

UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE CIENCIAS DE LA TIERRA

**IMPACTO DEL RÉGIMEN FISCAL EN LOS
PROYECTOS DE EXPLORACIÓN Y
EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS**

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

MANUELA XEL HA VÁZQUEZ CONTRERAS



DIRECTOR DE TESIS
IGNACIO ANTONIO CASTRO CHÁVEZ

MÉXICO D.F, MARZO 2010



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.

Agradecimientos

Gracias a la Universidad Nacional Autónoma de México, por sus enseñanzas en los ámbitos profesionales y humanos, por mi formación personal y académica y por su valiosa contribución a mi desarrollo tanto en la Facultad de Ingeniería, como en el Colegio de Ciencias y Humanidades Plantel Sur.

A la Facultad de Ingeniería, porque en ella recae mi formación profesional, gracias a todos y cada uno de los profesores que se encargan de compartir el conocimiento, por los que fueron mis maestros y por todos los maestros que forman día a día profesionales competitivos.

A ti Mami por ser mi guía todos estos años, porque gracias a ti hoy he cumplido una de mis metas, gracias por tu compañía, por tu apoyo, por ser mi madre y padre al mismo tiempo, por darme una educación diferente, por criarme, por todas tus palabras cuando más lo necesite, por ayudarme a levantar de cada una de mis caídas, por enseñarme a vivir en la paz y en la felicidad, por enseñarme a amar y disfrutar de la vida y dar gracias por todo, por cada momento que vivimos juntas, gracias por cada una de las sonrisas y las lagrimas, gracias por creer siempre en mí, Mami gracias por todo lo que eres, por lo que me diste y por todo lo que nos falta por vivir. TE AMO.

A ti Hermana, por ser mi compañera, por ser mi estrella de la suerte, gracias por escucharme, por tus consejos, por tus cuidados, por tu paciencia, por tus deliciosos desayunos, por compartir conmigo este camino, por enseñarme a poner coraje y todo el corazón en cualquier cosa que haga, por enseñarme que siempre hay cosas más importantes, por enseñarme a sonreír en cualquier adversidad, por enseñarme que los Biólogos son mejores que los Ingenieros, gracias por compartir los sueños, por ser diferente, por cada momento que vivimos juntas, gracias por la Feria de la Astronomía cambio mi perspectiva de la vida, gracias por ser mi hermana TE AMO.

A todas y todos mis amigas que compartieron tiempo y espacio conmigo, gracias por escucharme, por enseñarme, por preocuparse por mí, por cuidarme y por brindarme su amistad, por ir junto a mí en este camino que hoy cambia de rumbo, gracias a todos ustedes, en especial a ti amiga Clarisa, Brenda, Consuelo, Ana, Asenet .

A toda mi familia, empezando desde mi abuela, tías, tíos, primas, primos y ahora hasta sobrinos, gracias por estar a mi lado, por todos los momentos felices que vivimos juntos,

por todos los picnics, por las vacaciones y los momentos más divertidos que compartimos gracias por su apoyo y amor.

En especial a mi Tía Julia, a mis primos Axel y Jimena, porque con ustedes viví cosas fabulosas, gracias por su cariño, por todas las risas y por creer siempre en mí, deseo que siempre cumplan sus sueños, los amo.

Gracias al Ing. Ignacio Castro por aceptar dirigirme la tesis, por enseñarme cosas que desconocía, y ser mi guía en este último trayecto, gracias por su paciencia y consejos.

Gracias a cada uno de mis sinodales por dedicar su tiempo en la lectura de esta tesis.

ÍNDICE GENERAL

	Página
INDICE DE FIGURAS	vi
INTRODUCCIÓN	viii
CAPÍTULO I. CONCEPTOS BÁSICOS	
I.I. ANTECEDENTES	1
I.II. PROYECTO	1
I.III. PROYECTO DE INVERSIÓN	2
I.IV. PROGRAMA DE INVERSIÓN	2
I.V. PROYECTOS INTEGRALES	3
I.VI. UNIDAD DE INVERSIÓN	3
I.VII. CARTERA DE INVERSIÓN	4
I.VIII. PORTAFOLIO DE PROYECTOS	5
I.IX. PROGRAMA ESTRATÉGICO DE PEP 2007 2015.....	5
I.X. PLAN NACIONAL DE DESARROLLO 2007 2012	6
I.XI. PLAN SECTORIAL DE ENERGÍA 2007 2015.....	7
I.XII. PLAN DE NEGOCIOS 2002-2010	7
I.XIII. DOCUMENTO DE PLANEACIÓN	8
I.XIV. CICLO DE PLANEACIÓN	8
I.XV. RESERVAS.....	8
I.XV.I. RESERVAS PROBADAS	10
I.XV.II. RESERVAS PROBABLES	10
I.XV.III. RESERVAS POSIBLES	11
I.XVI. ESTUDIO DE MERCADO.....	11
I.XVII. ESTUDIO DE MERCADO DE HIDROCARBUROS	11
I.XVIII. EVALUACIÓN ECONÓMICA	12
I.XIX. EVALUACIÓN INCREMENTAL	12
I.XX. EVALUACIÓN CONCURRENTE.....	13

I.XXI. VPN	13
I.XXII. VPI	13
I.XXIII. TASA DE DESCUENTO	13
I.XXIV. TIR	14
I.XXV. ANÁLISIS COSTO Y BENEFICIO	14
I.XXVI. ANÁLISIS COSTO EFICIENCIA	14
I.XXVII. COSTO TOTAL.....	14
I.XXVIII. COSTO DE CAPITAL	15
I.XXIX. COSTO DE LA INVERSIÓN	15
I.XXX. COSTO DE OPERACIÓN	15
I.XXXI. MONTO TOTAL DE LA INVERSIÓN	15

CAPÍTULO II. PROYECTOS DE INVERSIÓN

II.I. ANTECEDENTES	16
II.II. PLANEACION	17
II.III. FORMULACION.....	18
II.III.I. ANALISIS COSTO-BENEFICIO	19
II.III.II ANALISIS COSTO-EFICIENCIA	20
II.IV. EVALUACION	21
II.IV.I CRITERIOS PARA LA EVALUACION DE PROYECTOS	22
II.IV.II. CONSTRUCCION DEL FLUJO DE EFECTIVO	22
II.IV.III. CALCULO DE INDICADORES DE RENTABILIDAD	23
II.IV.III. CRITERIOS PARA LA EVALUACION DE UNIDAD DE INVERSIÓN	23
II.V. JERARQUIZACIÓN	24
II.VI. EJECUCIÓN	25
II.VII. CONTROL Y CIERRE	26
II.VII.I. EVALUACIÓN EX POST.....	26

II.VII.II. CIERRE DEL PROYECTO	27
--------------------------------------	----

CAPÍTULO III. CARTERA DE PROYECTOS

III.I. ANTECEDENTES	29
III.II. PROYECTOS DE EXPLORACIÓN	30
III.III. PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN	33
III.IV. PROYECTOS DE SOPORTE	35

CAPÍTULO IV. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN

IV.I. ANTECEDENTES	37
IV.II. COMPONENTES DEL ESTUDIO ECONÓMICO.....	38
IV.II.I. COSTOS	39
IV.II.II. INVERSIÓN INICIAL.....	40
IV.II.III. DEPRECIACION Y AMORTIZACIONES	40
IV.II.IV. PUNTO DE EQUILIBRIO	41
IV.II.V. IMPUESTOS.....	41
IV.II. VI. REGÍMEN FISCAL	42
IV.III. MÉTODO DEL FLUJO DE EFECTIVO.....	43
IV.III. I. PRODUCCIÓN	45
IV.III.II. PRECIO.....	46
IV.III.III. COSTOS	48
IV.III.IV. INVERSIONES	50
IV.IV. INDICADORES ECONÓMICOS OBTENIDOS CON EL FLUJO DE EFECTIVO	51
IV.IV.I. VPN	51
IV.IV.II. TIR	53

IV.IV.III. RELACIÓN BENEFICIO COSTO (B/C)	55
IV.IV.IV. PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN	56
IV.IV.V. LÍMITE ECONÓMICO	57
IV.V. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	59

CAPÍTULO V. RÉGIMEN FISCAL

V.I. ANTECEDENTES	61
V.II. CAPTACIÓN DE INGRESOS	62
V.II.I. IMPUESTOS.	63
V.III. RÉGIMEN FISCAL	64
V.IV. IMPUESTO SOBRE LA RENTA (ISR)	65
V.IV.I. CONCEPTOS BÁSICOS.....	66
V.IV.II. ISR 2009	67
V.V. RÉGIMEN FISCAL DE PEMEX	68
V.V.I RÉGIMEN FISCAL VIGENTE HASTA 2005	69
V.V.II. RÉGIMEN FISCAL DURANTE EL PERIODO 2006-2007	71
V.V.III. RÉGIMEN FISCAL 2008	74
V.VI. BENCH MARKING	80
V.VI.I REGIMENES FISCALES PETROLEROS EN EL MUNDO	82
V.VI.I.I. VENEZUELA	82
V.VI.I.II. NORUEGA	83
V.VI.I.III. INDONESIA	83
V.VI.I.IV. COLOMBIA	84
V.VI.I.V. NIGERIA	85
V.VI.I.VI. EGIPTO	86

V.VI.I.VII. ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA	86
V.VI.I.VIII. BRASIL	88
V.VI.II. EJEMPLO DE APLICACIÓN	89

CAPÍTULO VI. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA CARTERA DE PROYECTOS

VI.I. ANTECEDENTES	93
VI.II.EVALUACIÓN ECONÓMICA ANTES DE IMPUESTOS	93
VI.III. EVALUACIÓN ECONÓMICA DESPUÉS DE IMPUESTOS.....	95

CAPÍTULO VII. ANÁLISIS AL NUEVO RÉGIMEN FISCAL

VII.I. ANTECEDENTES	100
VII.II. NUEVO RÉGIMEN FISCAL DE PEMEX	101
VII.III. VENTAJAS DEL NUEVO RÉGIMEN FISCAL	104
VII.IV. RESULTADOS OPERATIVOS Y FINANCIEROS DE PEMEX 2006-2009.....	108
VII.IV.I. RESULTADOS OPERATIVOS 2006-2009	108
VII.IV.II. RESULTADOS FINANCIEROS 2006-2009.....	110

CAPÍTULO VIII. CONCLUSIONES

BIBLIOGRAFÍA	120
---------------------------	------------

ÍNDICE DE FIGURAS

	Página
Figura 1.1 Clasificación de las reservas de hidrocarburo	9
Figura 3.1 Inversión programada en MMM de pesos 2006	29
Figura 3.2. Inversión de PEMEX 2008	30
Figura 3.2 Incorporación de la reserva probada	31
Figura 3.3 Evolución de la reserva 1P	32
Figura 3.4 Relación de reserva probada/ producción	32
Figura 3.5 Nivel de producción esperado de aceite en MBD	34
Figura 3.6 Nivel de producción esperado de gas en MMPCD	34
Figura 4.1 Descripción del cálculo del flujo de efectivo	44
Figura 4.2 Periodo de recuperación de la inversión	57
Figura 4.3 Límite económico.	58
Figura 5.1 Tasa de ISR en el periodo 2005-2009	68
Figura 5.2 Régimen Fiscal de PEP aplicable en 2005	69
Figura 5.3 Flujo por barril antes y después de impuestos	70
Figura 5.4 Comparativo y descripción de los Regímenes Fiscales de otros países	71
Figura 5.5 Descripción del régimen fiscal del 2006	72
Figura 5.6 Impuestos de los años 2005, 2006 y 2007	73
Figura 5.7 Rendimiento neto de los años 2005, 2006 y 2007	74
Figura 5.8 Descripción del régimen fiscal 2008	76
Figura 5.9 Impuesto de los años 2005, 2006, 2007 y 2008	79
Figura 5.10 Rendimiento neto de los años 2005, 2006, 2007 y 2008	79

Figura 5.11 Comparación de los impuestos en diferentes países	89
Figura 6.1 Flujo de efectivo antes de impuestos de la Cartera de Proyectos	95
Figura 6.2 Impacto del Régimen Fiscal 2008 sobre la Cartera de Proyectos	97
Figura 6.3 Impacto del Régimen Fiscal 2008 sobre la Cartera de Proyectos	99
Figura 7.1 Comparativo del régimen fiscal 2008 y 2009 para el proyecto ATG	106
Figura 7.2 Comparativo del régimen fiscal 2008 y 2009 para el proyecto Golfo de México B	107
Figura 7.3 Producción aceite 2006-2009	108
Figura 7.4 Producción de gas 2006-2009	109
Figura 7.5 Ingresos 2006-2009	109
Figura 7.6 Resultados financieros 2006	110
Figura 7.7 Resultados financieros 2007	111
Figura 7.8 Resultados financieros 2008	112
Figura 7.9 Resultados financieros enero- septiembre 2009	113
Figura 7.10 Resultados financieros 2006-2008	114

INTRODUCCIÓN

La exploración y explotación de hidrocarburos en México es llevada a cabo por PEMEX Exploración y Producción, este organismo subsidiario lleva a cabo estas tareas mediante la ejecución de un buen número de proyectos, todos estos proyectos tienen como metas satisfacer la demanda interna de hidrocarburos, incorporar reservas, entre otros, esto sin duda no es tarea fácil para la paraestatal, PEP ha cumplido con sus metas, sin embargo en términos financieros los resultados obtenidos en los últimos años no son satisfactorios.

El rendimiento antes de impuestos de PEP sitúa a la paraestatal como una de las compañías petroleras que mejor rendimiento genera a nivel mundial, no obstante, el monto excesivo de los impuestos que esta paraestatal paga conlleva a numerosas pérdidas financieras que impactan de manera directa a los proyectos de exploración y explotación.

La presente tesis tiene como objetivo mostrarle al lector el impacto que tiene el régimen fiscal en los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos ejecutados por PEMEX Exploración y Producción.

Esta tesis inicia dando los conceptos básicos que el lector debe conocer para el mejor entendimiento de este trabajo, entre los cuales encontramos la definición de proyecto, los tipos de proyectos, la definición de proyectos y programas de inversión, así como sus tipos de cada uno de estos, la definición de unidad de inversión, en términos económicos, encontramos la definición de evaluación económica, evaluación incremental, el estudio de mercado y en específico el de hidrocarburo, entre otros.

El capítulo 2 habla de los proyectos de inversión, una vez que han sido definidos en el capítulo anterior, es necesario saber lo que comúnmente se denomina como el ciclo de planeación, en este se explican detenidamente cada uno de los pasos de este ciclo, desde la planeación, hasta el control y cierre del proyecto, pasando por las etapas de evaluación, jerarquización y ejecución del proyecto; aquí se encontraran los lineamientos de cada una de estas etapas así como una explicación detallada.

Una vez que el proyecto se ha planeado, formulado y evaluado, se jerarquiza con la finalidad de conformar la cartera de proyectos y programas de inversión de PEP, con el objetivo de optimizar los proyectos que están contenidos en ella, así como satisfacer los

objetivos del Plan Nacional De Desarrollo 2006-2012 y el Programa Estratégico De PEP 2007-2015, documentos clave para la conformación de la cartera de proyectos; esta conforma el capítulo 3 de la presente tesis.

En el capítulo 4 se aborda la metodología de evaluación, la cual inicia con la definición de los componentes de estudio económico desde un enfoque económico, para después poderlo especificar a los proyectos petroleros. La evaluación económica tiene como objetivo determinar la rentabilidad de los proyectos, esta se puede calcular por varios métodos, en esta tesis solo se explicara el método del flujo de efectivo, a partir del cual se obtienen los indicadores económicos, de los cuales obtendremos la rentabilidad del proyecto, como ya se había mencionado, dentro de estos indicadores son, VPN, TIR, relación beneficio-costos, entre otros, para realizar al terminar el análisis de sensibilidad, el cual muestra la sensibilidad que tiene el proyecto ante los cambios del precio, producción y costos, para determinar en qué momento los proyectos dejan de ser rentables.

Una evaluación económica completa incluye el cálculo de los impuestos dependiendo del régimen económico aplicable a los tipos de proyectos evaluados, en este caso el régimen fiscal aplicable es especial para los proyectos petroleros, por esta razón en el capítulo 5 se analiza el régimen fiscal, los tipos existentes de este, en especial el régimen fiscal de PEP y el de ISR, en México y se concluye con la mención de los diferentes tipos de regímenes fiscales aplicables en diferentes países petroleros como por ejemplo, Noruega, Colombia, Brasil, Egipto, entre otros.

Conocido el régimen fiscal, es posible realizar la evaluación económica de la cartera de proyectos, antes y después de impuestos. La evaluación económica antes de impuestos sigue la metodología de evaluación explicada en capítulos anteriores, en el capítulo 6 se realiza la evaluación de los proyectos de exploración y explotación que conforman la Cartera de Proyectos, así como el cálculo de impuestos en el régimen fiscal del 2008 y del 2009 de la cartera en su totalidad, así como se plantea la necesidad del cambio del régimen fiscal.

En el año 2008 se analizó un cambio en el régimen fiscal de PEP, la propuesta trajo consigo una amplia discusión para formar el mejor régimen aplicable a PEMEX, en el capítulo 7 se hace mención de este nuevo régimen, así como las ventajas de este nuevo régimen en especial en los proyectos del ATG y los proyectos de aguas profundas, el capítulo concluye con un resumen del estado de resultados de PEP de los años 2006, 2007 y 2008 para observar los ingresos, impuestos y el rendimiento neto.

Para concluir con esta tesis se presentan las conclusiones, las cuales analizan el impacto de los impuestos en los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.

I. CONCEPTOS BÁSICOS

I.I. ANTECEDENTES

Este primer capítulo ha sido creado con la finalidad, de que el lector esté relacionado con los términos que se manejarán en el desarrollo de la presente tesis, la cual toma elementos del PMI (de sus siglas en inglés Project Management Institute), los Lineamientos para la elaboración y presentación de los análisis costo y beneficio de los programas y proyectos de inversión emitidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público así como los Lineamientos para los Proyectos de Inversión de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios. Términos que son de vital importancia, para comprender el marco de referencia del tema aquí abordado.

Las presentes definiciones son base fundamental para la evaluación económica de la cartera de proyectos a la cual se le aplicara los impuestos determinados en el régimen fiscal vigente.

I.II. PROYECTO

Proyecto es un esfuerzo temporal llevado a cabo para crear un producto o servicio único para alcanzar un objetivo bajo restricciones de costo, tiempo y calidad.

Los proyectos son típicamente desarrollados para el beneficio de otros. Los ejecutores del proyecto, rara vez usan los resultados. Es necesario entonces, tener en cuenta que el último objetivo del proyecto es servir a las necesidades de la organización o de la gente que está invirtiendo en el proyecto y en los usuarios de los productos o servicios.

Un proyecto tiene:

- Un principio y un final
- Un conjunto específico de objetivos

- Criterios de calidad medibles
- Muchas actividades interrelacionadas
- Recursos limitados
- Costos y tiempo definidos

I.III. PROYECTO DE INVERSIÓN¹

Se denomina un proyecto de inversión a las acciones que implican erogaciones de gasto de capital destinadas a obra pública en infraestructura, así como la construcción, adquisición y modificación de inmuebles, las adquisiciones de bienes muebles asociadas a estos proyectos, y las rehabilitaciones que impliquen un aumento en la capacidad o vida útil de los activos de infraestructura e inmuebles.

Los proyectos de inversión se clasifican en los siguientes tipos:

- i. Proyectos de infraestructura económica, cuando se trate de proyectos que satisfarán necesidades en los sectores de agua, comunicaciones y transportes, electricidad, hidrocarburos y turismo.
- ii. Proyectos de infraestructura social, cuando se lleven a cabo funciones en materia de educación, ciencia y tecnología, cultura, deporte, salud, seguridad social, urbanización, vivienda y asistencia social.
- iii. Proyectos de infraestructura gubernamental, cuando se refiera a llevar a cabo funciones de gobierno, tales como seguridad nacional, seguridad pública y procuración de justicia, entre otras.
- iv. Proyectos de inmuebles, cuando se refieran a la construcción, adquisición y ampliación de inmuebles destinados a oficinas administrativas y
- v. Otros proyectos de inversión, cuando se trate de aquellos que no estén identificados en las fracciones anteriores.

I.IV. PROGRAMA DE INVERSIÓN²

Se denomina programa de inversión a las acciones que implican erogaciones de gasto de capital no asociadas a proyectos de inversión.

¹ Lineamientos para la elaboración y presentación de los análisis costo y beneficios de los programas y proyectos de inversión. Diario Oficial 18 de marzo de 2008.

² *Idem*

Los programas de inversión se clasifican en los siguientes tipos:

- i. Programas de adquisiciones, cuando se trate de la compra de bienes muebles, tales como vehículos, mobiliario para oficinas, bienes informáticos y equipo diverso, entre otros, que no estén asociados a proyectos de inversión;
- ii. Programas de mantenimiento, son las acciones que tienen como objetivo conservar o mantener los activos existentes en condiciones adecuadas pero que no impliquen un aumento en la vida útil.
- iii. Estudios de preinversión, cuando se trate de estudios que sean necesarios para que una dependencia o entidad tome la decisión de llevar a cabo un programa o proyecto de inversión.
- iv. Otros programas de inversión, cuando se trate de acciones que impliquen erogaciones de gasto de capital no identificadas en las fracciones anteriores.

I.V. PROYECTOS INTEGRALES³

Un proyecto integral es un conjunto de unidades de inversión diferenciables que buscan un objetivo común medible y que permita generar sinergias positivas al agruparse.

Para los procesos productivos de PEP, los proyectos integrales se conformaran por proyectos relacionados a los campos petroleros que dependan de un activo. En el proceso de distribución y comercialización, los proyectos integrales se conformaran de los proyectos de distribución y comercialización. El proyecto queda acotado por fronteras definidas en tiempo y alcance, en función de las unidades que lo conformen.

I.VI. UNIDAD DE INVERSIÓN

La unidad de inversión es el conjunto mínimo de todos los elementos estratégicos, físicos y normativos necesarios para generar valor económico.

³ Lineamientos para los proyectos de inversión de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2006

Las unidades de inversión pueden ser de impacto económico directo e indirecto dependiendo de los programas que contienen.

Las unidades de impacto económico directo, son aquellas que incluyen al menos uno de los programas relacionados con:

- Incrementar la capacidad instalada o de producción.
- Sostener la capacidad instalada o de producción.
- Modernizar u optimizar las instalaciones
- Ahorrar energía
- Investigación y desarrollo

En cambio las unidades de impacto económico indirecto son aquellas que contengan exclusivamente algunos de los siguientes programas:

- Normatividad (por ejemplo: protección ambiental, seguridad industrial, etc.)
- Telecomunicaciones
- Servicios médicos
- Infraestructura administrativa

I.VII. CARTERA DE INVERSIÓN⁴

Cartera de inversiones es la cartera de programas y proyectos de inversión, la cual se integra con todos los programas y proyectos de inversión en proceso o por realizarse de una entidad y en donde cada programa o proyecto cuenta con el estudio de análisis costo y beneficio.

