

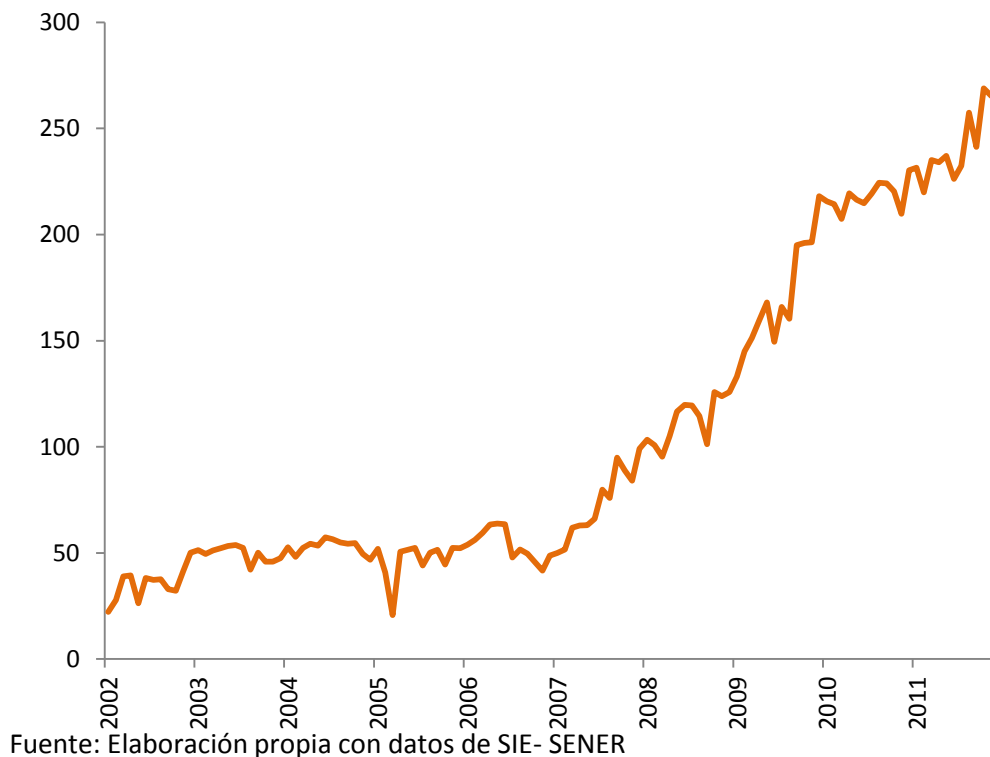
Gráfica 19. Producción Mensual de Ku
(Miles de barriles diarios)



Como se observa en la gráfica 19, la producción de Ku alcanzó su máximo en diciembre de 2008 y su fase de madurez duró 29 meses, terminando esta en abril de 2011, ya que la producción cayó por abajo del 85% del nivel máximo, por lo que el campo Ku ha comenzado su fase de declinación a partir de esta fecha.

5.3.2 Maloob

Gráfica 20. Producción Mensual de Maloob
(Miles de barriles diarios)