Los programas y proyectos de inversión de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios se agruparan en proyectos integrales. Esta agrupación tiene como objetivo promover una cultura de responsabilidad, generación de valor económico y mejora continua en la planeación de inversiones; lo que permitirá optimizar la Cartera de Inversiones y el Portafolio de Proyectos de Inversión de la industria en su conjunto.

⁴ Lineamientos para los proyectos de inversión de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2006

I.VIII. PORTAFOLIO DE PROYECTOS⁵

El portafolio de proyectos se integra con todos los programas y proyectos de inversión en proceso o por realizarse de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios y en donde cada programa y proyecto cuenta con al menos una descripción general y una evaluación económica.

I.IX. PROGRAMA ESTRATÉGICO DE PEP 2007-2015⁶

La misión de PEMEX Exploración y Producción es maximizar el valor económico a largo plazo de las reservas de crudo y gas natural del país, así como satisfacer la demanda de hidrocarburos como lo establece el plan nacional de desarrollo 2006-2012.

Los objetivos estratégicos considerados por PEP para hacer frente a los retos derivados de la situación actual son:

- a. Mantener la producción en un nivel superior a 3.0 MMbd de aceite y 6,000 MMpcd de gas.
- b. Mejorar los resultados exploratorios para alcanzar una relación reserva probada / producción de cuando menos 9 años a partir del año 2012.
- c. Mantener niveles competitivos en costos de desarrollo y producción, y reducir el costo de descubrimiento.
- d. Continuar mejorando los indicadores de seguridad, tanto de frecuencia como de gravedad.
- e. Mejorar la relación con las comunidades en las que PEP opera.

Para alcanzar los objetivos, se definieron iniciativas estratégicas para mejorar el desempeño de PEMEX Exploración y Producción.

En términos de exploración:

- I. Intensificar actividades exploratorias en Golfo de Mexico profundo.

⁵ *Idem*

⁶ PEMEX: retos y principales proyectos de inversión 2008.

- II. Fortalecer la cartera de oportunidades exploratorias.
- III. Definir lineamientos para la integración, ejecución y abandono de proyectos exploratorios.
- IV. Mejorar el desempeño de las principales palancas de valor del costo de descubrimiento.

En términos de desarrollo:

- V. Fortalecer la ejecución de los proyectos para mejorar el factor de recuperación y desarrollar nuevas reservas.
- VI. Ejecutar la estrategia para el manejo y comercialización de crudos extra pesados.

En términos de producción:

- VII. Transformación operativa de la función de mantenimiento.
- VIII. Nuevos esquemas de ejecución para mejorar el factor de recuperación y desarrollar campos marginales y maduros de forma rentable.

Acciones de soporte como:

- IX. Fortalecer el diseño y la ejecución de los proyectos de exploración y desarrollo.
- X. Transformar la función operativa de UPMP.
- XI. Fortalecer las capacidades y habilidades de los recursos humanos.
- XII. Desarrollar mecanismos que permitan aumentar la capacidad de ejecución en proyectos clave.
- XIII. Fortalecer la relación con proveedores clave.
- XIV. Evaluar iniciativas de internacionalización.
- XV. Mejorar los indicadores de seguridad industrial y fortalecer la sustentabilidad de la empresa.
- XVI. Mejorar la relación de la empresa con las comunidades.
- XVII. Promover un marco regulatorio para el desarrollo de la industria petrolera.

I.X. PLAN NACIONAL DE DESARROLLO 2007-2012⁷

El Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012 es el documento que establece una estrategia clara y viable para avanzar en la transformación de México sobre bases sólidas, realistas y,

⁷ Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012 del poder ejecutivo federal.

sobre todo, responsables. La elaboración de este Plan estuvo sustentado en la perspectiva del futuro que se aspira para el país.

Los objetivos nacionales, las estrategias generales y las prioridades de desarrollo plasmados en este Plan fueron diseñados de manera congruente con las propuestas vertidas en el ejercicio de prospectiva.

I.XI. PROGRAMA SECTORIAL DE ENERGÍA 2007-2015⁸

El Programa Sectorial de Energía es el documento que contiene puntualmente los objetivos sectoriales, metas, estrategias y líneas de acción que se estarán desarrollando en los próximos años. Este documento descansa fundamentalmente en tres puntos: asegurar el abasto de energéticos que requiere la economía; fortalecer a las empresas públicas del sector para mejorar la oportunidad y calidad en el suministro de los insumos; y, promover intensamente la eficiencia energética y las energías renovables, a fin de disminuir el impacto ambiental que se deriva por la utilización de combustibles fósiles.

I.XII. PLAN DE NEGOCIOS PEP 2002-2010⁹

El plan de negocios 2002-2010 es el documento en el cual se plantean las acciones necesarias para enfrentar los desafíos de crecer en forma dinámica de acuerdo a los lineamientos del Plan Nacional de Desarrollo y el Programa Sectorial de Energía. Este Plan de Negocios define la misión, visión e iniciativas estratégicas que orientarán el rumbo de la institución para transformarse en una empresa petrolera moderna e integrada, con un enfoque de crecimiento, creación de valor y competitividad, dentro de un marco de desarrollo sostenido y sustentable.

Este documento es la base para el nuevo Programa Estratégico de PEP 2007-2015, del cual se tomaron la misión y la visión de PEP, se ampliaron de 3 a 5 los objetivos estratégicos, y las iniciativas estratégicas se simplificaron y precisaron para el desempeño de PEMEX Exploración y Producción.

⁸ Programa Sectorial de Energía 2007-2012

⁹ Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos 2002-2010

I.XIII. DOCUMENTO DE PLANEACIÓN¹⁰

El documento de planeación de programas y proyectos de inversión, es el instrumento por medio del cual se definen los objetivos, estrategias y prioridades en materia de inversión, a fin de contar con una visión de mediano y largo plazos de la inversión requerida por Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios.

Este documento concibe y concreta oportunidades de inversión en su ámbito de negocio, con la finalidad de incrementar o mantener su valor económico, tomando en cuenta la incorporación de la normatividad vigente.

I.XIV. CICLO DE PLANEACIÓN¹¹

El ciclo de planeación es el concepto de reconocer que existen actividades relativamente estandarizadas que definen el movimiento desde la iniciación hasta la terminación de un proyecto o un conjunto de proyectos. Una metodología formal consiste en una lista de tareas estándares, puntos de verificación de calidad y directrices financieras, así como estándares y procedimientos para el desarrollo de proyectos.

El ciclo de planeación es el plan para la ejecución de un proyecto estándar contribuye a el mejoramiento de la ejecución y resultado del proyecto o conjunto de proyectos.

I.XV. RESERVAS¹²

Se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada. Todas las reservas estimadas involucran algún grado de incertidumbre. La incertidumbre depende principalmente de la cantidad y calidad de la información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería, así como de su disponibilidad al tiempo de la estimación e interpretación de esta información. El nivel de incertidumbre puede ser usado para colocar reservas en una de dos clasificaciones principales: probadas o no probadas.

¹⁰ Lineamientos para los proyectos de inversión de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2006

¹¹ Lineamientos para los proyectos de inversión de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2006

¹² Las reservas de hidrocarburos de México, 2008

Las cantidades recuperables estimadas de acumulaciones conocidas, que no satisfagan los requerimientos de comercialización, deben clasificarse como recursos contingentes.

Así, las reservas probadas son acumulaciones de hidrocarburos cuya rentabilidad ha sido establecida bajo condiciones económicas actuales; es decir, a la fecha de evaluación; las reservas probables y posibles podrán estar basadas en futuras condiciones económicas; si existe un ligero incremento en el precio de los hidrocarburos, o una ligera disminución de los costos de operación, esto las haría netamente rentables. Cabe destacar que, en general, las acumulaciones de hidrocarburos no deben ser clasificadas como reservas, a menos que haya una expectativa de que la acumulación será desarrollada y puesta en producción en un tiempo razonable.

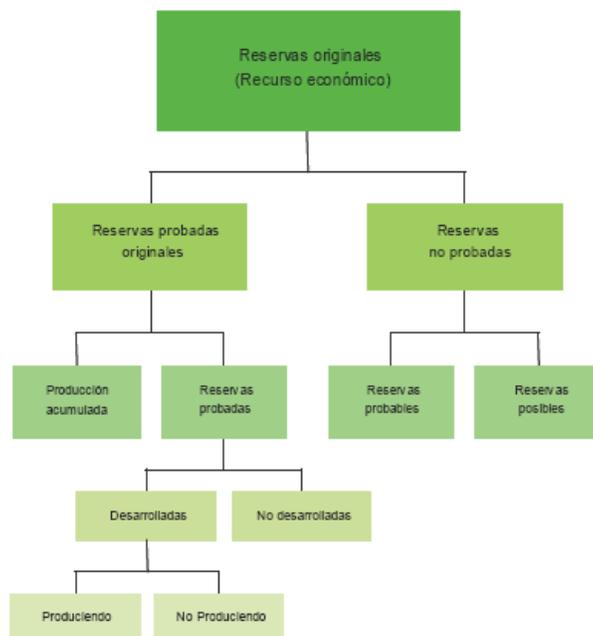


Figura 1.1 Clasificación de las reservas de hidrocarburo

I.XV.I. RESERVAS PROBADAS

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, y bajo condiciones económicas y de operación existentes, en una fecha específica, que se estima serán comercialmente recuperables con certidumbre razonable, cuya extracción cumple con las normas gubernamentales establecidas, y que han sido identificados por medio del análisis de información geológica y de ingeniería.

Las reservas probadas se pueden clasificar como desarrolladas o no desarrolladas.

El establecimiento de las condiciones económicas actuales incluye la consideración de los precios, de los costos de extracción, y de los costos históricos en un periodo consistente con el proyecto. La probabilidad de recuperación de la cantidad de hidrocarburos estimada es de 90 por ciento o más.

En general, las reservas son consideradas probadas si la productividad comercial del yacimiento está apoyada por datos reales de presión y de producción. En este contexto, el término probado se refiere a las cantidades de hidrocarburos recuperables y no a la productividad del pozo o yacimiento.

Las reservas probadas son las que aportan 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.

I.XV.II. RESERVAS PROBABLES

Son aquellas reservas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería de estos yacimientos sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Comúnmente se dice que tienen la 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 comprobado, donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas. También, se incluyen aquellas reservas en formaciones que parecen ser productoras inferidas a través de registros geofísicos pero que carecen de

datos de núcleos, o pruebas definitivas, y no son análogas a formaciones probadas en otros yacimientos.

I.XV.III. RESERVAS POSIBLES

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables.

Comúnmente se dice que la suma de las reservas probadas, más probables más posibles tiene una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.

I.XVI. ESTUDIO DE MERCADO¹³

Se entiende por mercado el área en que concluyen las fuerzas de la oferta y la demanda para realizar las transacciones de bienes y servicios a precios determinados. Este estudio consta básicamente en la determinación y cuantificación de la demanda y oferta, el análisis de los precios y el estudio de la comercialización.

El objetivo del estudio de mercado es el de caracterizar el mercado de un bien o servicio, así como determinar su capacidad y perspectiva para un periodo denominado horizonte de planeación.

I.XVII. ESTUDIO DE MERCADO DE HIDROCARBUROS¹⁴

El estudio de mercado de hidrocarburos es el documento de apoyo generado para presentar los proyectos de inversión ante las autoridades de PEMEX. El objetivo de este documento es proporcionar el entorno económico y de mercado en que se desarrollaran los proyectos de inversión que PEMEX presentará a las autoridades hacendarias para su dictamen de acuerdo a la normatividad en la materia.

¹³ Evaluación de proyectos. Gabriel Baca Urbina. 4ta edición Mc Graw-Hill pp 7, 14

¹⁴ Estudio de mercado de hidrocarburos 2008. Dirección corporativa de finanzas de Petróleos Mexicanos

El estudio de mercado contendrá información de oferta-demanda de los principales productos, precios, tasa de descuento, inflación, régimen fiscal aplicable. Estos también incluirán los supuestos que serán considerados en el análisis costo y beneficio de los proyectos, entre los que se incluyen: producto interno bruto (sector petrolero), tipo de cambio, salarios, tasas de interés y precios a nivel internacional de los principales productos comercializados por Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios dando así como resultado final las premisas necesarias para la documentación del ciclo de planeación de los proyectos.

I.XVIII. EVALUACIÓN ECONÓMICA¹⁵.

La evaluación económica de un proyecto es aquella que permite determinar si el proyecto es capaz de generar un flujo de recursos positivos para hacer frente a todas las obligaciones del proyecto y alcanzar una cierta tasa de rentabilidad esperada.

Bajo esta perspectiva se deben incluir todos los costos y beneficios privados que genera el proyecto, incluidos los costos financieros por préstamos de capital, pago de impuestos e ingresos derivados de subsidios recibidos. Los precios empleados son los del mercado.

I.XIX. EVALUACIÓN INCREMENTAL¹⁶

Cuando se tiene un proyecto con cambios, se denomina evaluación incremental a la evaluación mediante la elaboración de dos escenarios: uno el de la infraestructura existente antes de la inversión adicional (sin proyecto) y el otro, de la infraestructura existente después de la inversión adicional (con proyecto). La diferencia de los dos escenarios anteriores (incremental), será la base para tomar la decisión de llevar a cabo o no la inversión.

¹⁵ Lineamientos para la elaboración y presentación de los análisis costo y beneficio de los programas y proyectos de inversión. Diario oficial marzo 2008.

¹⁶ Lineamientos para los proyectos de inversión de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2006

I.XX. EVALUACIÓN CONCURRENTE¹⁷

Se le denomina evaluación concurrente a la actualización de la evaluación de un proyecto de inversión por el paso de un año presupuestal y por modificación significativa de los criterios y premisas macroeconómicas; es decir, el proyecto de inversión se evaluará incluyendo su parte realizada y las actualizaciones que apliquen al periodo de planeación remante.

I.XXI. VPN¹⁸

El valor presente neto (por sus siglas conocido como VPN), es el método tradicional de evaluación de un proyecto de inversión y resulta de la suma de los flujos de efectivo (ingresos menos egresos que se producirán durante la vida de un proyecto), descotados a una tasa de interés estipulada. Esta metodología asume volatidades de cero en los flujos de efectivos libres proyectados.

I.XXII. VPI¹⁹

El valor presente de la inversión (por sus siglas mejor conocido como VPI), resulta de la suma de las inversiones de efectivo descontadas a una tasa de interés estipulada.

I.XXIII. TASA DE DESCUENTO²⁰

La tasa de descuento es la tasa de interés a la cual se efectúa el descuento de los flujos del proyecto, en los modelos de flujo de efectivo descontado para el cálculo del VPN y la TIR , por lo general la tasa de descuento que se utiliza es el costo del capital.

¹⁷ Idem

¹⁸ Idem

¹⁹ Idem

²⁰ Idem

I.XXIV. TIR²¹

La tasa interna de retorno (por sus siglas TIR), es la tasa de interés a la cual el valor presente neto de los flujos de efectivo positivos (ingresos) es igual a los flujos de efectivo negativos (egresos) de un proyecto de inversión; es decir, es la tasa a la cual el valor presente neto del proyecto es igual a cero.

I.XXV. ANÁLISIS COSTO Y BENEFICIO²²

El análisis costo y beneficio es el documento donde se presentan la evaluación técnico-económica de un programa o proyecto de inversión. Este documento se elabora conforme a la normatividad vigente para la elaboración del análisis costo y beneficio de los programas y proyectos de inversión, emitido por la unidad de inversiones de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

I.XXVI. ANÁLISIS COSTO-EFICIENCIA²³

El análisis costo-eficiencia es la metodología de evaluación de programas o proyecto de inversión, consistente en elegir la opción de mínimo costo de por lo menos dos alternativas, independientemente de sus beneficios.

I.XXVII. COSTO TOTAL²⁴

Se denomina costo total a la suma del monto total de inversión, los gastos de operación y mantenimiento, y otros costos y gastos asociados a los programas y proyectos de inversión.

²¹ Idem

²² Idem

²³ Idem

²⁴ Idem

I.XXVIII. COSTO DEL CAPITAL²⁵

El costo del capital es el costo promedio ponderado de los costos de la deuda financiera y del costo de oportunidad del patrimonio aportado a Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios expresado en por ciento y generalmente referido en base anual.

I.XXIX. COSTO DE INVERSIÓN²⁶

El costo de inversión es la inversión física a realizar durante la vida de un proyecto de inversión.

I.XXX. COSTO DE OPERACIÓN²⁷

El costo de operación es el gasto que se tiene que pagar periódicamente para mantener un proyecto de inversión terminado, funcionando. No incluye el costo de materia prima.

I.XXXI. MONTO TOTAL DE LA INVERSIÓN²⁸

El monto total de la inversión es el total de gasto de capital que se requiere para la realización de un programa o proyecto de inversión.

²⁵ Idem

²⁶ Idem

²⁷ Idem

²⁸ Idem

II. PROYECTOS DE INVERSIÓN

II.I. ANTECEDENTES

El presente capítulo titulado proyectos de inversión se le mostrara al lector los requerimientos necesarios dentro del ciclo de cada proyecto que conforma la cartera de proyectos de PEMEX y de PEP específicamente recordado que los programas y proyectos de inversión de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios se agruparan en proyectos integrales. Esta agrupación tiene como objetivo promover una cultura de responsabilidad, generación de valor económico y mejora continua en la planeación de inversiones; lo que permitirá optimizar la Cartera de Inversiones y el Portafolio de Proyectos de Inversión de la industria en su conjunto.

Para la realización de el presente capitulo es necesario tener en cuenta el ciclo de planeación de los proyectos definido como el plan para la ejecución de un proyecto estándar que contribuye a el mejoramiento de la ejecución y resultado de los proyectos de inversión de la cartera de proyectos de PEMEX, esta plan se constituye de una serie de pasos dependientes entre sí, los cuales formaran un proyecto de inversión consistente que satisfaga las necesidades del sector y que cumpla con lo establecido el plan de negocios de PEP.

Esta secuencia lógica y ordenada de pasos incluye diversas etapas de los proyectos desde la planeación de los proyectos de inversión de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios hasta la etapa de control y cierre, cada una de estas etapas se definirán a lo largo del capítulo.

II.II. PLANEACIÓN.

La planeación del proyecto crea y mantiene un enfoque de trabajo para alcanzar los objetivos del proyecto. Las listas y descripciones de actividades, los programas de tiempo, los presupuestos y los requerimientos de recursos asociados que identifican los estimados de tiempo y costo son una reflexión del enfoque. El enfoque de planeación incluye todos los procedimientos, estándares, metodologías y herramientas necesarias para el desempeño del proyecto.

Los lineamientos para los proyectos de inversión determinan que Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios realicen todas aquellas funciones y actividades de planeación concernientes a concebir y concretar oportunidades de inversión en su ámbito de negocio, con la finalidad de incrementar o mantener su valor económico, bajo un marco de apoyo al desarrollo sustentable del país considerando el Plan Nacional de Desarrollo, garantizando la seguridad industrial y cuidando no impactar negativamente el ambiente. Este proceso de planeación debe considerar la vinculación estratégica de Petróleos Mexicanos con los planes y programas gubernamentales en un horizonte de planeación de corto, mediano y largo plazos.

El proceso de planeación de los proyectos de inversión deberá definir los objetivos, líneas de acción y estrategias relativas a la selección y mejora de tecnología, modernización y optimización de instalaciones, a la desincorporación y/o abandono de pozos, al incremento de la eficiencia operativa y de productividad buscando lograr estándares internacionales, y las concernientes a mejorar la seguridad industrial y preservar el medio ambiente.

Las oportunidades y acciones detectadas deben de ser consistentes con las líneas estratégicas definidas en el Plan de Negocios que incluirán los proyectos integrales para el corto, mediano y largo plazos.

El documento de planeación que haya sido elaborado por PEMEX se conformará por proyectos integrales, tanto los que se encuentren en proceso de realización, como aquellos que se consideren susceptibles de realizarse en años futuros. En este documento se debe de acreditar que los proyectos integrales guarden congruencia con los objetivos nacionales, estrategias y prioridades del estado, así como los programas sectoriales, institucionales, regionales. Para ello se necesita identificar los objetivos y las estrategias

contenidas en el plan nacional de desarrollo que están relacionados con los proyectos de inversión.

En la planeación de los proyectos de inversión, se incorpora la normatividad vigente en materia de seguridad industrial, salud ocupacional y protección ambiental desde las etapas conceptuales del proyecto, todo esto repercutiendo directamente estos requerimientos en las etapas de ingeniería básica, de detalle, construcción y puesta en marcha de los proyectos.

II.III.FORMULACION

Con el objeto de maximizar su valor económico, Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios con base en su plan estratégico y de negocios de corto, mediano y largo plazos, formulan sus propuestas de inversión utilizando las definiciones de unidad de inversión y proyecto integral¹, considerando su impacto en el desempeño y rentabilidad del centro de inversión². Los proyectos integrales serán la base para la elaboración de la Cartera de inversiones y del Documento de Planeación.

El alcance total de los proyectos integrales y de sus unidades de inversión, incluyen todas las actividades necesarias para su implementación considerando tecnologías y diseños intrínsecamente seguros, desde su ejecución, terminación, puesta en marcha, operación y en su caso, desincorporación y/o abandono.

Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios tiene que justificar la factibilidad técnica, legal y ambiental, así como su viabilidad económica, financiera y de negocios de todos sus proyectos integrales mediante el análisis costo y beneficio, como requisito para su aprobación e incorporación a la cartera de inversiones. Se han establecido los siguientes tipos de análisis costo y beneficio que serán aplicables a los proyectos integrales:

1. Análisis Costo-Beneficio (cuando los beneficios son cuantificables).
2. Análisis Costo-Eficiencia (cuando los beneficios no sean cuantificables).

¹ Estas definiciones se abordaron el capítulo 1 de este mismo trabajo.

² El centro de inversión es la agrupación de los procesos de producción, distribución, transporte y comercialización y de administración de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios y en donde se ubican los proyectos integrales encaminados a lograr las metas establecidas.

II.III.I. ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO³

El análisis costo-beneficio consistirá en una evaluación del proyecto a un nivel de prefactibilidad, y deberá estar sustentado con información confiable y precisa que permita incorporar una cuantificación en términos monetarios de los beneficios y costos en forma detallada.

El análisis costo-beneficio debe contener lo siguiente:

i. Resumen ejecutivo

El resumen ejecutivo deberá presentar la visión global del proyecto, describiendo brevemente sus aspectos más relevantes. Se explicará en forma concisa, la problemática que se pretende resolver o las necesidades a cubrir; las principales características del proyecto, las razones por las que la alternativa elegida es la más conveniente; el monto de inversión y sus principales componentes, los indicadores de rentabilidad y los riesgos asociados a su ejecución.

ii. Situación sin proyecto y posibles soluciones

En esta sección se presenta el diagnóstico de la situación actual que motiva la realización del proyecto, la descripción de la situación actual optimizada el Análisis de la Oferta y Demanda de la situación sin proyecto y las alternativas de solución.

iii. Descripción del proyecto

En esta sección se deberán señalar las características más importantes del proyecto de inversión, incluyendo el objetivo del proyecto, el propósito del proyecto los componentes, el calendario de actividades, el tipo de proyecto, la localización geográfica, la vida útil del proyecto y su horizonte de evaluación, las metas anuales, beneficios anuales, el costo total del proyecto, entre otros requisitos que son citados en los lineamientos para elaborar los análisis costo y beneficio de los proyectos de inversión.

iv. Situación con proyecto

En esta sección se considera el impacto que tendría sobre el mercado la realización del proyecto.

³ Lineamientos para la elaboración y presentación de los análisis costo y beneficio de los programas y proyectos de inversión. Diario oficial 2008

v. Evaluación del proyecto

En esta sección se identifica y cuantifica en términos monetarios los costos y beneficios del proyecto, así como el flujo de los mismos a lo largo del horizonte de evaluación, con objeto de mostrar que el proyecto es susceptible de generar, por sí mismo, beneficios netos para la sociedad bajo supuestos razonables. Se presentan los indicadores de rentabilidad que resulten del flujo neto de costos y beneficios del proyecto; así como el cálculo del Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR).

vi. Análisis de sensibilidad y riesgos

Mediante este análisis, se deberán identificar los efectos que ocasionaría la modificación de las variables relevantes sobre los indicadores de rentabilidad del proyecto, esto es, el VPN, la TIR y, en su caso, la TRI.

vii. Conclusiones

Exponer de forma clara y precisa los argumentos por los cuales el proyecto debe realizarse.

II.III.II. ANÁLISIS COSTO-EFICIENCIA⁴

El análisis costo-eficiencia se aplica en los siguientes casos:

- i. Los programas y proyectos de inversión en los que los beneficios no sean cuantificables;
- ii. Los programas y proyectos de inversión en los que los beneficios sean de difícil cuantificación, es decir, cuando no generan un ingreso o un ahorro monetario y se carezca de información para hacer una evaluación adecuada de los beneficios no monetarios.
- iii. Otros

En el análisis costo-eficiencia se incluir la evaluación de, al menos, una segunda alternativa de programa o proyecto, de manera que se muestre que la alternativa elegida es la más conveniente en términos de costos.

⁴ Lineamientos para la elaboración y presentación de los análisis costo y beneficio de los programas y proyectos de inversión. Diario oficial 2008

El contenido del documento donde se presente el análisis costo-eficiencia será el mismo que para el análisis costo y beneficio, excepto por lo que se refiere a la cuantificación de los beneficios y, por lo tanto, el cálculo de los indicadores de rentabilidad.

II.IV. EVALUACION

El proceso de evaluación de proyectos de inversión, además de determinar aquellos que mayor rentabilidad presentan para la empresa en su conjunto, contempla desarrollar una cultura de responsabilidades y de mejora continua en el concepto e instrumentación de dichos proyectos.

La evaluación económica de los proyectos integrales de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios se sujeta a diversos lineamientos emitidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, en los cuales se contiene los estatutos necesarios para realizar la evaluación económica, así como las disposiciones generales.

Es necesario que todos en los proyectos integrales se realicen evaluaciones antes y después de impuestos. Así como en los proyectos integrales nuevos, se evaluara de acuerdo al Análisis Costo y Beneficio, para los proyectos integrales en ejecución, que no tienen cambio, el análisis económico se realizara mediante la evaluación incremental.

La evaluación de los proyectos integrales incluye todos los costos de operación, incluyendo los costos necesarios para que los niveles de seguridad, salud ocupacional y protección al medio ambiente sean comparables a empresas de clase mundial en este campo, incorporando la normatividad vigente en materia de seguridad industrial, salud ocupacional y protección ambiental.

La evaluación de los proyectos integrales se apoyara en los Programas Financieros Presupuestales para el análisis de la rentabilidad financiera de los mismos en el contexto global de la empresa, así como para la elaboración de los indicadores financieros estratégicos y la evaluación de la estructura de capital óptima requerida por Petróleos Mexicanos.

II.IV.I. CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS

Los principales indicadores financieros a considerar en la evaluación de proyectos son: Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI), etc. Estos indicadores permiten al evaluador de proyectos dar una opinión técnica objetiva sobre la conveniencia de ejecutar o no el proyecto.

Los indicadores financieros se obtiene a partir de la construcción de un proforma en flujo de efectivo y los mismos se pueden calcular de manera determinística ó probabilística.

II.IV.II. CONSTRUCCIÓN DEL FLUJO DE EFECTIVO

La construcción de un flujo de efectivo proporciona los datos necesarios para el cálculo de los indicadores financieros. Este flujo de efectivo está compuesto principalmente de:

- i. Ingresos. Integrado por ventas del producto fabricado, venta de activos, ahorros logrados por la realización del proyecto, etc.
- ii. Egresos. Integrado por materias primas necesarias para producir un bien o servicio, servicios auxiliares necesarios para operar la planta productiva, costos de operación, entre los que se encuentran los costos variables, costos fijos directos y los costos indirectos de planta.
- iii. Utilidad antes de impuesto: Es igual a los Ingresos menos los Egresos.
- iv. Impuesto. Para los proyectos de Pemex Exploración y Producción debe de realizar el pago correspondiente por Derecho Ordinario, Adicional y Extraordinario por la explotación de crudo y gas para el fondo de investigación científica y tecnológica, para la fiscalización petrolera, entre otros.
- v. Utilidad neta: es igual a la Utilidad antes de impuestos menos los Impuestos.
- vi. Flujo de efectivo. Antes de impuesto está integrado por la utilidad antes de impuesto mas la depreciación menos la inversión, menos capital de trabajo en el año que inicia operaciones el proyecto, más capital de trabajo en el último año de vida útil del proyecto, más el valor de desecho (rescate) en el último año de vida útil del proyecto. Después de impuesto está integrado por la utilidad neta mas la depreciación, menos la inversión, menos capital de trabajo en el año que inicia operaciones el proyecto, más capital de trabajo en el último año de vida útil del proyecto, más el valor de desecho (rescate) en el último año de vida útil del proyecto.

II.IV.III. CALCULO DE INDICADORES DE RENTABILIDAD

Una vez que se han identificado, cuantificado y valorado los costos y beneficios del proyecto dentro del horizonte de evaluación, se calculan los indicadores de rentabilidad pertinentes. Por ejemplo, el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), el Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI), etc.

Valor Presente Neto (VPN)

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+i)^t}$$

Donde:

- F_t = Flujo de efectivo en el año t
- i = Tasa de descuento
- n = Número de años del horizonte de evaluación
- t = Año calendario

Tasa Interna de Retorno (TIR)

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+i^*)^t}$$

Donde:

- F_t = Flujo de efectivo en el año t
- i^* = Tasa interna de retorno
- n = Número de años del horizonte de evaluación
- t = Año calendario

Periodo de recuperación de la inversión.

$$\sum_{t=0}^k \frac{F_t}{(1+i)^t} \geq \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+i)^t}$$

Donde:

- F_t = Flujo de efectivo en el año t
- I_t = Inversión en el año t
- i = Tasa de descuento
- n = Número de años del horizonte de evaluación
- t = Año calendario

II.IV.IV. CRITERIOS PARA LA EVALUACIÓN DE UNIDADES DE INVERSIÓN

Los proyectos integrales están conformados por unidades de inversión, las cuales se definen como de impacto económico directo o indirecto como se menciona en el capítulo anterior.

Las unidades de inversión de impacto directo contarán con una evaluación económica en la que se identifique y cuantifique el impacto en la producción, operación y/o capacidad que se tiene con su ejecución respecto a la situación sin dicha unidad. Una vez cuantificado el impacto, se realizara la evaluación en términos monetarios y se obtendrá así el flujo de efectivo que se genera a partir de su realización.

Las unidades de inversión de impacto económico indirecto también serán evaluadas económicamente y se tendrá que justificar la necesidad de realizar la inversión. Si no fuera posible determinar los beneficios económicos de algunas unidades de inversión de esta categoría, la evaluación de la unidad de inversión se lleva a cabo utilizando el análisis costo eficiencia.

II.V. JERARQUIZACION

Una vez que se ha planeado, formulado y evaluado un proyecto de inversión, se tiene como resultado una nube de proyectos posibles a realizar, en este momento Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios establecerán prioridades y jerarquizaran los proyectos integrales de su cartera, atendiendo a las políticas y prioridades de inversión que establezcan el Gobierno Federal y PEMEX; esta jerarquización de los proyectos asegura el uso óptimo de los recursos disponibles, buscando maximizar el valor económico de la empresa.

El criterio de jerarquización a utilizar para asignar un orden de importancia a los proyectos integrales de la cartera de inversiones es el de Valor Presente Neto. Esto, complementado por indicadores como el Valor Presente Neto/ Valor Presente de la Inversión, Tasa Interna de Retorno (TIR), periodo de recuperación de la inversión, entre otros.

Adicionalmente, la jerarquización de proyectos integrales se complementará con una optimización que se realizara desde una perspectiva global; es decir, se consideraran por un lado las relaciones existentes entre proyectos del mismo organismo y de otros organismos, que aseguren la correcta ejecución y alcance de metas de cada uno de los proyectos; y por el otro, los parámetros de Riesgo de Portafolio de Proyectos de Inversión de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios en su conjunto, bajo restricciones de metas de producción de hidrocarburos, incorporación de reservas, capacidad de proceso y los techos al presupuesto de inversión.

En caso de que existan proyectos integrales a los que no se les puede determinar un beneficio económico, pero su ejecución resulta indispensable para el cumplimiento de normas (de seguridad industrial o protección ambiental), estos encabezaran la lista de jerarquización.

La justificación del proyecto propuesto, bajo criterios de costo-eficiencia, incluirá la identificación, cuantificación y valoración de todos los costos atribuibles a las distintas y múltiples alternativas consideradas para logara los objetivos propuestos. La información debe presentarse para, por lo menos dos alternativas, de manera que se muestre que la alternativa elegida es la más conveniente.

II.VI. EJECUCION

Es necesario que antes de que se lleve a cabo la ejecución de un proyecto, este haya sido previamente autorizado y presupuestado, para que después Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios pueda ejecutarlo.

Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios llevan a cabo la evaluación de la ejecución de los proyectos integrales, unidades de inversión y obras que los componen, con el propósito de medir el cumplimiento de su ejecución en alcance, tiempo y costo programados.

Para cumplir con lo mencionado anteriormente, Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios realizan la evaluación de la ejecución de los proyectos integrales, unidades e inversión u obras, mediante:

- El avance físico-financiero
- El cumplimiento de los programas operativos
- El cumplimiento de metas operativas y volumétricas
- La evaluación de impactos económicos y volumétricos por desviaciones en el programa de ejecución

Con base en el análisis de la ejecución de los proyectos, el grupo de trabajo de inversión, informa al grupo de inversión, el avance físico-financiero de los principales proyectos en

las fechas que sesione, el cual acreditará la conveniencia de continuar, diferir o cancelar el proyecto integral.

II.VII. CONTROL Y CIERRE

Una vez que se ejecuta el proyecto y que se encuentra en esta etapa es necesario que Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios controle y le de seguimiento al proyecto para que cumpla con los objetivos y alcances que se establecieron al inicio del proyecto, para concluir satisfactoriamente el proyecto.

Dentro del control del proyecto, se realiza la evaluación ex- post, método que nos permitirá mantener un seguimiento del proyecto de inversión en ejecución.

II.VII.I. EVALUACIÓN EX – POST.

La evaluación ex – post consiste en la elaboración de un análisis por parte de la dependencia o entidad encargada de la realización del programa o proyecto de inversión, utilizando información observada de costos y beneficios, una vez que dicho programa o proyecto se encuentra en la etapa de ejecución.

El documento que contenga la evaluación ex – post debe incluir la siguiente información:

- i.** Nombre y clave de Cartera del programa o proyecto de inversión;
- ii.** Montos anuales de inversión
- iii.** Montos anuales de gasto de operación y mantenimiento y otros gastos asociados
- iv.** Costos socioeconómicos del programa o proyecto de inversión
- v.** Beneficios socioeconómicos del programa o proyecto
- vi.** Costos y beneficios intangibles
- vii.** Indicadores de rentabilidad, esto es, la actualización del VPN, la TIR, según corresponda, utilizando la información sobre beneficios y costos socioeconómicos observados;

- viii.** Comparación de los indicadores de rentabilidad obtenidos con los indicadores considerados en el último análisis costo y beneficio presentado
- ix.** Explicación sobre el cumplimiento del objetivo, propósito, componentes, actividades y, en su caso, metas de producción del proyecto

II.VII.II. CIERRE DEL PROYECTO

Se considerara terminada la ejecución de un proyecto integral cuando, a juicio del administrador del proyecto, todos los componentes y partes que lo integran hayan sido ejecutadas y probadas en forma satisfactoria y se esté en condiciones de operar de manera óptima y eficiente.

Cuando el proyecto haya terminado y este firmada el acta correspondiente para este efecto, el administrador del proyecto, acredita el no adeudo o pago de finiquitos pendientes, para darlo como terminado y/o pendiente en los registros contables, según corresponda.

III. CARTERA DE PROYECTOS

III.I. ANTECEDENTES

Los programas y proyectos de inversión de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios se agruparon en una Cartera de Proyectos. Esta agrupación tiene como objeto promover una cultura de responsabilidad, generación de valor económico y mejora continua en la planeación de inversiones; lo que permitirá optimizar la Cartera de Inversiones y el Portafolio de Proyectos de Inversión de la industria en su conjunto.

Los programas y proyectos de inversión corresponden al conjunto de obras y actividades necesarias para la construcción, ampliación, modificación, mantenimiento o conservación de los activos fijos necesarios para cumplir con los objetivos, líneas de acción y estrategias definidas por Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios.

En el Programa Estratégico 2007-2015, el que obtiene sus bases del Plan de Negocios 2002-2010 de PEP, del cual se ampliaron los objetivos estratégicos, así como se agruparon y simplificaron las iniciativas estratégicas para formular este documento, en donde se establece que la misión de PEP es maximizar el valor económico de las reservas y recursos de crudo y gas natural del país en el largo plazo, garantizando la seguridad de sus instalaciones y de su personal, en armonía con la comunidad y el medio ambiente.

Este Programa esta soportado por una Cartera de poco más de 79 proyectos y programas de inversión entre los que se encuentran:

- ✓ 6 Proyectos Integrales (de los cuales el área de Explotación cuenta con 1 proyecto de crudo ligero, 1 de crudo pesado y 4 proyectos de de gas; el área de Exploración 1 proyecto de evaluación de potencial y 5 de incorporación de reservas).
- ✓ 26 Proyectos de Explotación (22 de crudo ligero, 1 de crudo pesado y 3 de gas).
- ✓ 27 Proyectos de Exploración (15 son de evaluación de potencial y 12 de incorporación de reservas)
- ✓ 20 Proyectos de Soporte

Proyectos que tienen como propósito cumplir con los objetivos estratégicos de:

- Mantener la producción en un nivel superior a 3.0 MMbd de aceite
- Incrementar y mantener la producción de gas en 6.0 MMMpcd
- Estabilizar la relación reserva probada / producción en 9 años a partir del año 2012

Estos objetivos estratégicos tienen como propósito satisfacer la demanda nacional de hidrocarburos, mencionados en el Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012 en materia de hidrocarburos, así como también cumplir con las metas de elevar la rentabilidad social y económica de la inversión destinadas al desarrollo de la infraestructura del país como lo marca el Programa Nacional e Infraestructura 2007-2012.

La exploración y producción de hidrocarburos son actividades que requieren montos de inversión significativos. Para la ejecución de los proyectos contenidos en la Cartera de proyectos, PEMEX Exploración y Producción, dentro de su Programa Estratégico, señaló que la inversión promedio en el horizonte 2007-2015 sería de 140 mil millones de pesos, en donde se aprecia que los proyectos de exploración incrementan su inversión respecto a años anteriores:



Figura 3.1 Inversión programada en MMM de pesos 2006

En términos de inversión, PEMEX Exploración y Producción es el organismo subsidiario al que se asigna mayor cantidad de recursos, esto queda representado con el más del 80% de la inversión total que se le devenga a PEP, sólo en 2008 el incremento en la inversión total de PEMEX se ubicó en 201.9 miles de millones de pesos de los cuales a PEP se le asignó el 84.2% del monto indicado.

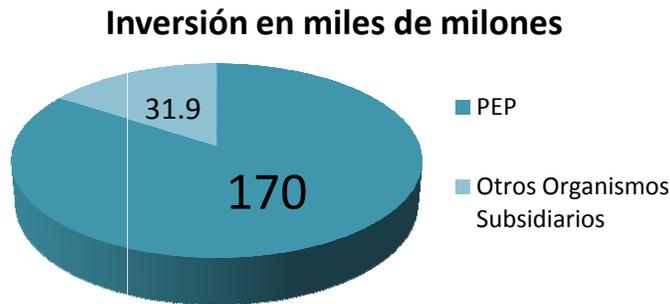


Figura 3.2. Inversión de PEMEX 2008

III.II.PROYECTOS DE EXPLORACIÓN.

Los proyectos de exploración tienen como objetivo evaluar el potencial petrolífero del subsuelo, incorporar reservas de hidrocarburos y contribuir en la explotación de los yacimientos como lo establece la cadena de valor de los proyectos de exploración y explotación de PEP.

Para lograr las metas establecidas en el Programa Estratégico 2007-2015 se definieron iniciativas estratégicas tales como:

- Intensificar la actividad exploratoria en el Golfo de México Profundo
- Fortalecer la cartera de oportunidades exploratorias y mejorar el éxito exploratorio
- Definir lineamientos para la integración, ejecución y abandono de proyectos exploratorios.
- Mejorar el desempeño de las principales palancas de valor del costo de descubrimiento.

Estrategias apoyadas fundamentalmente en la diversificación de las inversiones y en asignación de recursos humanos en áreas prioritarias.

Los proyectos de exploración contenidos en la Cartera de Proyectos están distribuidos en dos tipos de proyectos, los de Evaluación del Potencial y los de Incorporación de Reservas, quedando de la siguiente manera:

Evaluación del Potencial	Incorporación de Reservas
1. Delta del Bravo	1. Sardina
2. Lamprea	2. Litoral de Tabasco Terrestre
3. Lankahuasa	3. Burgos
4. Coatzacoalcos	4. Cuichapa
5. Campeche Poniente Terciario	5. Simojovel
6. Campeche Oriente Terciario	6. Macuspana
7. Progreso	7. Comalcalco
8. Golfo de México B	8. Cuenca de Veracruz
9. Golfo de México Sur	9. Campeche Oriente
10. Área Perdido	10. Campeche Poniente
11. Julivá	11. Cantarell
12. Malpaso	12. Crudo Ligero Marino
13. Reforma Terciario	13. Cazonas
14. Tampico Misantla – Sur de Burgos	

Sin embargo es importante mencionar que estos proyectos para fines presupuestales no se encuentran registrados como tales ante la Secretaria de Hacienda y Crédito Público, estando avalados por proyectos de integrales de explotación, no obstante la Cartera del organismo los identifica como proyectos exploratorios

En términos de incorporación de reservas probadas (1P) la estimación es:

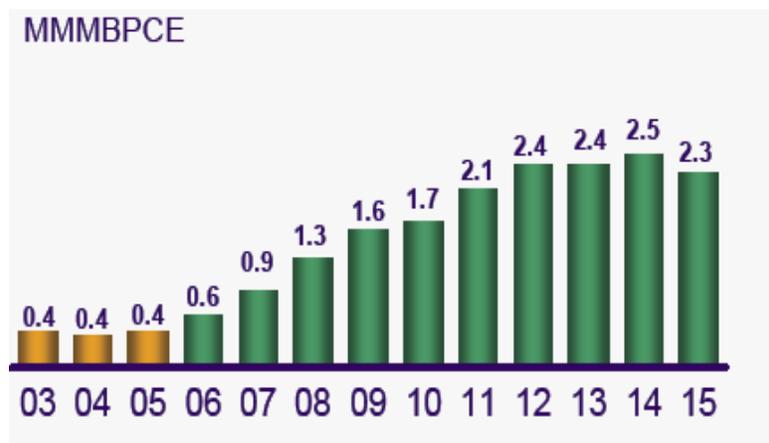


Figura 3.2 Incorporación de la reserva probada

Y la evolución de la reserva 1P hasta el año 2015 será:

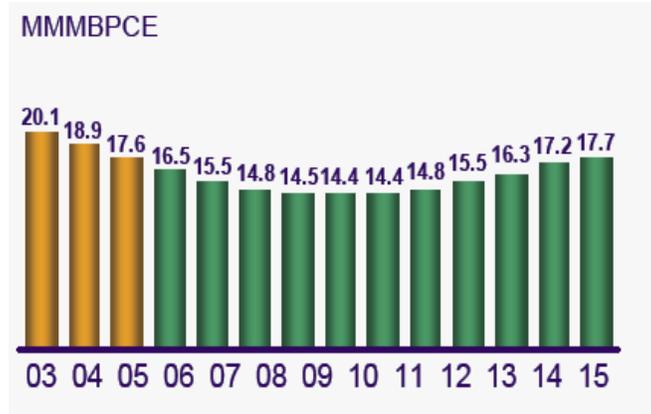


Figura 3.3 Evolución de la reserva 1P

Mientras que la tasa de restitución integrada de reservas probadas¹, que es un porcentaje que nos indica la proporción existente entre la restitución de reservas probadas y la producción y cuya meta es el 100%, lo cual mantendría sin riesgo la plataforma de producción futura asegurándonos que cada barril producido hoy, es la misma cantidad de reserva 1P que se incorporó.