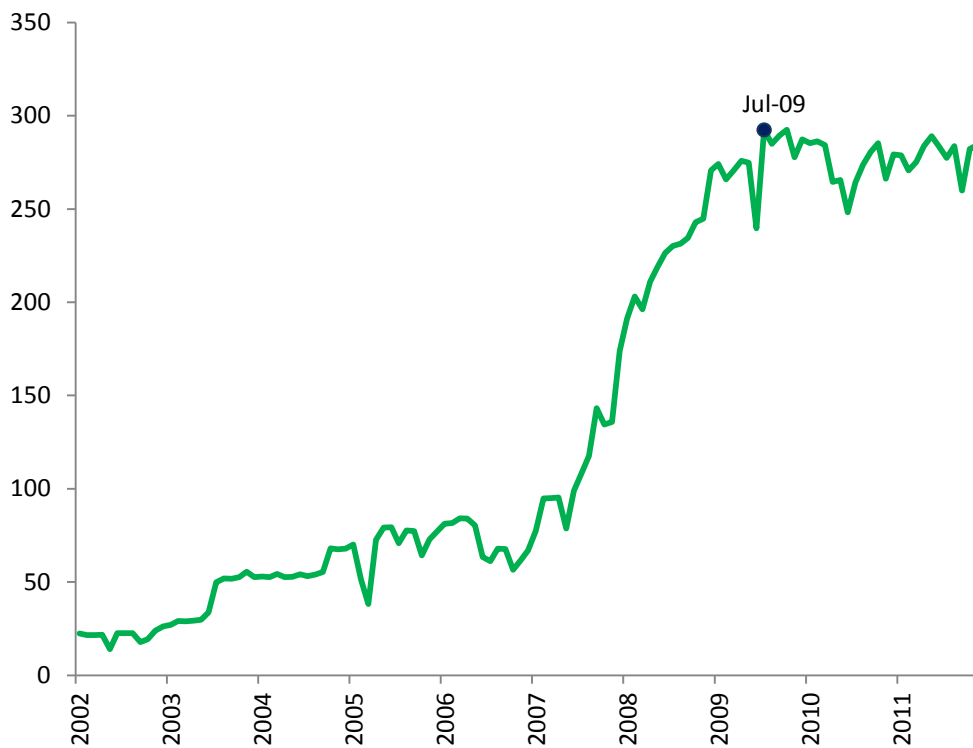
Por su parte la producción de Maloob no sabemos en qué momento alcanzará su pico ya que está en pleno desarrollo, así mismo el nivel máximo que alcanzará dependerá de las inversiones que se realicen en el pozo,

ya que las inversiones de este pozo duplican las de Cantarell⁴¹.

5.3.3 Zaap

Gráfica 21. Producción Mensual de Zaap

(Miles de barriles diarios)



Fuente: Elaboración propia con datos de SIE- SENER

⁴¹ (Emedios, 2012)

En el caso de Zaap este ya ha alcanzado su producción máxima, con lo que se encuentra en su fase de madurez desde julio de 2009, solo resta ver cuánto tiempo se puede prolongar esta etapa con el fin obtener y recuperar la mayor cantidad de crudo de este pozo.

Es necesario implementar una estrategia que evite la caída de las reservas probadas de producción en KMZ mediante una estrategia que no incremente el ritmo de extracción la cual implicaría “una mejor gestión de la explotación, del desarrollo de campos, de los métodos de recuperación secundaria y de la descontaminación de los campos afectados por la depredación”⁴².

⁴² (Martinez Hernandez & Herrera Aguilar, 2007), pp.66

5. CONCLUSIONES

La producción de petróleo crudo de México va a la baja debido a que Cantarell ha entrado en la cuarta fase natural de declinación y la posibilidad de encontrar yacimientos de fácil acceso, baja complejidad técnica y magnitud relevante, como lo fue Cantarell, está prácticamente agotada en México y el mundo.

La indiscriminada explotación de Cantarell se ha dado debido a que ha sido utilizado para paliar la debilidad fiscal del país en vez de la creación de instituciones y reformas que atacarían el problema fiscal de fondo, esto llevo al yacimiento a que su fase de declinación comenzará antes y su vida útil disminuyera.

A partir de 2009, la región petrolera de Ku Maloob Zaap se ha convertido en el principal yacimiento productor de petróleo en el país y su producción va al alza, a pesar de esto, el tamaño y la producción de KMZ no son equiparables con la que llegó a proporcionar Cantarell en sus mejores años, por lo tanto KMZ no podrá sustituir a la producción de Cantarell.