Esta tasa de restitución también está relacionada con la relación de la reserva probada/producción en años, si bien no arroja el mismo valor en porcentaje, en cuanto a términos de saber cuánto de lo producido se esta restituyendo en reserva probada, sí relaciona la cantidad de años que se asegura la producción necesaria para cumplir con los objetivos establecidos en el Programa Estratégico quedando como:

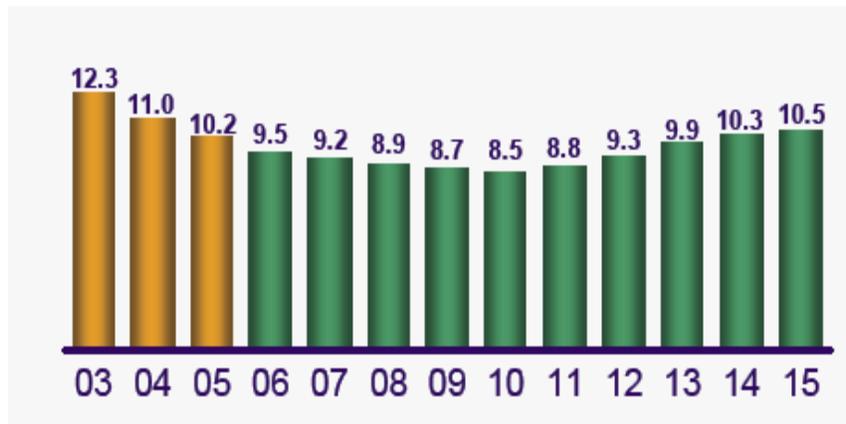


Figura 3.4 Relación de reserva probada/ producción

¹ La tasa de restitución integrada de reservas probadas, se determina mediante la relación de la variación neta de reservas probadas entre la producción del periodo, donde dicha variación es originada por adiciones, revisiones y desarrollos.

III.III. PROYECTOS DE EXPLOTACIÓN.

Los proyectos de explotación de hidrocarburos tienen por objeto desarrollar y explotar racionalmente los yacimientos, maximizando su valor económico a largo plazo, dentro de esta etapa se realizan tres actividades principales, el desarrollo de campos, la explotación de yacimientos y el abandono de campos.

Para cumplir con los objetivos de los proyectos de explotación, PEP en su Programa Estratégico 2007-2015 ha propuesto las siguientes iniciativas estratégicas:

- Fortalecer la ejecución de los proyectos para mejorar el factor de recuperación y desarrollar nuevas reservas.
- Ejecutar la estrategia para el manejo y comercialización de crudos extra pesados.
- Nuevos esquemas de ejecución para mejorar el factor de recuperación y desarrollar campos marginales y maduros de forma más rentable.

En términos generales para cumplir con los objetivos estratégicos contenidos en su Programa Estratégico, PEP considera en su Cartera los siguientes proyectos:

Región Norte	Región Sur	Región Marina
1. Integral Poza Rica	1. Ogarrio- Magallanes	1. Cantarell
2. Tres Hermanos	2. Jujo- Tecominoacán	2. Ku- Maloob-Zaap
3. Aceite Terciario Del Golfo	3. Jacinto – Paredón	3. Ek – Balam
4. Agua Fría – Coapechca –Tajín	4. Delta del Grijalva	4. Abkatun
5. Área 5 Chicontepec	5. Bellota- Chichorro	5. Kanaab
6. Humapa- Bornita	6. El Golpe- Puerto Ceiba	6. Taratunich
7. Coyula –Japeto	7. Cárdenas	7. Caan
8. Arenque	8. PEG San Manuel	8. Chuc
9. Lerma-Talismán – Malta	9. Cactus - Sitio Grande	9. Batab
	10. Complejo Antonio J. Bermúdez	10. Explotación Integral Del Campo Pol
	11. Carmito – Artesa	11. Crudo Ligero Marino
	12. Samaria Somero	12. Onch – Uech- Kax
		13. Yaxche
		14. Ayin – Alux
		15. Gas Terciario
		16. Coatzacoalcos Marino

De igual manera que los proyectos de exploración, estos proyectos pueden no coincidir con el número de proyectos de la cartera, y esto se debe a la necesidad de PEMEX Exploración y Producción de integrar proyectos.

La ejecución de estos proyectos tiene como objetivo, mantener la producción en un nivel superior a los 3.0 MMBD, desglosando la contribución individual de los principales proyectos de explotación contenidos en la cartera.

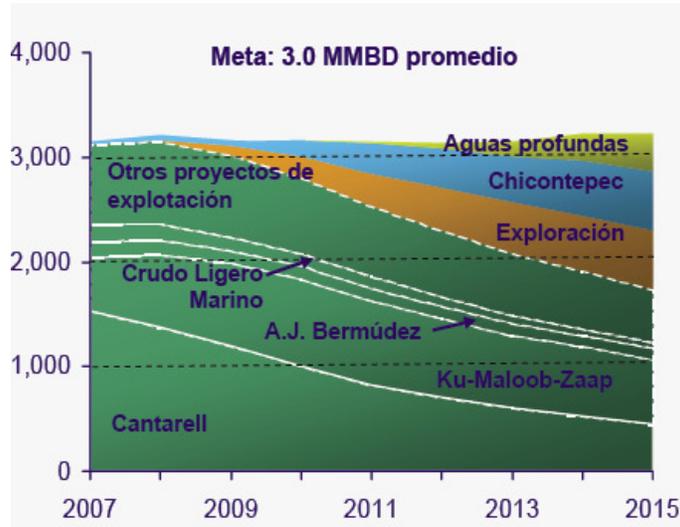


Figura 3.5 Nivel de producción esperado de aceite en MBD

Para el caso de la producción de gas natural, se estimada en 6,000 MMPCD.

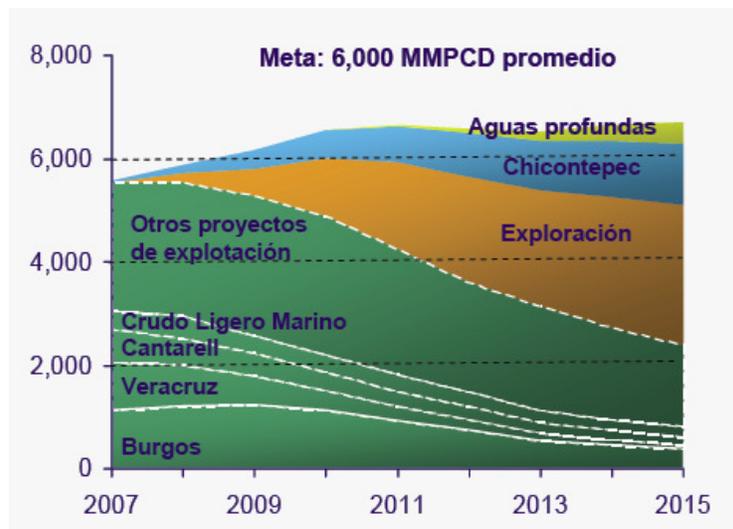


Figura 3.6 Nivel de producción esperado de gas en MMPCD

III.IV. PROYECTOS DE SOPORTE.

Este tipo de proyectos como su nombre lo indica son proyectos que soportan la actividad exploratoria y de explotación realizada por PEMEX Exploración y Producción, entre los que encontramos vigentes en la cartera de proyectos:

Región Norte	Región Sur	Región Marina
1. Cabecera Región Norte	1. Cabecera Región Sur	1. Cabecera Región Marina Noreste
2. División Norte De Perforación	2. Coordinación Técnica Operativa Región Sur	2. Cabecera Región Marina Suroeste
3. Cabecera Activo Altamira		3. Coordinación Técnica Operativa Región Marina Suroeste
4. Cabecera Activo Poza Rica		4. Coordinación Técnica Operativa Región Marina Noreste
		5. Optimización de la Terminal Dos Bocas

Los proyectos de soporte administrativo de PEMEX Exploración y Producción son:

1. Dirección General PEP
2. Subdirección De Perforación y Mantenimiento De Pozos
3. Coordinación De Estrategias de Exploración
4. Subdirección De Administración y Finanzas
5. Administración de la Subdirección de Planeación
6. Desarrollo de los Recursos Humanos Enfocado a la Competitividad
7. Asistencia Técnica De Explotación
8. Normalización y Sistematización de la Coordinación de Tecnología de Información
9. Mejoramiento en la Operación y Comercialización de Hidrocarburos

Para alcanzar los objetivos de estos proyectos de infraestructura y soporte que PEMEX Exploración y Producción maneja dentro de su Cartera de Proyectos se han definido 9 iniciativas estratégicas:

- i. Fortalecer el diseño y la ejecución de los proyectos de exploración y desarrollo.
- ii. Transformar la función operativa de UPMP.
- iii. Fortalecer las capacidades y habilidades de los recursos humanos.
- iv. Desarrollar mecanismos que permitan aumentar la capacidad de ejecución en proyectos clave.
- v. Fortalecer la relación con proveedores.
- vi. Evaluar iniciativas de internacionalización.
- vii. Mejorar los indicadores de seguridad industrial y fortalecer la sustentabilidad de la empresa.
- viii. Mejorar la relación de la empresa con las comunidades.
- ix. Promover un nuevo marco regulatorio para el desarrollo de la industria petrolera.

IV. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN

IV.I. ANTECEDENTES

Los proyectos y programas de inversión una vez que han sido formulados, se evalúan económicamente bajo los lineamientos emitidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público referentes al tema, esta evaluación y los indicadores económicos obtenidos de ella, proporcionan las bases necesarias para la jerarquización de los proyectos y consecuentemente para la selección de los proyectos y programas de inversión que conforman la cartera de proyectos de PEMEX Exploración y Producción.

La evaluación económica de los proyectos, como se observa, es de suma importancia en la toma de decisiones, ésta nos da la pauta para la selección óptima de los proyectos que conformaran la cartera de proyectos.

Con lo descrito anteriormente, el lector puede percatar la relevancia de la evaluación económica en las etapas de la ejecución de los proyectos, pero no se le ha mencionado una definición exacta de que es lo que se entiende por evaluación económica.

La evaluación económica de proyectos es el procedimiento a través del cual se determina si un proyecto genera flujos de efectivo positivos. Ésta considera como ocurren todos los flujos de efectivo, ingresos y costos a través del tiempo, y los descuenta al costo de oportunidad (tasa de descuento) de la empresa para determinar el valor presente de los mismos.

Por lo tanto, al evaluar económicamente una opción de inversión, es indispensable considerar únicamente los flujos de efectivo (ingresos y costos) que de ella se derivan, al término de la evaluación económica se obtendrán los indicadores económicos más relevantes para nuestro estudio, el cálculo del VPN, VPN/VPI y TIR.

Este procedimiento a través del cual se genera el flujo de efectivo y se obtienen el VPN, VPN/VPI y la TIR es a lo que nosotros llamamos la metodología de evaluación y es lo que se encuentra desarrollado a lo largo de este capítulo.

Las referencias teóricas analizadas (literatura consultada) nos indican que el procedimiento a seguir para realizar la evaluación económica de los proyectos inicia con la definición e identificación del tipo de la unidad de inversión, esta parte de la evaluación económica no se lleva a cabo en este capítulo de la tesis presentada, dado que se ha definido e identificado en términos teóricos las unidades de inversión en el capítulo 1 de este mismo trabajo.

Una vez realizada la identificación de la unidad de inversión se selecciona el método de evaluación a seguir para determinar si el proyecto es rentable, los métodos más comunes de evaluación son:

- Flujos de efectivo
- Análisis incremental
- Análisis de Monte Carlo

El método de evaluación que se desarrollara en esta tesis es únicamente el primer método, el de flujo de efectivo y el del análisis incremental; el de análisis de Monte Carlo no es tema de esta tesis.

Antes de desarrollar la teoría de los métodos de evaluación, es indispensable que el lector conozca los componentes del estudio económico previo a la realización de la evaluación económica efectuada por cualquier método de evaluación disponible en la literatura económica y específicamente en la referente a la evaluación de proyectos petroleros.

IV.II. COMPONENTES DEL ESTUDIO ECONÓMICO

La realización de una evaluación económica descansa fundamentalmente en la realización de un estudio económico previo a la realización de esta, la parte del análisis económico pretende determinar cuál es el monto de los recursos económicos necesarios para la realización del proyecto, cuál será el costo total del proyecto, así como otra serie de indicadores que servirán como base para la parte final definitiva del proyecto, que es la evaluación económica.

Esta parte del capítulo el lector apreciara que tiene un enfoque mayormente económico-financiero, y no tanto relativo a los proyectos de exploración y explotación de yacimientos, dado a que estos fundamentos son generales para todo proyecto de inversión que se analicen económicamente con la teoría disponible en la literatura.

IV.II.I. COSTOS

Costo es una palabra muy utilizada, pero nadie ha logrado definirla con exactitud, de hecho en la literatura resulta complicado encontrar una misma definición para costo, debido a su amplia aplicación, pero se puede decir que “el costo es un desembolso en efectivo o en especie hecho en el pasado, presente o futuro”¹. Los costos pasados o costos hundidos, no tienen efecto para el propósito de la evaluación, a los costos o desembolsos hechos en el presente en una evaluación económica se les llama inversión y gasto de operación o costos de operación y mantenimiento, y en la realización de ésta se utilizan los costos futuros.

Existen diferentes tipos de costos entre los que encontramos: los costos de producción, los costos de administración, los costos de venta y los costos financieros. Muchos autores señalan que únicamente conciernen en una evaluación económica los costos de producción, sin embargo para ver la completa rentabilidad del proyecto este debe contener todos los costos asociados, en los lineamientos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público se señala que en la evaluación económica se deben de contemplar los costos totales de los proyectos, estos costos totales incluyen el monto total de la inversión, gastos de operación y mantenimiento y otros costos y gastos asociados a los proyectos.

Los costos de producción no son más que un reflejo de las determinaciones realizadas y analizadas en una etapa anterior a esta, los costos de producción se determinan con las siguientes bases: los costos de materia prima, los costos de mano de obra, el costo de envase, el costos de energía eléctrica, costos de agua, combustible, los costos de control de calidad, los costos de mantenimiento, entre otros.

Para los proyectos petroleros de exploración y explotación de hidrocarburos, lo costos de producción incluyen costos más específicos, como las compras de gas, los costos de sustancias químicas y nitrógeno, las compras realizadas interorganismos, los gastos de administración, entre otros descritos más adelante.

¹ López Leautaud, José I. Evaluación económica pp. 7

IV.II.II. INVERSIÓN INICIAL

La inversión inicial comprende las erogaciones realizadas para la adquisición de todos los activos fijos o tangibles y diferidos o intangibles necesarios para iniciar las operaciones, catalogando PEMEX Exploración y Producción, la inversión en dos tipos, inversión estratégica e inversión operacional

Se entiende por inversión estratégica toda aquella destinada a la construcción o adquisición de activos tangibles, como terrenos, edificios, pozos, instalaciones, ductos, maquinaria, equipo, mobiliario, herramientas, entre otros, y que tienen la característica de ser bienes capitalizables.

Se entiende por inversión operacional toda aquella necesaria en el caso de PEMEX Exploración y Producción, para el sostenimiento y operación de los bienes capitalizables, así como de todas las actividades de exploración y producción, como son mantenimiento de: pozos, mantenimiento de instalaciones, ductos e infraestructura para servicios generales, gestión de activos, desarrollo tecnológico, seguridad industrial, administración y abandono entre otros, este ultimo muy importante.

IV.II.III. DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIONES

El termino depreciación tiene exactamente la misma connotación que amortización, pero el primero solo se aplica al activo fijo, ya que con el uso estos bienes su vida útil es menor a través del tiempo, es decir, se deprecian; de acuerdo a tablas señaladas por la SHCP (por ejemplo en el caso de los vehículos se deprecian a 5 años) y los principios básicos de contabilidad, en cambio la amortización solo se aplica a aquellas inversiones que hayan sido obtenidas a través de financiamientos por ejemplo los Pidiregas (ahora desaparecidos), por lo que el termino de amortización significa el cargo anual que se hace para recuperar la inversión utilizada para la construcción de un activo.

El gobierno pretende que con este mecanismo de depreciación y amortización que toda la inversión privada sea recuperable por la vía fiscal, independientemente de las ganancias que dicha empresa obtenga por concepto de ventas.

IV.II.IV.PUNTO DE EQUILIBRIO

El análisis del punto de equilibrio es una técnica útil para estudiar las relaciones entre los costos fijos, los variables y los beneficios.

El punto de equilibrio es el nivel de producción en el que los beneficios por ventas son exactamente iguales a la suma de todos los costos, en el caso de los proyectos petroleros, se refiere al periodo en donde la producción de crudo que traducida a ingresos es igual a los costos totales de ese año en específico.

En primer lugar hay que mencionar que esta no es una técnica para evaluar la rentabilidad de una inversión, sino que solo es una referencia importante a tomar en cuenta, además la utilidad general que se le da es que es posible calcular con mucha facilidad el punto mínimo de producción al que debe de operarse para no incurrir en pérdidas, sin que esto signifique que aunque haya ganancias estas sean suficientes para hacer rentable el proyecto en todo su horizonte.

IV.II.V. IMPUESTOS

Cualquier actividad que genere ganancias, casi universal, paga impuesto a un gobierno. Los impuestos se pueden pagar a los gobiernos municipales, del estado, provinciales o federales.

Los impuestos son generalmente pagados en un nivel corporativo y se basan en las ganancias de esa corporación en este caso PEMEX y sus organismos subsidiarios tienen diferente régimen fiscal, en donde los organismos industriales (PEMEX Gas y Petroquímica Básica, PEMEX Petroquímica, PEMEX Refinación y Petróleos Mexicanos) se rigen por el Régimen del ISR, mientras que PEMEX Exploración y Producción se rige por la Ley Federal de Derechos relativo al Régimen Fiscal de Petróleos Mexicanos.

Renta imponible: es la renta que tiene que pagar la compañía, entra dentro del flujo de efectivo antes de impuestos, y en este rubro se pueden deducir impuestos, en este caso para los organismos industriales.

Derechos: representa la cantidad de la renta imponible que se debe como impuesto. Esta imposición fiscal se puede expresar como porcentaje simple o puede implicar cálculos más complicados.

La imposición fiscal puede cambiar con los niveles del tiempo, de la renta, del precio o de la producción.

IV.II.VI.RÉGIMEN FISCAL

Una herramienta que los gobiernos utilizan para manejar sus recursos naturales es el régimen fiscal. Este régimen fiscal se aplica a las actividades realizadas dedicadas a la exploración, la producción (es decir cuando el recurso natural es traído a la superficie) y a la comercialización de este recurso propiedad de la nación.

Hay dos tipos principales de regímenes fiscales en el mundo:

- Producción que comparte contratos
- Regímenes concesionarios

Los regímenes concesionarios son más típicos en naciones occidentales o desarrolladas, mientras que la producción que comparte los contratos (PSC) se considera más comúnmente en países en desarrollo.

La producción que comparte contratos es caracterizada por el siguiente:

- El gobierno conserva la propiedad de los hidrocarburos.
- Las compañías pueden reclamar los costos incurridos de réditos de la producción, conforme a apremios.
- Las compañías petroleras negocian una parte de los réditos de la producción (beneficio partido).
- Las compañías pueden también pagar impuesto corporativo sobre la parte del beneficio.
- La producción que comparte contratos se negocia y se calcula a menudo en un campo o un conjunto de pozos

En cambio los contratos concesionarios son caracterizados por el siguiente:

- Los individuos o las compañías compran el derecho de extraer y de vender los recursos mineral (una concesión)
- El estado posee recursos pero título de las transferencias es del concesionario.
- El concesionario recibe todos los réditos de ventas en el primer caso

- La compañía del concesionario es entonces obligada para los derechos y los impuestos.
- Los derechos son pagaderos en el valor de aceite/gas producido - independiente de viabilidad o de lo beneficioso del proyecto
- Tiene generalmente impuestos específicos del petróleo.

En este trabajo se abordara más a fondo el tema del Régimen Fiscal de PEMEX para que se tenga un panorama más amplio de los términos en los que se encuentra la empresa.

IV.III. MÉTODO DEL FLUJO DE EFECTIVO

El primer método a desarrollar en este capítulo, después de haber definido los conceptos fundamentales de la evaluación económica, es el método del flujo de efectivo, método a través del cual se calculan indicadores económicos decisivos en la jerarquización y selección de proyectos.

El flujo de efectivo está compuesto por todos los ingresos y egresos originados por proyectos en cuestión, es decir, los pesos que salen o entran a la empresa a lo largo de la vida útil de la unidad de inversión.

El flujo de efectivo no incluye aquellos conceptos que no involucren efectivo (depreciación y amortización). La estimación de este flujo de efectivo debe asegurar que se incluyan únicamente los ingresos y los costos que ocurrirán en efectivo cuando el proyecto esté operando.

Sin embargo en el régimen fiscal de PEMEX Exploración y Producción, para determinar la base a la que se le aplicaran los impuestos, derechos y aprovechamientos se hace mención de los conceptos deducibles, los cuales estarían integrados en esta evaluación económica, dentro de estas deducciones se encuentran: 100% de las inversiones en exploración, 100% de las inversiones en recuperación secundaria, el 16.7% de la inversión en desarrollo y explotación hasta agotar el monto, al igual que las inversiones realizadas el oleoductos, terminales, entre otros empezando en un 5% de la inversión, entre otras.

El cálculo del flujo de efectivo integra las variables del volumen de producción comercializable, el precio unitario, los cuales proporcionan el valor de los ingresos, los

costos de operación y mantenimiento y las inversiones integran los egresos totales, la diferencia entre los ingresos y los egresos nos arroja el valor del flujo de efectivo.

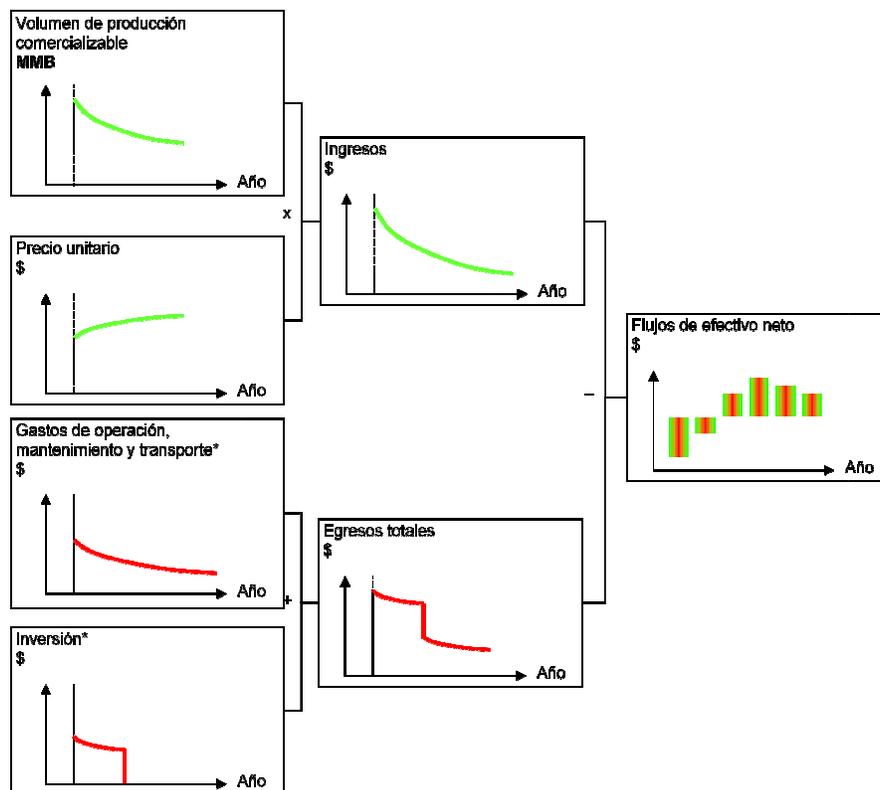


Figura 4.1 Descripción del cálculo del flujo de efectivo

Las fases para el cálculo de los flujos de efectivo no necesariamente son los componentes principales de este mismo, por lo que las fases del cálculo están compuestas por:

- Estimación de recursos

Esta fase del cálculo, estima (corrobor) los recursos en base a la información disponible ya sean análisis geológicos y petrofísicos, pronósticos de producción etc.

- Perfil de producción e ingresos potenciales

En esta fase, se estima el perfil de producción para la vida útil del proyecto, se estiman el gasto de producción, la producción máxima, la tasa de declinación; además de definir los futuros precios del hidrocarburo a producir.

- Inversiones necesarias

En la fase de inversiones necesarias se definirán todas las inversiones necesarias y solo necesarias para generar el valor económico de la producción, como los estudios exploratorios, la infraestructura, la perforación, entre otras.

- Costos operativos

Dentro de los costos operativos se calculan los costos del proyecto referentes a la mano de obra, al transporte, los materiales y servicios generales necesarios para operar el proyecto. PEP incluye dentro de sus costos operativos, los relacionados a la compra de gas, las sustancias químicas, los gastos de mantenimiento, la reserva laboral, entre otros que se especificaran más adelante y que son parte de las estimaciones que realiza PEMEX Exploración y Producción.

- Flujos de efectivo descontados

En esta fase, se calcula el flujo de efectivo (ingresos menos costos operativos en efectivo e inversión) y se descuentan los flujos de efectivo dada una tasa de descuento (se obtiene el VPN).

A continuación se desarrollaran cada uno de los elementos que intervienen en el cálculo del flujo de efectivo y que quedaron visualizadas en la figura 4.1.

IV.III.I. PRODUCCIÓN

La producción es una de las variables que mas impactan en la evaluación económica de proyecto ya que tiene un vínculo directo con las ganancias que arrojará el proyecto en análisis. El peso de la producción es tal en un proyecto, que en ocasiones la asignación de fondos de un proyecto llega a depender de la magnitud de la producción que haya sido determinada, debido a que en la mayoría de los casos un proyecto en el que se estima una gran producción, arroja inmediatamente altos índices de rentabilidad, y solo cuando los costos de producción son superiores al precio ocurre lo contrario.

La determinación y cuantificación de la producción, está dada por estimaciones de los especialistas que estiman podrá obtenerse de los yacimientos en función de sus propiedades petrofísicas, de las propiedades de los fluidos y de la tecnología de explotación empleada.

Pronósticos de producción

“Los pronósticos de producción son estimaciones de lo que se cree podrá obtenerse de los yacimientos; estos se realizan a través de métodos empleados en la industria petrolera a partir del esquema de explotación (tecnología aplicada), propiedades petrofísicas y de los fluidos, que permiten establecer y cuantificar los volúmenes originales de hidrocarburos, producciones esperadas, volúmenes remanentes, etcétera”².

Existen diferentes métodos para pronosticar la producción de un yacimiento, los métodos más utilizados son los del tipo determinístico que incluyen, principalmente, a los volumétricos, balance de materia, curvas de declinación y simulación numérica, así también existen los del tipo probabilístico los cuales modelan la incertidumbre de parámetros como porosidad, saturación de agua, espesares netos, entre otros, como funciones de probabilidad que producen en consecuencia, una función de probabilidad para el volumen original, los cuales son más recomendables.

IV.III.II.PRECIO

El precio por definición “es la cantidad monetaria a la que los productores están dispuestos a vender y los consumidores a comprar un bien o servicio, cuando la oferta y demanda estén en equilibrio”³, en nuestro caso de estudio el bien son barriles de petróleo crudo y pies cúbicos de gas.

Algunos precios de productos y servicios no se rigen por esta definición, dado que en México existe un control gubernamental de precios que tasan los productos y servicios en un determinado valor, este no es el caso global de la industria petrolera, que es el ejemplo más claro de que la definición dada se lleva a cabo en la realidad. Cuando existe un incremento en la demanda el precio del barril del petróleo sube cuantiosamente, cuando baja la demanda el precio cae súbitamente, los países para los cuales ya no sea rentable producir por debajo de ciertos precios, tienen que dejar de vender petróleo o absorber la pérdida generada. Cada país productor tiene un costo de producción diferente por barril, por esto no influye en la fijación del precio internacional, es solo el equilibrio entre la oferta y la demanda lo que lo determina.

Los precios son afectados por muchos factores. La calidad del hidrocarburo, la política, proveedores disponibles, sobrecargas del transporte, y el comportamiento del mercado se

² Ruíz Gastélum, Jorge Iván. Administración de portafolios en proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos pp. 12

³ Baca Urbina Gabriel. Evaluación económica pp.48

maneja generalmente con ajustes del precio. Los ajustes pueden ser reducciones (hacia abajo) o premios (hacia arriba).

La historia nos indica que los precios han tenido records históricos debido a los acontecimientos específicos en nuestro mundo pero después vuelve un precio constante, ajustado según la inflación, en un cierto plazo.

En nuestros días pudimos constatar esta teoría, ya que en estos últimos años el precio fluctuó por circunstancias políticas-económicas en precios muy altos, inclusive se han alcanzado precios históricos dentro de la industria petrolera, esta alza se origino con la Guerra contra Irak, debido a que los conflictos bélicos siempre incrementan el precio del hidrocarburo, y otras circunstancias políticas que han provocado estos precios.

El precio del aceite varía dependiendo de la calidad de este, principal mente se ocupa la densidad API para poder determinar el valor del producto, entre más ligero sea este aceite (mas °API tenga) el valor del aceite se incrementa, en cambio los aceites más pesados tendrán una valor económico menor, por esta razón los proyectos donde la extracción será de aceite ligero o súper ligero son sumamente rentables, como por ejemplo en Arabia Saudita.

Dentro de la industria petrolera existen una variedad considerable de crudos con características particulares de °API y contenido de azufre, para tasar el valor de cada crudo se han considerado algunos tipos de crudo que sirven de referencia para la fijación de precios (sea sobre la base de diferenciales respecto a un crudo específico o mediante fórmulas que integran una canasta de crudos), estos crudos son llamados crudos marcadores.

Las cotizaciones de los crudos marcadores se utilizan como unidad de cuenta para los demás tipos de crudo que se venden internacionalmente. Los crudos marcadores son el West Texas Intermediate (WTI – EE.UU), el Brent (Europa), y el Dubai (Oriente Medio).

Su importancia radica en el hecho que el mercado les ha otorgado una función de referencia para las negociaciones del resto de tipos de crudos ya que éstos reúnen requisitos de calidad, tanto en su grado API como en su contenido de azufre.

En el caso particular de México, se producen una gama bastante considerable de tipos de crudo, sin embargo solo se exportan tres tipos de crudo el Maya (considerado como crudo pesado), Itsmo (crudo ligero) y el Olmeca (crudo súper ligero).

El precio de estos crudos se tasa con los crudos marcadores, su diferencia en calidad hace imposible la determinación del precio con un solo crudo marcador, por esta razón se

utilizan los tres crudos marcadores para asignar el precio de cada uno de los crudos exportados.

Así mismo en el caso de PEMEX Exploración y Producción año con año se elabora la cartera de proyectos para cada ciclo de planeación con los precios señalados en el estudio de Mercado de Hidrocarburos emitido por Petróleos Mexicanos, en donde se señalan los diferentes precios de crudo por tipo de crudo y gas, los cuales servirán de referencia para dicha evaluación.

IV.III.III. COSTOS

Los costos tienen como objetivo mantener óptimo el funcionamiento del proceso de producción una vez que se ha realizado la inversión correspondiente. Los costos en la evaluación económica son una variable que impacta directamente en el proyecto en el marco de los egresos y por ende a la rentabilidad del mismo.

Esta variable nos indica de una manera concreta en la evaluación económica cuanto le cuesta a la compañía producir un volumen determinado de hidrocarburos, siendo así que para las empresas de exploración y producción, resulta de carácter estratégico no sólo su determinación, sino la optimización de estos.

Los costos pueden ser clasificados en diversos tipos según la forma de imputación a las unidades de producto en: variables o fijos.

Costos variables

Los costos variables son los gastos directamente proporcionales a la cantidad de producción y servicio, los ejemplos más significativos de este tipo de costos son:

- Materias primas: son las que quedan incorporadas al producto terminado.
- Mano de obra directa: es la que se utiliza para transformar la materia prima en producto terminado o mano de obra de servicio que lleva adelante el servicio en contacto directo con el cliente.
- Materiales: forman parte de los costos variables, pero no quedan incorporados al producto. Estos forman parte auxiliar en la presentación, sin ser el producto en sí.

- Costos de operación de equipos: costo de las horas de uso de determinadas maquinarias y equipos, así como los subcontratos especializados.

Costos fijos.

Los costos fijos son aquellos desembolsos que existen por el solo hecho de existir la empresa, así sea que produzca o no, o provea o no sus servicios y que deben afrontarse para el mantenimiento y funcionamiento de la empresa. Los ejemplos más comunes de costos fijos son:

- Costos administrativos: sueldos administrativos, contadores, auxiliares, secretarias, gastos de oficina en general.
- Sueldo y honorarios profesionales: sueldos de todos aquellos profesionales y empleados que son permanentes en la empresa como gerentes, directores, capataces, personal de supervisión y seguridad.
- Mantenimiento: es el gasto que se tiene que pagar para conservar o mantener el proyecto en condiciones adecuadas de operación.
- Servicios: inmobiliario, luz, gas, teléfono de oficinas e instalaciones.
- Alquileres: de oficinas, instalaciones, si la empresa no es propietaria.
- Cargos por depreciación.
- Costos hundidos.

Los costos fijos que se mencionan, son aplicables para cualquier compañía que realice algún proyecto de inversión, sin embargo para efecto de esta tesis nos interesan los costos que PEMEX Exploración y Producción contempla asociados a la realización de los proyectos de la cartera de proyectos, estos se mencionan a continuación:

- Compras de gas
- Compras interorganismos
- Mano de obra
- Materiales
- Sustancias químicas y nitrógeno
- Servicios generales
- Gastos de mantenimiento y otros capitalizables
- Reserva laboral
- Gastos de administración
- Administración corporativa

- Servicios corporativos
- Otros gastos.

Cabe mencionar que estos son los costos generales que se realizan en cada proyecto, no obstante el valor de estos costos varía dependiendo del campo, el proyecto, el activo y la región; por ejemplo la mano de obra es un costo con mayor valor en la Región Sur que en la Región Marina Suroeste, así como la compra de gas es un costo muchísimo mayor en Cantarell que en Burgos.

Esta es la razón por la cual no se puede generalizar el valor de los costos en la realización de la evaluación económica, sino más bien es necesario hacer una evaluación específica para cada proyecto tomando en cuenta los valores de costos producidos por el mismo y no caer en el error al realizar la generalización.

IV.III.IV. INVERSIONES

Para que un proyecto pueda ejecutarse requiere de la asignación de un determinado monto de capital realizado en el tiempo cero, el cual normalmente asciende a una cantidad importante de dinero, a este monto de capital inicial se le conoce como inversión.

La inversión, o mejor dicho la determinación del monto al cual asciende esta, es definida por los expertos durante la evaluación técnica, ya que esta es función tanto de la técnica, como de la tecnología y método que se pretenda emplear en la realización del proyecto.

En una manera concreta la cuantificación de la inversión está dada por los costos de todos los elementos tangibles e intangibles, que permitirán la ejecución del proyecto a realizar o la actualización de éste, ya que las erogaciones posteriores se contabilizan como costos de operación o en el caso de PEP como inversión operacional, esto es la inversión destinada a actividades de sostenimiento de la producción y mantenimiento de instalaciones.

La aprobación de la asignación de la inversión inicial al proyecto la realiza la empresa, antes de hacer esta asignación, es necesario haber determinado que el proyecto sea capaz de generar ganancias, a partir del proceso de evaluación económica y con el resultado del análisis de los indicadores económicos obtenidos de esta, se avala la selección del proyecto para integrar la cartera de proyectos de inversión.

IV.IV. INDICADORES ECONÓMICOS OBTENIDOS CON EL FLUJO DE EFECTIVO

Una vez que las variables involucradas en el cálculo del flujo de efectivo han sido determinadas, cuantificadas y ordenadas, en el proceso, es posible determinar la rentabilidad del proyecto, es decir, si éste es capaz de generar valor o ganancias a la empresa. Este análisis de la rentabilidad se lleva a cabo con el cálculo de los indicadores económicos de tipo matemáticos-financieros, a partir del flujo de efectivo previamente calculado y su comportamiento a través del tiempo.

Este método de evaluación toma en cuenta el valor del dinero a través del tiempo; debido a que es bien conocido que el dinero disminuye su valor real con el paso del tiempo, a una tasa aproximadamente igual al nivel de inflación vigente. Esto implica que el método de análisis empleado deberá de tomar en cuenta este cambio de valor real del dinero a través del tiempo, y que obviamente tiene ventajas contra los métodos de análisis que no toman este hecho en cuenta.

IV.IV.I. VPN

El Valor Presente Neto (VPN), es uno de los indicadores económicos más empleados en la industria petrolera por dos razones, la primera es porque es de muy fácil aplicación y la segunda es porque los flujos de efectivo se transforman a dinero de hoy.

El VPN es el “valor monetario que resulta de restar la suma de los flujos descontados a la inversión inicial”⁴

Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo futuros que generará el proyecto, para posteriormente comparar la equivalencia con la inversión inicial. Lo anterior expresado en forma matemática queda representado como:

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{S_t}{(1+i)^t}$$

Donde:

S_t = flujo de efectivo neto del periodo t

⁴ López Leautaud, José I. Evaluación económica pp. 28

n = números de periodos de la vida del proyecto

i = tasa de descuento considerada

t = periodo del tiempo

Cuando se hacen los cálculos para pasar, en forma equivalente, dinero presente al futuro, se utiliza una tasa de interés o de crecimiento de dinero; pero cuando se quieren pasar cantidades futuras al presente, como en este caso, se utiliza una tasa de descuento, llamada así porque descuenta el valor del dinero en el futuro a si equivalente en el presente, y a los flujos traídos el tiempo cero se les llama flujos descontados.

Es claro que para aceptar un proyecto las ganancias deberán ser mayores que los desembolsos, lo cual dará por resultado que el VPN sea mayor que cero, y para el cálculo de este se necesita definir la tasa de descuento.

Tasa de descuento.

El costo de oportunidad del capital representa el valor del dinero en el tiempo, y se utiliza como tasa de descuento para convertir los flujos de efectivo esperados a valor presente con objeto de hacer comparables flujos que ocurren en distintos puntos en el tiempo. La evaluación económica debe asegurar que el capital es invertido en proyectos que generarán un retorno superior al costo de dicho capital

En el caso de Pemex, dado que el costo de capital depende del gobierno de México, el corporativo define una tasa mínima que permite hacer comparables los flujos de efectivo que generarán las unidades propuestas y que sirva como filtro para descartar unidades no viables.

Si la tasa de descuento, aplicada en el cálculo del VPN fuera la tasa inflacionaria promedio pronosticada para los años que durara el proyecto, más ganancias de la empresa solo servirían para mantener el valor adquisitivo real que esta tenía en el año cero, siempre y cuando se reinviertan todas las ganancias. Con un $VPN=0$ no se aumenta el patrimonio de la empresa durante el horizonte de planeación estudiado, si la tasa de descuento es igual al promedio de la inflación en ese periodo.

Por otro lado si el resultado es $VPN >0$, sin importar cuánto supere ese valor, esto solo implica una ganancia extra después de ganar la tasa de descuento aplicada a lo largo del periodo considerado. Esto explica la gran importancia de seleccionar previamente la tasa de descuento adecuada.

El valor del VPN, es inversamente proporcional al valor de la tasa (i) aplicada, como lo muestra la formula, de modo que si se pide un alto rendimiento (es decir, si la tasa es muy alta), el VPN fácilmente se vuelve negativo, y en ese caso se rechazaría el proyecto.

Como conclusiones generales del uso del VPN como método de análisis es posible anunciar lo siguiente:

- Se interpreta fácilmente su resultado en términos monetarios.
- Supone una reinversión total de todas las ganancias anuales, lo cual no sucede en la mayoría de las empresas.
- Su valor depende de la tasa (i) aplicada.
- Los criterios de evaluación son: si $VPN > 0$ se acepta el proyecto, si el $VPN = < 0$ no se rechaza el proyecto.

Normalmente la aceptación o rechazo de un proyecto depende directamente de la tasa de descuento aplicada, por lo tanto es necesario antes de rechazar un proyecto analizar el valor de la tasa de descuento aplicada en la evaluación económica.

IV.IV.II.TIR

La Tasa Interna de Retorno (TIR), al igual que el Valor Presente Neto es otro de los indicadores con mayor aceptación en el ámbito de la evaluación de proyectos debido a que permite establecer las variaciones en un marco temporal del valor del dinero, permitiendo así; decidir qué iniciativas tienen la posibilidad de realización y cuáles no.

En la sección anterior se menciono que si la tasa de descuento aplicada en el cálculo del VPN, se hace crecer, este llegaría a adoptar un valor de cero. También se menciono que si el VPN es positivo, esto significa que se obtienen ganancias a lo largo de vida del proyecto por un monto igual a la tasa de descuento aplicada más el valor del VPN. Está claro que si el $VPN = 0$ solo se está ganando la tasa de descuento aplicada, o sea, lo mínimo fijado como rendimiento.

La tasa interna de retorno es la tasa que reduce a cero el valor actual neto del proyecto, es decir, es el tipo de descuento que entrega un valor actual neto de cero para una serie de flujos de fondos futuros, en la literatura económica se define como la “tasa que iguala la

suma de los flujos descontados a la inversión inicial⁵. Por lo tanto la tasa interna de retorno de una propuesta de inversión, es aquella i que satisface la ecuación:

$$\sum_{t=0}^n \frac{S_t}{(1+i)^t} = 0$$

Donde:

S_t = Flujo de efectivo neto del periodo t

n = Números de periodos de la vida del proyecto

i = Tasa de descuento

t = Periodo del tiempo

Se llama tasa interna de retorno porque supone que el dinero que se gana año con año se reinvierte en su totalidad. Es decir, se trata de la tasa generada en su totalidad en el interior de la empresa por medio de la reinversión.

Como podemos apreciar la Tasa Interna de Retorno determina el punto de quiebre de la rentabilidad de un proyecto, ya que muestra el tipo de descuento debajo del cual una inversión causa un VPN positivo y encima del cual, una inversión genera un VPN negativo.

Entre los factores más importantes que intervienen en la determinación de esta tasa en la industria petrolera se encuentran:

El tiempo, no se puede hablar de un tipo de tasa sin mencionar antes el tiempo en el cual dicha tasa tendrá validez, es decir, mientras mayor sea el tiempo, el riesgo se incrementa, debido a que el valor actual de la inversión estará susceptible a los diversos cambios que puedan ocurrir para afectar dicho valor.

El sector bancario, este sector debe de ser considerado al momento de establecer la tasa de rendimiento ya que si el rendimiento que se puede obtener en una determinada inversión es menor que la tasa bancaria, los fondos destinados para esta inversión se podrían usar para otra inversión que genere por lo menos el mismo rendimiento que el ahorro bancario. En otras palabras, el ahorro bancario puede significar mayor ganancia que las generadas por ciertos proyectos, por lo que este factor siempre debe considerar al determinar la tasa de retorno.

Otro factor que interviene es el sector político, este sector se debe de tomar en cuenta, ya que tiene una gran influencia sobre los demás factores. Las decisiones que tome el estado son determinantes en el rendimiento de ciertos factores de la economía. Por ejemplo si el

⁵ Baca Urbina Gabriel. Evaluación económica pp.216

estado decide que se aumentaran los impuestos a las importaciones, todas las empresas que se dediquen a esta actividad se verán afectadas; ya sea por que tengan que aumentar sus precios para el crecimiento impositivo, tal vez deban disminuir su rango de utilidades para conservar las ventas. De cualquier manera el rendimiento está siendo afectado por las decisiones tomadas por el gobierno.

Por último, el factor económico resulta de vital importancia en la determinación de la tasa de retorno, debido a los cambios que pueden surgir en la economía de los países.

La regla de aceptación de una inversión bajo el criterio de tasa interna de retorno indica que esta última debe ser superior a la tasa de descuento o la tasa de retorno requerida. Como análisis general de la obtención de la TIR, es posible enunciar que:

- El indicador económico es de muy fácil aplicación.
- Este considera el valor del dinero en el tiempo.
- Está estrechamente ligado con el VPN, y por lo general los resultados que arrojan ambos indicadores coinciden.
- Es de fácil comprensión.
- Existe la posibilidad que de cómo resultado respuestas múltiples, por lo que no puede ser un indicador decisivo en la selección de proyectos.

IV.IV.III. RELACIÓN BENEFICIO-COSTO (B/C)

La relación beneficio-costo es también conocida como la eficiencia de la inversión, este es un indicador económico de muy fácil aplicación, comprensión y comunicación, una definición simple de este es la relación existente entre lo que obtengo a partir de lo que invierto. Siendo así esta relación queda definida como el cociente del valor presente neto, sobre el monto de capital inicial asignado.

$$\textit{Relación beneficio – costo} = \frac{VPN}{\textit{inversión inicial}}$$

La regla de aprobación de una inversión bajo el criterio de la relación costo-beneficio parte de la premisa de que los beneficios deben exceder siempre a los costos, es decir, si la B/C es mayor que 1 el proyecto es favorable, es capaz de generar ganancias a partir de la inversión.

Por el contrario, si la relación es menor que 1, el proyecto no es capaz de cubrir la totalidad de sus gastos, por lo que la rentabilidad del proyecto se muestra desfavorable. Si la B/C es igual a 1 se considera que, los beneficios y los costos se igualan, cubriendo apenas el costo mínimo, atribuible a la tasa de descuento.

La selección de un proyecto por medio del análisis de este indicador en particular, obviamente es la obtención de un $B/C > 1$, pero también depende la naturaleza del proyecto para considerar la aprobación de un proyecto con $B/C=1$, por ejemplo si se trata de un proyecto estatal o del gobierno con fines sociales como la construcción de un hospital, de una escuela, entre otros, este puede ser aprobado. En cambio con los proyectos de inversión privada, los criterios podrían variar pero desde luego la relación debe ser mucho mayor que 1, debido a que la primera comparación que se hace es considerar el beneficio que se obtendría si el capital de inversión se colocara en una institución bancaria, si el beneficio es menor o igual a los réditos que arroja el banco casi siempre se desecha el proyecto.