La propuesta de este trabajo, es el que se deben de hacer reformas institucionales (fiscal, energética e institucional de PEMEX), que permitan el aprovechamiento sustentable de la zona KMZ, este tipo de reformas son de calado nacional, ya que siendo el petróleo un tema tan mítico en este país, se debe reformar por completo el entramado que conforma a PEMEX, lo cual puede incluir la participación de la iniciativa privada si bien este tema es sumamente controversial, se puede plantear el esquema de empresa mixta para que el Estado mexicano conserve más del 50% de la propiedad de PEMEX, otra opción sería darle autonomía presupuestal a PEMEX mediante una reforma fiscal de fondo, lo que permitiría que los excedentes petroleros sean reinvertidos en la industria y no se dediquen al gasto corriente del gobierno. Con esto PEMEX estaría en condiciones de innovar tecnológicamente permitiendo una mejor explotación petrolera, así como que ya no se vería obligado a cumplir con un mínimo de producción para subsanar a las finanzas nacionales.

También es necesaria la creación de organismos encargados de verificar la velocidad de explotación de los yacimientos así como la tasa de restitución de reservas, para que en el momento en que se observe que se está

agotando el petróleo en un yacimiento específico, se adopten las medidas necesarias de explotación, para evitar la pérdida de presión de los ductos y la entrada de agua salina a los pozos, prolongando con esto la vida útil del yacimiento y mejorando la calidad del crudo extraído, un avance en esta materia es la creación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, ya que si bien la CNH tiene facultades para sancionar a PEMEX en caso de que no cumplan con las normatividades y observaciones realizadas por esta, no cuenta con la capacidad técnica ni humana para vigilar el cumplimiento de estas.

Sin la creación de las instituciones adecuadas que lleven a cabo un plan de desarrollo sustentable para la explotación de la región de KMZ, sucederá lo mismo que con Cantarell y en los próximos años llegará a su punto máximo de producción, tal y como lo propone el plan de ocho años de PEMEX para la explotación de este yacimiento, iniciando inmediatamente su fase de declinación, con lo que la producción petrolera del país no alcanzará ni para cubrir el consumo interno.

Si se crean estas instituciones y se realizan los cambios institucionales necesarios entonces la producción de KMZ

podrá prolongar su vida útil al menos por unos años y con esto si bien no alcanzar para que México siga siendo un exportador neto de crudo, al menos alcanzará a cubrir la demanda interna del país.

Es hora de realizar estos cambios de fondo en el tramado institucional y legal del país, con el fin de que se deje de seguir postergando el problema fiscal de fondo que no dependa de los ingresos petroleros para sostener buena parte de la economía nacional, con lo que se le podrán aplicar criterios empresariales a PEMEX y no gubernamentales, y de esta manera se podrá obtener un desarrollo sustentable no solo de la producción de KMZ, sino del resto de los yacimientos petroleros que ya existen y de los nuevos descubrimientos por explotar.

Bibliografía

Barbosa, F., 2011. Quiebran la columna vertebral de la industria petrolera de México. *Contralínea*, Issue 219.

Barbosa, F. & Domínguez, N., 2010. Situación de las reservas y el potencial petrolero de México. *ECONOMIAUNAM*, Vol. 3(7), pp. 79-102.

Castaingts, J., 2009. Propuestas analíticas en torno a Pemex y a la situación petrolera mexicana. *IZTAPALAPA*, Julio-Diciembre , Año 30(No 67), pp. 41-62.

Castañeda, A. & Villagómez, A., 2006. Análisis histórico de la relación macroeconomía-petróleo en México: 1970-2006. *CIDE*.

CNH, 2011. Documento Técnico 2.

Cuéllar, R., 2008. El petróleo y la política exterior de México: del auge petrolero a la privatización. *Relaciones Internacionales UNAM*, Mayo-Diciembre, Issue 101-102, pp. 121-142.