IV.IV.IV. PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

Este indicador, consiste en la determinación del tiempo necesario para que los flujos de efectivo netos positivos sean iguales al capital invertido, es decir el periodo de recuperación es el tiempo necesario para cubrir la inversión inicial y su costo de financiamiento.

La obtención de este indicador permite al inversionista comparar los proyectos en base al tiempo de recuperación, tomando en cuenta que siempre le dará mayor preferencia a las de menor tiempo de recuperación.

Este indicador considera prioritario cuando se ha requerido de algún tipo de financiamiento para la puesta en marcha del proyecto, o en los países donde la situación política y económica es muy inestable, debido a lo importante que es para una empresa la recuperación de la inversión.

El periodo de recuperación, por utilizar solamente los flujos de efectivo neto positivos, se basa en la liquidez que pueda generar el proyecto y no realmente en la rentabilidad del mismo. Tiende a que los inversionistas busquen una política de liquidez acelerada.

Como aspecto negativo que posee este indicador, es que solo se interesa saber en cuanto tiempo se tendrá de vuelta el capital invertido, dejando a un lado lo valioso del proyecto, pues no considera los flujos de efectivo después del plazo en el que se recupera la inversión.

El periodo de recuperación se obtiene sumando los flujos netos, solamente hasta que el periodo en que se recupera la inversión inicial.

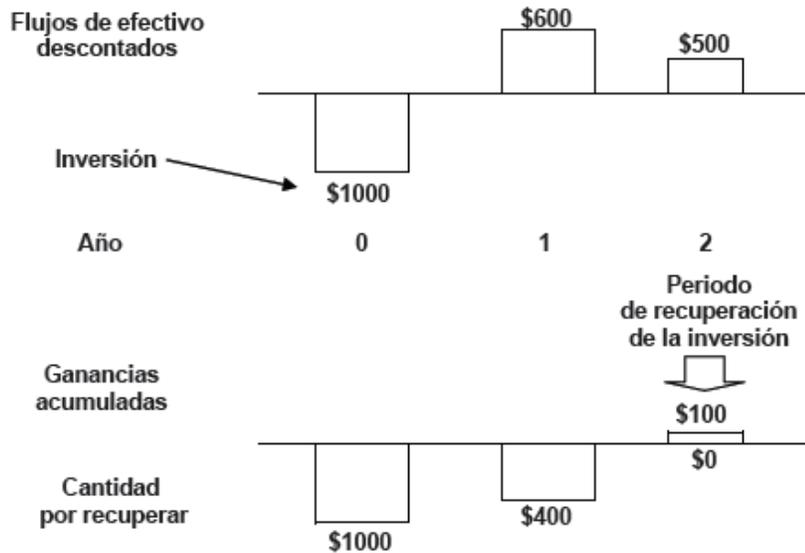


Figura 4.2 Periodo de recuperación de la inversión

Según el criterio para la recuperación de la inversión, se acepta el proyecto cuando es menos que el horizonte económico de la inversión, puesto que de esa forma se recupera la inversión inicial antes del plazo total previsto en que el proyecto será capaz de generar ganancias. Si el periodo de recuperación es igual al horizonte económico se cubre la inversión inicial en el plazo total, por lo tanto el proyecto es indiferente.

IV.IV.V. LÍMITE ECONÓMICO

El límite económico es el punto en el tiempo en el cual los flujos de efectivo se vuelven negativos. En otras palabras es un indicador que define la fecha en la cual un proyecto deja de ser rentable, ya que los costos de producción han superado la capacidad del proyecto para generar ganancias. Por lo tanto un proyecto nunca debe de exceder este periodo de vida útil, ya que el hacerlo provocaría pérdidas para la compañía.

En este contexto el criterio del límite económico es aceptable siempre y cuando este sea mayor que el periodo de recuperación, es decir, que la fecha a la cual el proyecto deje de generar ganancias, exceda el tiempo que tarda el proyecto en regresar la inversión inicial.

Para entender mejor el concepto a continuación se presenta un ejemplo acerca del ciclo de vida productivo de un yacimiento:

En un yacimiento, a medida que se continua retirando fluidos de él, la presión del mismo va disminuyendo hasta un punto en que el petróleo ya no llega a la superficie de forma natural, por lo que la única forma de extraerlo es aplicando energía externa ya sea en el mismo yacimiento o en los pozos, en un principio el costo de esta energía externa, tal vez, puede ser descubierto en su totalidad por los beneficios que arroja la producción con este nuevo esquema, pero con el paso del tiempo la energía que se necesitara para elevar los fluidos hasta la superficie, aumentara tanto, que el costo de funcionamiento del pozo excederá los ingresos provenientes del yacimiento. Esto significa que el proyecto ha dejado de ser rentable, ha alcanzado su límite económico.

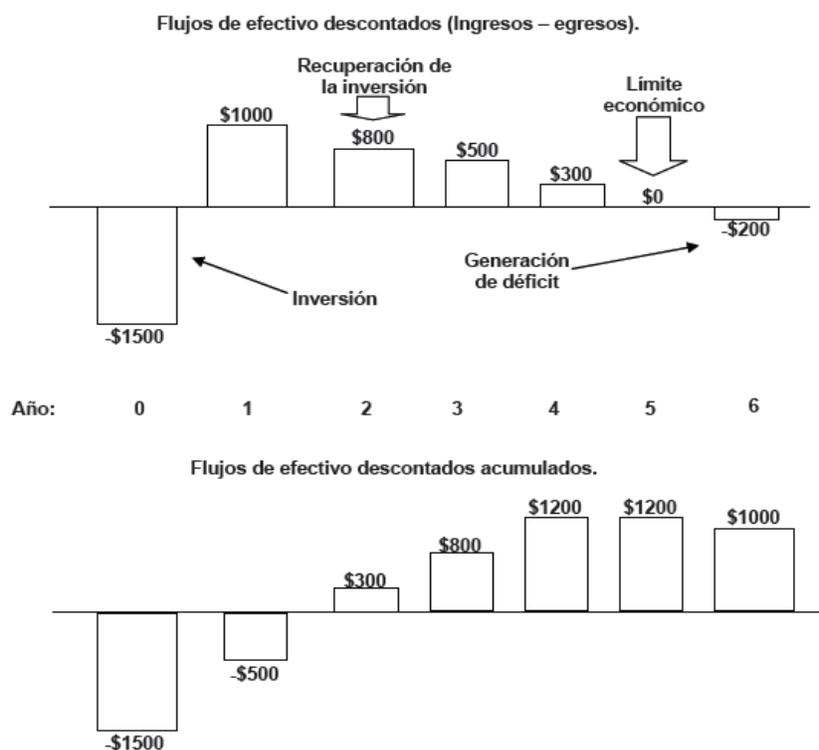


Figura 4.3 Límite económico.

Del ejemplo anterior podemos concluir que se trata de un proyecto capaz de generar beneficios económicos, ya que la fecha de límite económico excede el periodo de recuperación de la inversión, manteniéndose así hasta el quinto año. Después de esta

fecha el mantener en operación al proyecto bajo el mismo régimen sería incosteable y aportaría pérdidas a la compañía.

IV.V. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Al hacer cualquier análisis económico proyectado al futuro, siempre hay un elemento de incertidumbre asociado a las alternativas que se estudian y no sólo son problemáticas las estimaciones de las condiciones económicas futuras, sino que además los efectos económicos futuros de la mayoría de los proyectos solamente son conocidos con un grado de seguridad relativo. Es precisamente la falta de certeza sobre el futuro lo que hace a la toma de decisiones económicas una de las tareas más difíciles que deben realizar los individuos, las industrias y el gobierno.

Con el objeto de facilitar la toma de decisiones dentro de la empresa, se efectúa un análisis de sensibilidad, pues rara vez se toma una decisión con los resultados simples de un análisis. Generalmente para tomar la decisión de seleccionar un proyecto y posteriormente integrarlo a la cartera de proyectos es necesario un “rango completo de los posibles resultados que pueden ocurrir como una consecuencia de variaciones en las estimaciones iniciales de los parámetros del proyecto, un estudio económico completo debe de incluir la sensibilidad de los criterios económicos a cambios en las estimaciones usadas”⁶.

En un proyecto individual, la sensibilidad debe hacerse con respecto a los parámetros más inciertos; por ejemplo, es posible que en la evaluación de una propuesta se tenga mucha incertidumbre con respecto al precio, es importante determinar que tan sensible es la Tasa Interna de Retorno (TIR) o el Valor Presente Neto (VPN) a cambios en las estimaciones del precio, para este tipo de situaciones se recomienda determinar el precio a partir del cual la propuesta sería económicamente atractiva.

Es posible que en la evaluación de una propuesta se tenga incertidumbre con respecto a la producción de hidrocarburos, en estos casos también es posible determinar una curva que muestre la sensibilidad de la TIR o el VPN a cambios en la producción posibles.

⁶ Coss Bu, Raúl. Análisis y evaluación de proyectos de inversión, pp. 239

El análisis de sensibilidad también puede ser utilizado para determinar la vulnerabilidad de un proyecto a cambios en los costos, aunque en los proyectos petroleros esta variable no impacta tanto en el análisis como la producción o el precio de los hidrocarburos.

Es importante señalar que la sensibilidad de un proyecto debe de hacerse con respecto al parámetro más incierto, es decir, o se determina la sensibilidad de la TIR o el VPN del proyecto a cambios en el precio, o a cambios en la producción o a cambios en los costos; dependiendo del tipo de proyecto que se esté realizando, de exploración, explotación o soporte.

Si para el proyecto que se está realizando la evaluación económica, la mayoría de sus parámetros son inciertos, la técnica de análisis no se recomienda utilizar, para estos casos un análisis de riesgo, o simulación estocástica sería lo más aconsejable.

V. RÉGIMEN FISCAL

V.I. ANTECEDENTES

El gobierno históricamente ha requerido de recursos para la realización de sus actividades, dichos recursos provienen de los ciudadanos, de las remesas y de la producción de petróleo; es decir, existe una transferencia de riqueza a favor del Estado para permitir el desarrollo de las actividades que realiza y el cumplimiento de sus objetivos.

La actividad financiera del gobierno se compone de la recaudación de ingresos, de su administración y ejercicio. En el caso de los ingresos públicos estos constituyen los flujos monetarios que tienen como fin, ser un medio de cobertura para los gastos públicos ordinarios, aunque no son los únicos medios con los que dispone el Estado para su financiamiento, es el más importante y de él depende el nivel de gasto para cubrir las necesidades públicas más básicas como la salud, la educación entre otras.

Las contribuciones tienen como fin costear los servicios públicos que el Estado brinda, y el contribuyente paga con los impuestos los servicios que recibe. En ese sentido, hablamos de una contraprestación, toda vez que el contribuyente proporciona una parte de sus recursos a cambio de la satisfacción de ciertas necesidades de carácter colectivo, como el drenaje, el alcantarillado, el transporte público, los hospitales, el servicio de bomberos, ambulancias, construcción y mantenimiento de vías públicas, entre otros.

Los ingresos públicos se refieren a todas las entradas de dinero que tiene el gobierno por motivo de impuestos, cobros por bienes y servicio y por cualquier otra vía fiscal y extra fiscal, y son obtenidos en diversas formas y de manera constante (Derechos, Productos, Aprovechamientos, Contribuciones de Mejoras, etc.).

V.II. CAPTACIÓN DE INGRESOS

La captación u obtención de los ingresos alude a todos aquellos medios de que el Estado podrá echar mano para allegarse de los recursos de tipo económico que le son indispensables para la realización de sus actividades y para satisfacer las necesidades del bien común.

Existen distintas formas para clasificar el ingreso público, según de donde se obtenga, la regularidad en que se obtiene, la forma en cómo se obtiene y el porqué se obtiene.

El gobierno cuenta principalmente con dos principales fuentes de ingreso: los ingresos tributarios y los no tributarios, dentro de los ingresos tributarios encontramos:

- Impuestos
- Derechos

Los impuestos según la literatura económica se clasifican en directo e indirectos.

IMPUESTOS DIRECTOS

Gravan a las personas, naturales o jurídicas, en función de su ingreso y/o riqueza. Se aplican tanto a personas físicas como morales. Entre los impuestos destacan:

- IMPUESTO SOBRE LA RENTA (ISR)
- IMPUESTO AL ACTIVO (IMPAC)

IMPUESTO INDIRECTO

Son los que gravan al comercio exterior y la compra de bienes y servicios. Los impuestos al comercio exterior se aplican a las importaciones y exportaciones. Entre los impuestos indirectos que más destacan:

- IMPUESTO A LA IMPORTACION
- IMPUESTO A LA EXPORTACION
- IMPUESTO AL VALOR AGREGADO (IVA)
- IMPUESTO ESPECIAL SOBRE PRODUCCION Y SERVICIOS (IEPS)

DERECHOS

Son las contribuciones establecidas en la ley por el uso o aprovechamiento de los bienes del dominio público de la Nación, así como por recibir servicios que presta el Estado en sus funciones de derecho público, excepto cuando se prestan por organismos descentralizados u órganos desconcentrados, cuando en este último caso se trate de contraprestaciones que no se encuentran previstas en la Ley Federal de Derechos

Entre los derechos destacan:

- Extracción de petróleo
- Expedición de licencias para giros mercantiles e industriales
- Certificaciones
- Legalizaciones y constancias
- Registro civil

Dentro de los ingresos no tributarios, destacan:

- Venta de bienes y servicios que provee (gasolina, agua, electricidad, etc.)
- Deuda o ingresos por financiamientos, que se tienen que pagar en el futuro.

V.II.I.IMPUESTOS

Un impuesto o tributo es un pago al Estado, de carácter obligatorio, que consiste en el retiro monetario que realiza el gobierno sobre los recursos de las personas y empresas. Estas contribuciones establecidas por la ley son distintas de las aportaciones de seguridad social, contribuciones de mejora y derechos.

La forma de gravar ha evolucionado a lo largo del tiempo y los sistemas fiscales se han hecho cada vez más complejos. En parte, esto se explica porque los impuestos cambian la asignación de recursos, lo cual genera efectos sociales y económicos importantes. Por ejemplo, los impuestos reducen el nivel de ingresos de las personas y empresas y aumentan los precios de los bienes y servicios. Su existencia se justifica porque en principio, el Estado le devuelve a la sociedad esa extracción impositiva a través de bienes públicos, como la educación pública, los servicios como la luz, la impartición de justicia y la seguridad.

Podemos decir que las finanzas públicas son un conjunto de medidas relativas al régimen tributario, al gasto público, al endeudamiento del estado, y a las operaciones y situación financiera de las entidades y los organismos autónomos o paraestatales por medio de los cuales se determina el monto y la composición de la inversión y el consumo privado; por lo que se deduce que las finanzas publicas juegan un papel determinante como parte fundamental de las políticas económicas que rigen un país y su equilibrio permite que se cumplan con los propósitos establecidos en la ley de egresos de la Federación y por consiguiente con los programas sociales prioritarios.

El monto de los impuestos pagaderos se establecen en la Ley de Ingresos, la cual tiene como función primordial dar vigencia en la aplicación de las leyes en materia tributaria existentes en el país, como por ejemplo la Ley del Impuesto Sobre la Renta, la del Impuesto al valor agregado, la de la Importación o Exportación, el cobro de los derechos por la disminución de la deuda pública externa, entre otros. La vigencia constitucional de la ley de ingresos de la federación es de un año.

V.III. RÉGIMEN FISCAL

Unas de las acepciones de *régimen*, según el diccionario enciclopédico, es la de un conjunto de normas e instituciones que definen el gobierno u organización de algo. Por otro lado, *fiscal* se define como todo lo relativo a las normas reguladoras para la obtención de ingresos tributarios por parte del Estado.

De la conjunción de estas dos definiciones podemos decir que un régimen fiscal es un conjunto de derechos y obligaciones que derivan de la realización de una actividad económica específica, cuya condición es susceptible de organizarse y agruparse para llevar a cabo el control y verificación de las mismas.

El ejercicio de alguna actividad, cualquiera que esta sea, en personas morales o físicas la ubica en un régimen fiscal adecuada dependiendo de sus características.

Es la Ley del Impuesto Sobre la Renta, la que establece, entre otras cosas, los regímenes fiscales de acuerdo con la actividad económica que pueden realizar las personas físicas y morales. Sin embargo esta no es aplicable para PEMEX Exploración y Producción, y el Régimen Fiscal de Petróleos Mexicanos lo establece la Ley Federal de Derechos.

En nuestro país es muy diferente el Régimen Fiscal de PEMEX al ISR por esta razón se realizara una descripción y comparación entre estos para que el lector tenga la información suficiente para hacer un análisis entre estos.

V.IV. IMPUESTO SOBRE LA RENTA (ISR)

Comenzaremos describiendo que este impuesto obtiene este nombre, por gravar la utilidad obtenida producto de realizar una actividad, es decir, en un sentido muy amplio le llama RENTA a la Utilidad que se obtenga.

Se llama renta al producto del capital, del trabajo o de la combinación de ambos. La renta está constituida esencialmente por los ingresos, que provienen del patrimonio personal o de las actividades propias del contribuyente o de la combinación de ambos.

Las personas físicas y las morales, están obligadas al pago del impuesto sobre la renta en los siguientes casos:

- I. Las residentes en México, respecto de todos sus ingresos cualesquiera que sea la ubicación de la fuente de riqueza de donde procedan.
- II. Los residentes en el extranjero que tengan un establecimiento permanente en el país, respecto de los ingresos atribuibles a dicho establecimiento permanente.
- III. Los residentes en el extranjero, respecto de los ingresos procedentes de fuentes de riqueza situadas en territorio nacional, cuando no tengan un establecimiento permanente en el país, o cuando teniéndolo, dichos ingresos no sean atribuibles a éste.

Para los efectos de esta Ley, se considera establecimiento permanente cualquier lugar de negocios en el que se desarrollen, parcial o totalmente, actividades empresariales o se presten servicios personales independientes. Se entenderá como establecimiento permanente, entre otros, las sucursales, agencias, oficinas, fábricas, talleres, instalaciones, minas, canteras o cualquier lugar de exploración, extracción o explotación de recursos naturales.

V.IV.I. CONCEPTOS BÁSICOS

Para llevar a cabo el análisis de la Ley de ISR, es necesario conocer algunos conceptos que nos ayudaran a entender esta ley, los cuales se mencionan a continuación:

PERSONAS MORALES.

Son grupos de individuos que tienen personalidad jurídica propia, independiente de la de sus integrantes. Esto significa que tienen capital propio, obligaciones y derechos propios.

PERSONAS FÍSICAS

Una persona física es aquella que se asume el riesgo y dirige la empresa de la que es responsable. Los diferentes tipos de personas físicas son:

- Empresario individual
- Comunidad de bienes
- Sociedad civil

OBJETO DEL IMPUESTO

El objeto del impuesto está constituido por la situación jurídica o de hecho prevista por la ley como generadora de la obligación de pagar un determinado tributo. En el caso del impuesto sobre la renta el objeto lo constituye gravar los ingresos o la utilidad del contribuyente, percibidos en determinado tiempo.

BASE DEL IMPUESTO

Es la cantidad monetaria sobre la que se determina el monto del impuesto a cargo del contribuyente, la cual puede ser el valor total de los ingresos del contribuyente o la utilidad o resultado fiscal que se obtienen de disminuir a los ingresos percibidos las deducciones autorizadas en las disposiciones fiscales.

TASA O TARIFA

La tasa es el porcentaje aplicable a la base del impuesto para efectos de determinar el monto del impuesto a pagar.

La tarifa se encuentra determinada progresivamente y varía conforme a la base gravable de cada contribuyente, es decir, quien mas gana, más paga.

V.IV.II. ISR 2009

Este impuesto cambia cada año fiscal, las tasas y las especificaciones que sufren cambios son publicados en la Ley de Impuesto Sobre la Renta, aquí se presentara las tasas aplicables este año y las modificaciones mas relevantes a la ley.

Las personas morales deberán calcular el impuesto sobre la renta, aplicando al resultado fiscal la tasa del 28%.

Están obligadas al pago de este impuesto, las personas físicas residentes en México que obtengan ingresos en efectivo, en bienes, en crédito, en servicios o de cualquier otro tipo. También están obligadas al pago del impuesto, las personas físicas residentes en el extranjero que realicen actividades empresariales o presten servicios personales independientes, en el país, a través de un establecimiento permanente, por los ingresos atribuibles a éste.

Las principales tasas que se aplicaran de acuerdo a lo establecido por la ley en el presente año fiscal son:

Tarifa para calcular los pagos provisionales mensuales

Tarifa

Límite inferior	Límite superior	Cuota fija	Por ciento para aplicarse sobre el excedente del límite inferior
\$	\$	\$	%
0.01	496.07	0.00	1.92
496.08	4,210.41	9.52	6.40
4,210.42	7,399.42	247.23	10.88
7,399.43	8,601.50	594.24	16.00
8,601.51	10,298.35	786.55	17.92
10,298.36	20,770.29	1,090.62	19.94
20,770.30	32,736.83	3,178.30	21.95
32,736.84	En adelante	5,805.20	28.00

A través del tiempo el ISR se ha comportado de la siguiente manera:

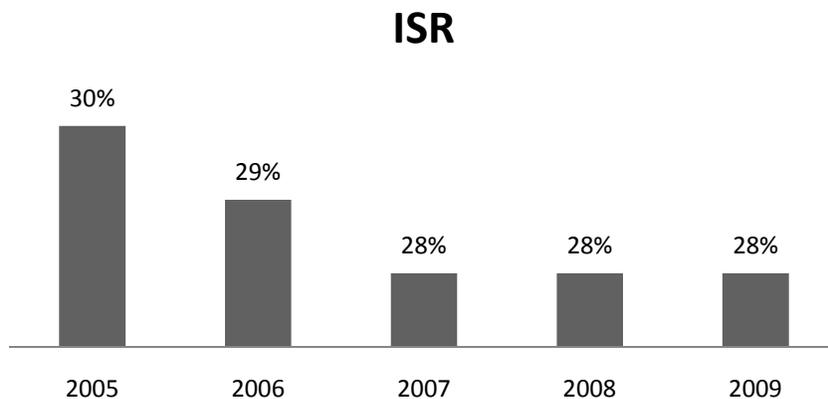


Figura 5.1 Tasa de ISR en el periodo 2005-2009

V.V. RÉGIMEN FISCAL DE PEMEX

El régimen fiscal relativo a PEMEX lo determina la Ley Federal de Derecho, debido a la separación que se hace entre los impuestos y los derechos mencionados anteriormente, dentro de los derechos encontramos el relativo a la extracción de petróleo.

La extracción de petróleo en México se realiza por una sola empresa paraestatal (dependiente del estado) PEMEX, la gran rentabilidad de esta empresa es una de las razones por las que el estado elabora un régimen fiscal especial aplicable a la paraestatal, a diferencia de las demás empresas paraestatales existentes en el país (como la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, Comisión Nacional del Agua, Comisión Nacional de Electricidad, Policía Federal Preventiva, Banco de México, Instituto Federal Electoral, IMSS, entre otros), este régimen fiscal hace a PEMEX la empresa que más impuestos recauda para el estado mexicano.

Este régimen fiscal de PEMEX solo es aplicable a PEMEX Exploración y Producción, debido a que este es el único organismo subsidiario que ejecuta la extracción de petróleo,

mientras que los otros organismos subsidiarios y el corporativo se les aplican el pago del ISR.

Este régimen fiscal se ha modificado a través de los años, a continuación se presentan los regímenes fiscales aplicados en los últimos 5 años.

V.V.I. RÉGIMEN FISCAL VIGENTE HASTA 2005

El régimen fiscal (RED), vigente hasta 2005, estaba compuesto por 4 principales derechos, como se ilustra en el siguiente diagrama:

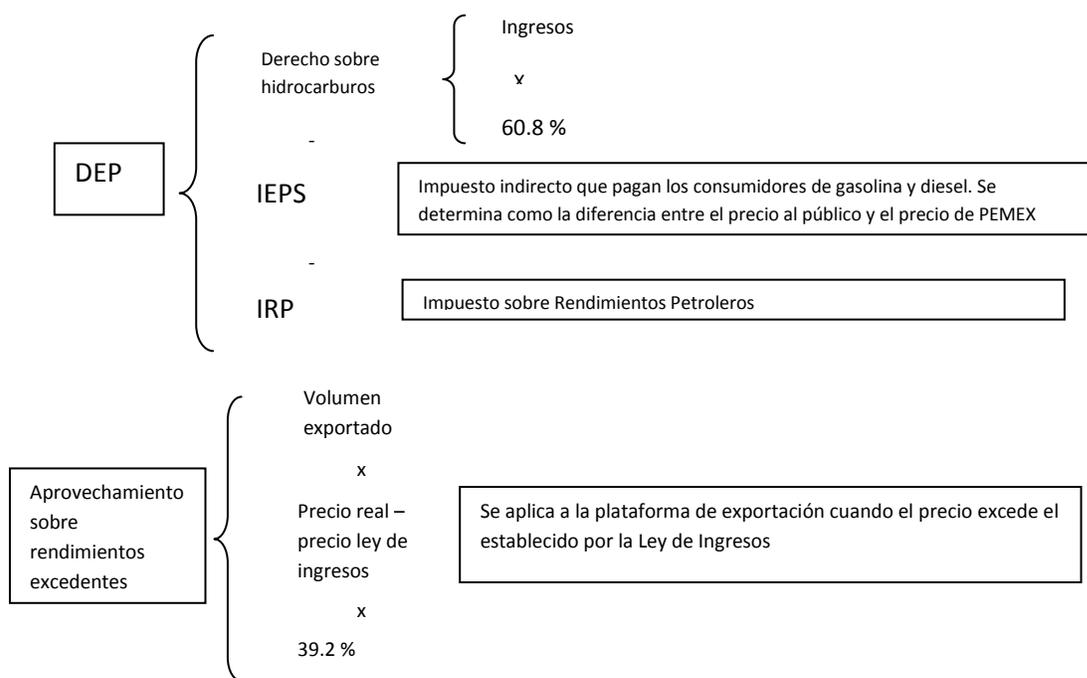


Figura 5.2 Régimen Fiscal de PEP aplicable en 2005

Particularmente, el Derecho Sobre Hidrocarburos (DSH) se calculaba sobre los ingresos de PEMEX consolidado, incluyendo el Impuesto Especial sobre Productos y Servicios (IEPS) por 60% y al resultado se le acreditaba el monto causado por el Impuestos sobre Rendimientos Petroleros (IRP) y el del IEPS. El monto resultante representaba la cantidad que Pemex Exploración y Producción pagaba por concepto de Derecho sobre Extracción del Petróleo (DEP).

Los principales problemas del régimen fiscal anterior consistían en que:

- La producción y distribución de petrolíferos y petroquímicos provocaba pérdidas a PEMEX en el cálculo del derecho sobre hidrocarburos.
- Con este esquema fiscal la mayoría de sus proyectos no son rentables después de impuestos. Sin embargo, la empresa debe realizarlos para cumplir sus obligaciones de suministro
- De la importación y venta de petrolíferos y gas sólo se recuperaba el 39.2 % de su costo
- Doble tributación (el crudo exportado y reimportado como refinado causaba doble impuesto)
- De igual forma, el esquema fiscal anterior implicaba que en momentos en que el precio del crudo es alto, PEMEX tiene que seguir endeudándose, debido a la excesiva carga fiscal. Todavía después de impuestos, el flujo por barril de Pemex era casi constante alrededor de dos dólares.

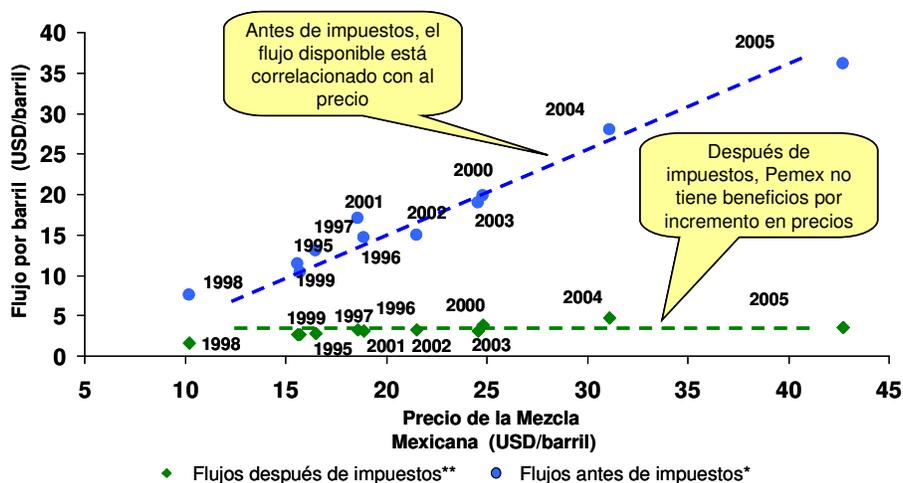


Figura 5.3 Flujo por barril antes y después de impuestos

- Lo anterior, no le permitía a Pemex Exploración y Producción cumplir con sus objetivos de manera económica, o llevar a cabo sus operaciones de forma similar a otras empresas petroleras. Como consecuencia, éstos no incentivaban operaciones eficientes por parte de la entidad.

- En particular, el anterior régimen fiscal al compararse con los de aquellos países con condiciones geológicas y económicas similares a México, resaltaba que el régimen fiscal que aplicaba a Pemex era prácticamente el más oneroso del mundo, dada la alta dependencia del presupuesto federal de los recursos obtenidos por la renta petrolera:

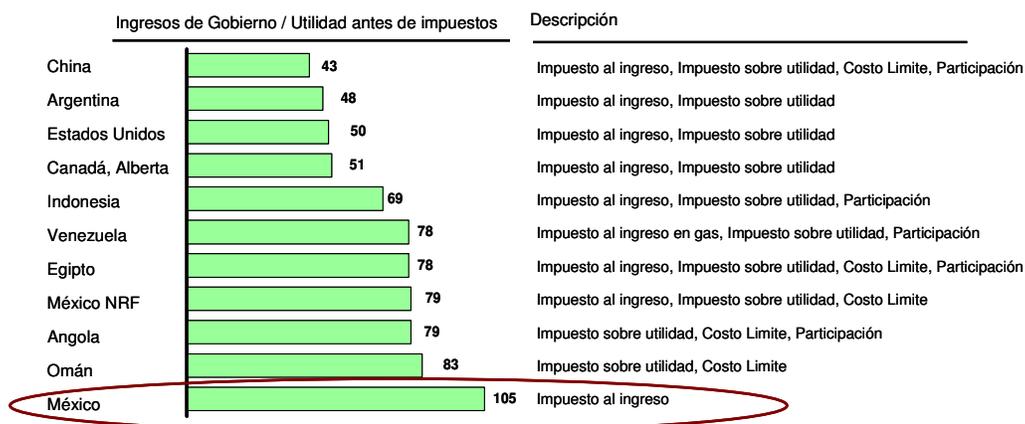


Figura 5.4 Comparativo y descripción de los Regímenes Fiscales de otros países

V.V.II. RÉGIMEN FISCAL DURANTE EL PERIODO 2006-2007

El nuevo régimen fiscal se publicó el 21 de diciembre de 2005 en el Diario Oficial de la Federación y entró en vigor el 1 de enero de 2006. Bajo el nuevo régimen fiscal de Pemex, el esquema de contribuciones de Pemex Exploración y Producción quedó establecido en la Ley Federal de Derechos; con excepción del Aprovechamiento sobre Rendimientos Excedentes (ARE) que quedó establecido, al igual que el esquema fiscal del resto de los Organismos Subsidiarios, en la Ley de Ingresos de la Federación.

El esquema fiscal para Pemex Exploración y Producción 2006 eliminaba los derechos que pagaba PEMEX contenidos en la Ley de Ingresos de la federación (LIF) y contemplaba nuevos derechos contenidos ahora en la Ley Federal de Derechos (LFD). Los nuevos derechos gravan tanto la extracción de petróleo y gas, como la exportación de petróleo crudo, y son los siguientes:

- Derecho ordinario sobre hidrocarburos (DOH)
- Derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo (DEEP)
- Derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización (DSHFE)

- Derecho para la fiscalización petrolera (DFP)
- Derecho para el fondo de investigación científica y tecnológica en materia energética (DICT)

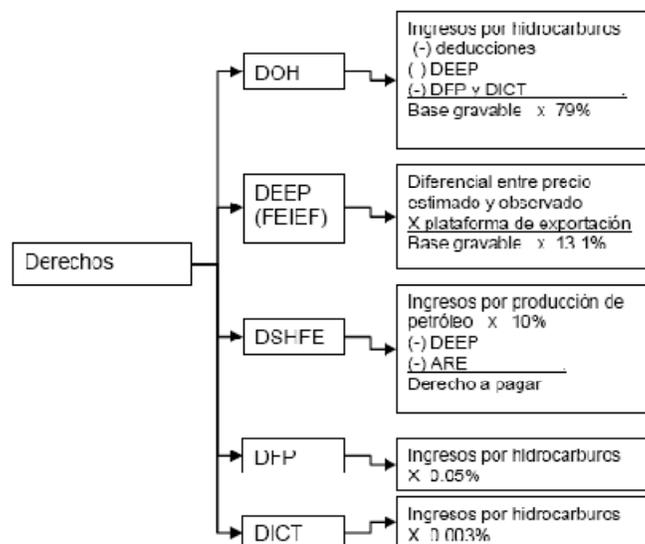


Figura 5.5 Descripción del régimen fiscal del 2006

En el esquema anterior es muy claro la obtención de cada uno de los derechos sin embargo queda sin especificar los ingresos por hidrocarburos, estos eran calculados, por la suma de los ingresos de cada tipo de petróleo, este era determinado de la siguiente manera:

$$\text{Ingresos} = (\text{precio promedio del barril}) \times (\text{volumen de petróleo extraído en barriles})$$

La base gravable para el DOH era variable la tasa iba del 87.81%, cuando el precio del petróleo es inferior a 20 dólares por barril, a 78.84%, cuando el precio sea superior a 28 dólares, esta tasa variara con los años como se muestra a continuación.

Rango de precio promedio ponderado anual de barril de petróleo crudo mexicano exportado (dólares de los Estados Unidos de América)	Tasa para el Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos (%)			
	2006	2007	2008	2009
00.00-19.99	87.81	85.61	83.40	81.20
20.00-21.99	87.32	85.24	83.16	81.08
22.00-23.99	83.14	82.10	81.07	80.03
24.00-25.99	82.34	81.50	80.67	79.83
26.00-27.99	81.53	80.27	80.27	79.63
28.00 en adelante	78.68	78.76	78.84	78.92

Las deducciones de las que se hablan en el mismo derecho eran:

- 100% en proyectos de exploración, recuperación secundaria y mantenimiento
- 16.7% para proyectos de desarrollo y explotación de yacimientos
- 5% para oleoductos, gasoductos, terminales, entre otras.

Este régimen fiscal se creía sería competitivo con los regímenes fiscales de países con características geológicas, de costos de desarrollo y de producción similares a los de México que permitiera deducir del pago de impuestos, los costos de exploración de crudo y gas, lo cual se traduciría en una mayor actividad de exploración y producción que habría de traducirse en una mayor incorporación de reservas y producción de hidrocarburos.

Se establecía que este régimen fiscal sería un mecanismo que permitiría una transición gradual entre el régimen fiscal anterior y una menor carga fiscal para la empresa futura.

Sin embargo los resultados de este régimen fiscal fueron favorables en el año 2006, pues seguían la tendencia del año 2005, pero en el año 2007 se repetía un panorama que era conocido en PEMEX en los anteriores regímenes fiscales, el aumento de los impuestos y derechos, como se muestran a continuación:

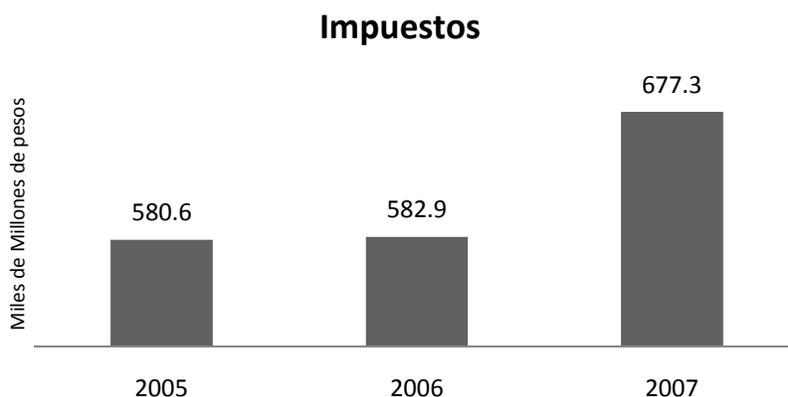


Figura 5.6 Impuestos de los años 2005, 2006 y 2007

Y hablando en términos de rendimiento neto, la empresa se encontraba en un pequeño aumento en sus ingresos antes de impuestos, lo que favoreció en el año 2006, pero para el 2007 el incremento considerable de los impuestos hizo caer el rendimiento a cifras no deseables.

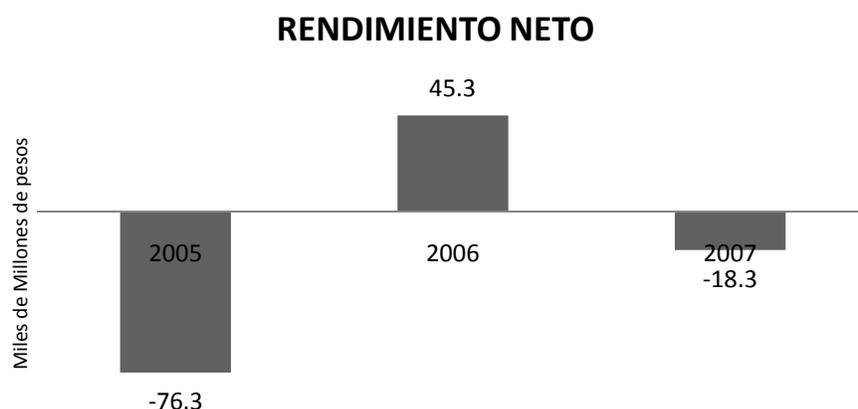


Figura 5.7 Rendimiento neto de los años 2005, 2006 y 2007

Los malos resultados obtenidos durante el 2007 y los conflictos sociales favorecieron para aceptar la propuesta a un nuevo cambio de régimen fiscal para el 2008.

V.V.III. RÉGIMEN FISCAL 2008

En un contexto mundial, la economía había sufrido fluctuaciones muy impactantes en el mercado de los hidrocarburos, a eso se le ha sumado las constantes guerras declaradas entre países petroleros y no petroleros, como es el caso de la invasión de Estados Unidos a Irak, las especulaciones del mercado por parte del gobierno venezolano y sus amenazas en contra del gobierno estadounidense provocó un alza superior a la vista en otras épocas de guerra y de encarecimiento el hidrocarburo.

Este cambio súbito, provocó que el gobierno mexicano se viera obligado a reestructurar el régimen fiscal de Pemex para aprovechar el alza de precios y realizar proyectos que se tenían parados por los precios del hidrocarburo, así como también para solucionar los propios problemas internos como la baja en la producción, la alta importación de petrolíferos así como la economía nacional, además de mejorar los malos resultados obtenidos del régimen fiscal anterior.

En el Artículo 7º de la Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2008 se menciona que Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios estaría obligados al pago de contribuciones y sus accesorios, de productos y de aprovechamientos, excepto el

impuesto sobre la renta, de acuerdo con las disposiciones establecidas y con las reglas expedidas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Además a cuenta del derecho ordinario sobre hidrocarburos, Pemex-Exploración y Producción debía realizar pagos diarios, incluyendo los días inhábiles, por 502 millones 44 mil pesos durante el año. Así como, el primer día hábil de cada semana del ejercicio fiscal debía de efectuar un pago de 3 mil 757 millones 41 mil pesos.

Para dar cumplimiento a lo establecido se estableció que la plataforma de extracción y de exportación de petróleo crudo durante 2008 sería por una estimación máxima de 3,200.0 y 1,700.0 miles de barriles diarios en promedio, respectivamente.

En septiembre de 2007 se aprobó modificar el régimen fiscal aplicable a la paraestatal con la finalidad de proveer de un mayor financiamiento a PEMEX, el cual contempla los siguientes cambios:

- ✓ Se reduce la tasa del Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos (DOH) de 79 al 71.5%.
- ✓ Desaparece el derecho adicional que se pagaba como consecuencia de reducciones en la plataforma de producción de petróleo.
- ✓ Se incluyen en el cuerpo de la Ley los límites máximos de deducción permitidos para el DOH (6.5 dólares para petróleo y 2.7 dólares para gas).
- ✓ Incrementa la tasa aplicable al Derecho para el Fondo de Investigación Científica y Tecnológica de 0.05 al 0.65%.
- ✓ Promueve la creación del derecho único que grava al 20% la producción de los pozos abandonados o en proceso de abandono.

Lo cual formaría un nuevo régimen fiscal integrado y simplificado de la siguiente manera:

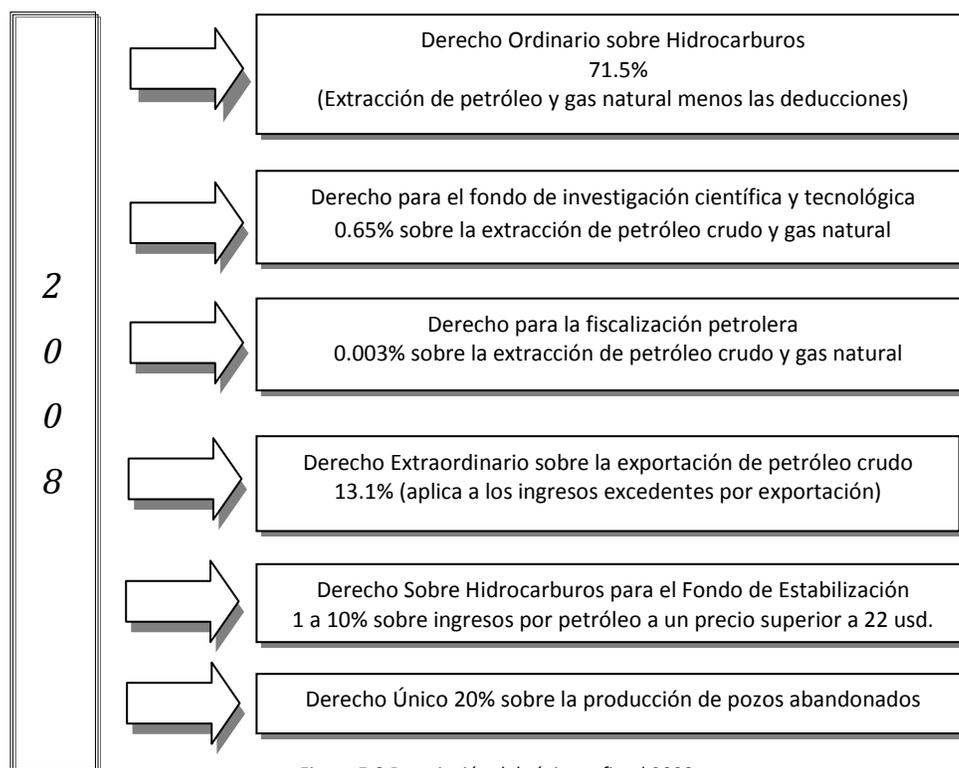


Figura 5.8 Descripción del régimen fiscal 2008

Principales ventajas del régimen fiscal de 2008:

1. Se propuso en el régimen fiscal del 2008 una reducción en la tasa del Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos (DOH) de 79 al 71.5% del 2007 al 2012.

	Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos (porcentaje)					
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Tasa aplicable	79.0%	74.0%	73.5%	73.0%	72.5%	71.5%

2. Se eliminó el derecho adicional que paga PEMEX si la producción de petróleo era menor a la establecida en la Ley Federal de Derechos.
3. Se incrementaría en forma gradual la tasa aplicable al Derecho para el Fondo de Investigación Científica y Tecnológica del 0.05% en 2007 hasta llegar al 0.65% para el 2012. La recaudación anual de este derecho se distribuirá de la siguiente forma:

Derecho para la investigación científica y tecnología en materia de energía
(Estructura porcentual)

Destino	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Tasa aplicable	0.05%	0.15%	0.30%	0.40%	0.50%	0.65%
Fondo de Investigación Científica y Tecnológica en materia de energía.	100					
Fondo Sectorial CONACYT-Secretaria de Energía-Hidrocarburos.		53.0	63.0	63.0	63.0	63.0
Fondo Sectorial CONACYT-Secretaria de Energía-Hidrocarburos para la formación de recursos humanos.		2.0	2.0	2.0	2.0	2.0
Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo.		35.0	20.0	15.0	15.0	15.0
Fondo Sectorial CONACYT-Secretaria de Energía-Sustentabilidad Energética		10.0	15.0	20.0	20.0	20.0

4. Promovía la creación de un nuevo derecho que gravaría el valor del crudo o gas extraído de pozos abandonados o en proceso de abandono, a una tasa que se sujetará a la siguiente tabla.