Emedios, 2012. *Repunta producción en yacimiento Maloob*. [En línea]
Available at:
http://www.emedios.com.mx/oportunidadesdenegocios/texto.asp?id_noticia=8548953

Enkerlin Hoeflich, E. C. e. a., 1997. *Ciencia Ambiental y Desarrollo Sustentable*. México: International Thomson.

Haber, S., Maurer, N. & Razo, A., Año 63. When the law does not matter: The rise and decline of the Mexican Oil Industry. *The Journal of Economic History*, Marzo 2003, Issue 1, pp. 1-32.

Ibarra, D., 2010. El desmantelamiento de Pemex. *EconomíaUNAM*, 5(13).
IMP, C. S. y. R. P., 2011. *Tipos de Petróleo*. [En línea]
Available at: <http://www.imp.mx/petroleo/?imp=tipos>

INEGI, s.f. *El petróleo*. [En línea]

Available at:

<http://cuentame.inegi.org.mx/economia/petroleo/tipos.aspx?tema=E>

Internacional, P. C., 2011. *P.M.I Comercio Internacional*. [En línea]

Available at:

<http://www.pmi.com.mx/onepage/public/preguntasfrecuentesdos.jsp>

Lajous, A., 2009. El ocaso de Cantarell. *Nexos*.

Marichal, C., 2008. *Fuentes para la historia del petróleo en México*. [En línea]

Available at: <http://petroleo.colmex.mx/index.php/linea/57>

Martinez Hernandez, F. & Herrera Aguilar, S., 2007. Evolución de los precios del petróleo crudo y su impacto sobre la balanza comercial petrolera en México, 1988-2007. *Economía Informa*, Agosto, Issue 347, pp. 51-67.

PEMEX, 2011. *Anuario Estadístico*. [En línea].

PEMEX, C. S., 2008. *Pemex Producción*. [En línea]

Available at:

<http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionid=136&catid=11895>

PEMEX, C. S., 2011. *PEMEX*. [En línea]

Available at: <http://www.pemex.com>

PEMEX, C. S., 2011. *Pemex Renta Petrolera*. [En línea]

Available at:

<http://www.pemex.com/index.cfm?action=content§ionid=136&catid=11880>

Rodriguez, I., 2012. Pemex entre las 10 petroleras más rentables. *La jornada*, 06 Enero.

Rojas, F., 2009. El mito de los recursos excedentes del petróleo.

ECONOMIAUNAM, Vol. 2(5), pp. 78-89.

Schettino, M., 2008. Cien años de confusión, México en el siglo XX. *Taurus*.

Schettino, M., 2008. Otra vez se acaba. *El Universal*, 28 Agosto.

Schettino, M., 2009. El abismo energético. *Nexos*.

Schettino, M., 2010. *Petróleo al primer semestre*. [En línea]
Available at: www.eluniversal.com.mx

Schettino, M., 2011. *El petróleo, otra vez*. [En línea]
Available at: www.eluniversal.com.mx

Schettino, M., 2011. *Ku desbanca a Cantarell*. [En línea]
Available at: www.eluniversal.com.mx

Schettino, M., 2011. *La importancia del petróleo*. [En línea]
Available at: www.eluniversal.com.mx

Schettino, M., 2011. La muerte de la gallina. *El Universal*, 25 Enero.

SENER, 2007. Prospectivas del Mercado de petróleo crudo 2007-2016.

SENER, 2010. Balance Nacional de Energía 2009.

SENER, 2011. Prospectiva del mercado de crudo 2010-2025.

Shields, D., 2006. Pemex: Problems and Policy Options. *CLAS Policy Papers*, Febrero .Issue 4.

Shields, D., 2008. Mexico's Deteriorating Oil Outlook. *CLAS Policy Papers*, Marzo. Issue 8.

Venegas-Martinez, F., 2001. Política Fiscal y renta petrolera: Una propuesta de régimen fiscal para Pemex. *Problemas del Desarrollo*, Enero-Marzo, Vol. 32(124), pp. 55-112.