Tasas aplicables al Derecho Único

Rango de precio promedio ponderado anual del barril de petróleo crudo mexicano exportado	Tasa para el Derecho Único sobre Hidrocarburos (%)
00.01-24.99	37.00
25.0-29.99	42.00
30.00-24.99	47.00
40.00-24.99	52.00
50.00 en adelante	57.00

5. Se consideraban pozos abandonados o en proceso de abandono a aquellos que al 31 de diciembre de 2006 cumplieran con las siguientes características:
- I. Un porcentaje significativo de pozos cerrados en relación con los pozos en operación.

-
- II. Una extracción promedio por pozo no mayor a 300 barriles de crudo equivalente por día, durante los años 2005 y 2006.
 - III. Costos de explotación mayores a 13.5 dólares por barril de petróleo crudo equivalente.
6. Los ingresos excedentes, por su parte, se destinarían en primer término a compensar:
- I. El incremento en el gasto no programable respecto del presupuestado, por concepto de participaciones;
 - II. El costo financiero, derivado de modificaciones en la tasa de interés o del tipo de cambio;
 - III. La atención de desastres naturales cuando el Fondo de Desastres resulte insuficiente; y
7. El remanente de los ingresos excedentes se destinaría a:
- I. El Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas en un 25%
 - II. El Fondo de Estabilización para la Inversión en Infraestructura de Petróleos Mexicanos en un 25%
 - III. El Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros en un 40%.
 - IV. Programas y proyectos de inversión en infraestructura y equipamiento de las entidades federativas en un 10%.

Este régimen fiscal prometía una reducción considerable de impuestos si observamos que el DOH redujo su porcentaje en aproximadamente 5 puntos solo para el ejercicio en el año 2008. Sin embargo, el alza de precios, factor que se pronosticaba aumentarían el rendimiento neto de la empresa, efectuó un efecto contrario.

Resulta lógico en todos los gobiernos, que cuando el precio de un producto aumenta debido a una alta demanda y poca oferta, el impuesto a este producto aumenta para captar más ingresos, con el fin de otorgar más y mejores servicios; este fue el caso del petróleo en el 2008, el incremento gradual del precio en 2007, pronostico un alza muy importante para el 2008, el cual quiso aprovechar el gobierno para captar más ingresos petroleros.

Los impuestos que pago PEMEX Exploración y Producción en 2008 tuvieron un incremento de casi 100,000 MM pesos, comparativamente con los años anteriores el incremento fue notable y el impacto en las finanzas de PEP fue impactante.

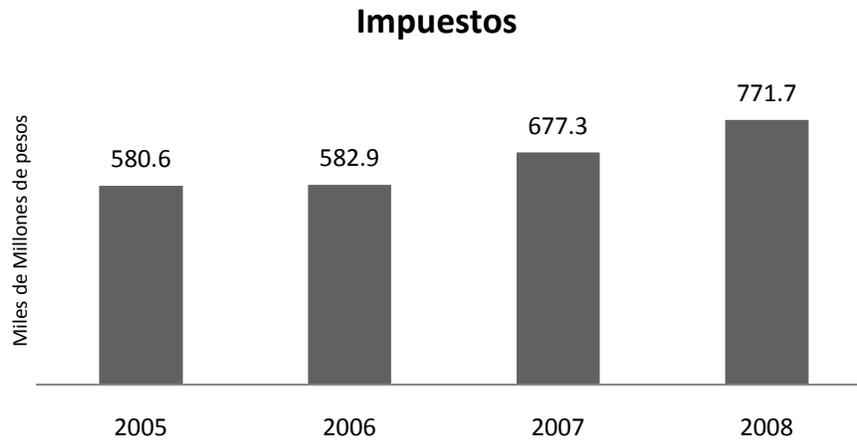


Figura 5.9 Impuesto de los años 2005, 2006, 2007 y 2008

En términos del rendimiento neto, PEMEX Exploración y Producción sufrió un retroceso importante, comparando las condiciones en términos de rendimiento, PEP se situaba en peores condiciones que en 2005, como se puede observar a continuación.

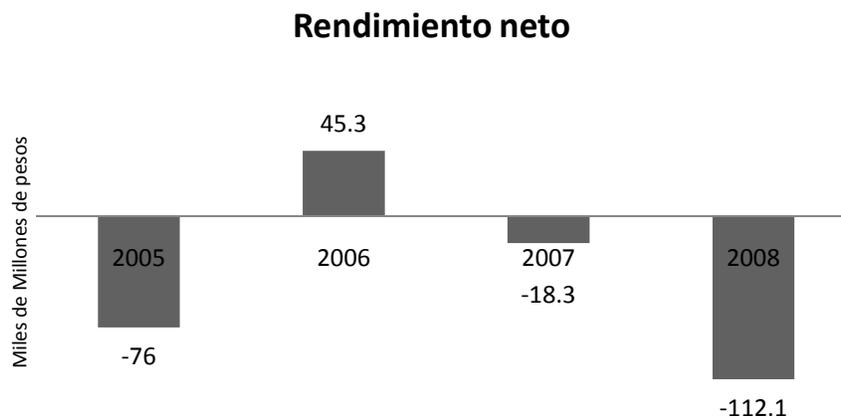


Figura 5.10 Rendimiento neto de los años 2005, 2006, 2007 y 2008

Los resultados obtenidos con el régimen fiscal de 2008 se situaron muy por debajo de lo esperado, esta fue la razón principal por la cual se presentó una nueva propuesta de modificación del régimen fiscal de PEMEX, se inició la muy llamada reforma energética, que se presentara en capítulos posteriores.

V.VI. BENCH MARKING

En esta sección se pretende informar al lector de los diferentes tipos de regímenes fiscales aplicables en diferentes países petroleros, la diferencia existente en la carga fiscal de las empresas petroleras provocan que algunas empresas sean más rentables que otras, así mismo que los proyectos, si se analiza el mismo proyecto bajo diferentes regímenes fiscales se verá que en algunos países es económicamente rentable, mientras que en otros no lo es, esta variación y sus ventajas con respecto al régimen fiscal aplicable a PEMEX es lo que se presentará en este capítulo.

En todo el mundo existen una gran variedad de sistemas o regímenes fiscales aplicados a las empresas de la industria petrolera. Cada país maneja diferentes tipos de sistemas fiscales según la etapa de producción, distribución o comercialización de hidrocarburos y otras características, por lo que se dice que existen mas sistemas fiscales que países.

Un sistema o régimen fiscal petrolero son los términos y las condicione establecidos en un contrato de común acuerdo entre la compañía petrolera local (del país) y la compañía petrolera internacional, se compone de pagos realizados por concepto de impuestos y derechos que tiene una empresa petrolera nacional o extranjera con el estado en donde se realiza sus operaciones y que implica obligaciones de ambas partes, tales como el otorgamiento de información y el volumen de producción determinado.

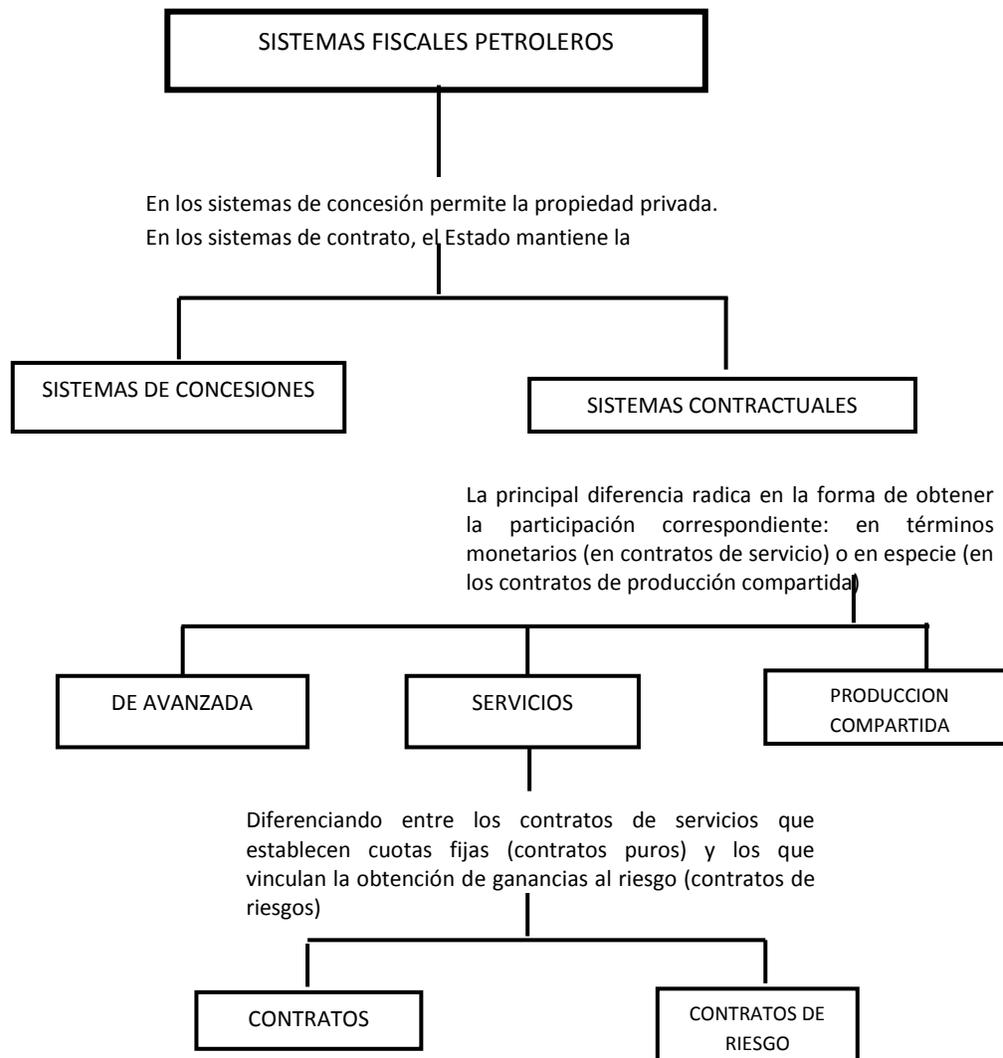
Para diseñar un sistema o régimen fiscal petrolero lo países consideran el marco legal relacionado con los recursos petroleros, las estrategias de desarrollo, las actividades a estimular, la tradición y las experiencias obtenidas, por lo que cada régimen posee características que lo diferencian del resto. El diseño de un régimen fiscal eficiente debe tomar en consideración tanto los riesgos políticos y geológicos como los beneficios potenciales.

En general los regímenes fiscales se dividen en dos grupos básicos:

- a) Sistema o Régimen de concesiones
- b) Sistema o Régimen de contratos

La diferencia fundamental radica en la forma de considerar la propiedad de los recursos petroleros. En la figura se muestran los dos sistemas básicos de sistemas petroleros, los cuales son: los sistemas de concesiones y sistemas de contrato o contractuales, estos se subdividen en Contratos de Servicio (CS), Contratos de Producción Compartida (CPC) y de

Avanzada. A su vez los contratos de servicio se subdividen en Contratos de Servicio Puro o Contrato Puro (CP) y Contratos de Servicio de Riesgo o simplemente Contratos de Riesgo (CR).



Un solo país puede tener diferentes tipos de sistemas fiscales. Por ejemplo, en Nueva Guinea se aplican las concesiones, los contratos de producción compartida, así como los contratos de riesgo; en Argentina varios tipos de contratos pero no concesiones; en Venezuela utiliza contratos de riesgo y de repartición de la producción. De la misma manera muchos países utilizan uno o varios sistemas a la vez.

Los gobiernos buscan capturar el máximo de renta económica posible mediante impuestos, regalías, bonos, etc. Pero sabemos que la compañías tienen experiencia en el manejo de los sistemas fiscales, por lo que, también intenta obtener las mayores ganancias posibles y reducir los impuestos.

En este sentido, el objeto de los gobiernos es diseñar un sistema fiscal en el que, cuando existe competencia, los derechos de exploración y desarrollo sean adquiridos por aquellas compañías que les asignen un mayor valor.

V.VI.I. REGÍMENES FISCALES PETROLEROS EN EL MUNDO

En América Latina muchos países son productores de petróleo, sin embargo no se aplica el mismo régimen fiscal, al contrario aunque se puede encontrar las mismas características geológicas, geofísicas, estructurales, etc., la manera en que cada gobierno ha desarrollado su carga fiscal es muy diferente que en nuestro país, se presentaran por esta razón el régimen fiscal de los principales países productores de petróleo.

V.VI.I.I. VENEZUELA

Venezuela cuenta con reservas aproximadas de 99.3 billones de barriles al cierre de 2007. El gobierno de este país expidió la Ley Orgánica de Hidrocarburos, que reemplazo la legislación anterior y cubre todos los aspectos relacionados con el desarrollo de los hidrocarburos en Venezuela. Con ella se introdujeron las siguientes modificaciones:

Se dispuso regalías petroleras equivalentes a 30% de la producción total (el anterior régimen establecía regalías escalonadas de 1% a 16.66%). Esto afecto algunos contratos ya firmados, los cuales preveían que se aplicaría la regalía vigente al momento de la producción. De igual forma, se contempla el pago de un impuesto superficial anual.

PDVSA participara siempre en 51% de los proyectos petroleros. De esta forma, la nueva ley abandona las tres formas contractuales que existían para desarrollar la industria del Upstream: campos marginales, acuerdos de asociación estratégica y acuerdos de ganancia compartida. Las futuras licencias se otorgaran mediante un contrato de impuestos y regalías. De igual manera, la comercialización queda en cabeza de PDVSA u otra empresa estatal.

Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA) ascendió a la tercera posición entre las 50 empresas más importantes del mundo, de acuerdo con un análisis realizado por la publicación especializada Petroleum Intelligence Weekly.

V.VI.I.II. NORUEGA

Noruega es un país que hizo grandes reformas en su industria petrolera, lo que le ha valido el éxito en su desarrollo económico, aquí gran parte de la renta petrolera no se canaliza al gasto corriente, sino más bien se busca canalizarlo a la inversión productiva.

Noruega empezó a producir petróleo en 1971, no les iba mal siendo importadores, pero cuando se convirtieron en explotadores netos, sabedores de que un recurso no renovable no puede ser el sustento de su desarrollo, decidieron esterilizar el producto de las ventas del petróleo en su fondo petrolero (ahora fondo de pensiones), que tiene 236 mil millones de dólares para sus 4.6 millones de habitantes y que crece día con día. De esta forma están transformando petróleo en ahorro sin perder competitividad y su PIB per cápita es ahora de los más altos del mundo, 36% mayor al de EU en 2004, situación que no va a cambiar cuando se conviertan en importadores. El impuesto que paga Noruega en los proyectos petroleros se ubica aproximadamente en 28% de sus ingresos netos.

FONDO DE ESTABILIZACIÓN

La cartera de inversión de acuerdo con el mercado capital es: 40-60% en América/Asia/Suráfrica. La cartera de inversión en instrumentos de tasa fija es: 45-65% en Europa, 25-45% en América y 0-20% en Asia y Oceanía. Como parte del manejo de riesgo estableció una cartera compuesta por: mercado de capital e índices de instrumentos de tasa fija de los países en donde se invierte el fondo de estabilización.

El fondo debe de manejarse con el siguiente objetivo: alto retorno y riesgo moderado. Así mismo este fondo debe de contribuir en salvaguardar el bienestar futuro de las nuevas generaciones, incluyendo la pensión nacional.

V.VI.I.III. INDONESIA

Indonesia ha sido una de las naciones asiáticas que en más profundas reformas se ha visto involucrada. Entre 1973 y 1980, el valor de las exportaciones indonesias estuvo dominado en un 60% por los hidrocarburos y la madera. Para 1990, Indonesia ya no dependía tanto de las exportaciones petroleras y gasíferas. Sin embargo las mismas eran importantes dado que su balanza de pagos seguía siendo negativa.

Pertamina (empresa petrolera nacional) contribuye de manera significativa en la producción petrolera de Indonesia, fue la novena productora de crudo y la quinta más grande productora de gas en 2002.

Se han mejorado las condiciones para los ganadores de los contratos, los contratistas reciben entre un 20 y 25% del petróleo descubierto y entre el 35 y 45% del gas (contra cifras anteriores del 15% para petróleo y 30% para gas). El gobierno también ha establecido el First Tanche Petroleum (FTP) al 10%

LEY DE DESCENTRALIZACIÓN FISCAL

Forma parte también del cuerpo legal que rige las operaciones del sector de los hidrocarburos en Indonesia la Ley de Descentralización Fiscal de Enero de 2001, que respalda la nueva descentralización en el pago de las regalías. Las fórmulas para el pago de las mismas son:

- ❖ El 15% de los ingresos netos petroleros del Gobierno de Indonesia y el 30% de los ingresos por gas son asignados a los gobiernos provinciales y de distrito. Estos ingresos netos se refieren a la ganancia después de la recuperación y deducción.
- ❖ Del 15% de los ingresos netos que se destinan a las regiones, el 6% va al distrito específico de origen del yacimiento, otro 6% será compartido con los otros distritos de la provincia, y el 3% restante irá al gobierno provincial.
- ❖ Los mismos porcentajes relativos se aplican para el gas natural -12% para el distrito donde se ubica el yacimiento, 12% para los otros distritos de la provincia y el 6% restante para el gobierno provincial.

V.VI.I.IV. COLOMBIA

El actual régimen fiscal de Colombia paso de un sistema de depreciación basado en unidades de producción a un método de depreciación lineal en 5 años que es que rige en estos momentos los contratos.

Se cambió el sistema fijo de regalías de 20% a un sistema variable con base en los volúmenes de producción diaria permitiendo fluctuar entre 5% y 35% dependiendo del campo en explotación. No obstante de ser declarada inconstitucional la Ley 619 de 2000,

se radicará en los próximos días un proyecto de Ley con el mismo propósito (Regalías 5 - 20%)

Colombia le ha apostado a una mayor participación del inversionista en la explotación, permitiendo una participación de hasta el 70%. Así como una mayor participación inicial del inversionista en la producción de cada campo, después de regalías al pasar el factor R (ingresos acumulados/ egresos acumulados) que va de 1-2 a 1.5 - 2.5% permitiendo una recuperación del 150% de las inversiones y costos antes de cambiar la distribución inicial de la producción.

Con este régimen fiscal, Colombia ha incrementado su cartera de proyectos considerablemente, pues se sabe que en 20 meses ha firmado 50 nuevos contratos con las empresas transnacionales lo que le ha permitido al país alcanzar altos índices de contratación mundial.

V.VI.I.V. NIGERIA

Desde el descubrimiento de petróleo en la década de 1960, Nigeria se convirtió en el primer productor de petróleo del África Subsahariana. Actualmente el país exporta aproximadamente 2.2 millones de barriles diarios y tiene una capacidad instalada para exportar 4 millones de barriles por día, convirtiéndolo en el séptimo productor mundial de crudo y el cuarto en exportaciones a Estados Unidos.

Nigeria ha utilizado su petróleo como la herramienta básica de sus relaciones internacionales. Entre los proyectos de inversión extranjera de Nigeria en materia petrolera en otros países africanos se encuentran los acuerdos exploración y explotación conjunta con los gobiernos de São Tomé y Príncipe, Namibia y Guinea, la construcción de refinerías en Ghana, Togo, Benín y São Tomé, y la alianza con PetroGuinea, compañía encargada de la producción petrolera en Guinea Ecuatorial.

El actual régimen fiscal para los proyectos de aguas profundas maneja unas regalías que van desde 4.0-8.0% en función de la profundidad del yacimiento que se esté explotando, los impuestos que se manejan sobre el flujo neto de efectivo varían entre el 20.0% al 65.0% en función de la producción del campo.

En los contratos con las transnacionales para la explotación de los campos, Nigeria maneja un 50% de la participación de las empresas para la exploración y explotación de los

campos; dentro del porcentaje que le queda al gobierno, Nigeria destina el 2% de las ganancias a la educación de su país.

V.VI.I.VI. EGIPTO

Actualmente Egipto es una de los diez principales países que explotan yacimientos en aguas profundas, los primeros campos profundos se perforaron en 1998, pero su desarrollo como en muchos de los casos, solo se iniciaron hasta el periodo actual de alza de precios.

En este país se han constituido sistemas de explotación que combinan las instalaciones de extracción costa afuera con equipos de proceso en tierra, además, incorporando campos profundos y campos en aguas someras. Así los campos Sienna, Simian, Sxarab, en aguas profundas y otras en aguas someras como Sapphire, pertenecen a un proyecto de desarrollo conjunto, muy cercano a la Delta del Nilo.

En su actual régimen fiscal Egipto maneja el 10% de regalías y la participación de las empresas privadas en la exploración y explotación de sus recursos se encuentra entre los valores de 60.0% a 80% y exige una cuota de entrenamiento requerida para las empresas que celebran el contrato.

V.VI.I.VII. ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA

Este enorme país cuenta actualmente con principalmente tres tipos de proyectos dentro de su cartera, los terrestres en el área de Texas, los de aguas someras y los de aguas profundas; con estos busca mantener su plataforma de producción, que es insuficiente para su país y razón por la cual es el principal país importador de petróleo en el mundo.

PROYECTOS DE TEXAS TERRESTRE

Texas es uno de los 50 estados que conforman los Estados Unidos, es en la historia sinónimo de petróleo; Joseph Culliman fundó la Texas Company conocida como la Texaco poco tiempo después que este estado se convirtió en productor de petróleo. Actualmente

está asociada con otra grande y se la conoce como Chevron Texaco, tienen presencia en 180 países del mundo y poseen reservas petroleras por 11.500 millones de barriles. Esas reservas les permiten extraer 2,7 millones de barriles diarios.

Una producción petrolera tan temprana es lo que permitió utilizar el nombre del lugar para denominar un tipo de petróleo que es el West Texas Intermediate

Actualmente los proyectos que se realizan en Texas se rigen sobre las siguientes normas: las regalías están en un rango de 20% a 25% en función del ritmo de producción del campo que se esté explotando, los impuestos fijos directamente aplicado al flujo de efectivo es de 35.08%, para este tipo de proyectos de Texas terrestre, se deberá pagar un impuesto de 4.6% por el efecto de abandono de campos, así como una cuota regulatoria para saneamiento de campos de 0.003125 dólares por barril.

PROYECTOS MARINOS SOMEROS

La parte norteamericana del Golfo de México se divide en tres grandes porciones. Una primera, frente a las costas de Texas, Luisiana y parte de Mississippi, corresponde a aguas someras en la cual se ha subdividido en 40 áreas en las cuales se realizan los trabajos de exploración y explotación de sus campos.

En este tipo de proyectos las regalías son del 16.67% y el impuesto fijo sobre el flujo de efectivo tiene un valor de 35.08%

PROYECTOS MARINOS PROFUNDOS

El boom de los yacimientos profundos y ultra profundos ha llevado a E.U a ver en sus yacimientos de aguas profundas como su última frontera petrolera posible de explotar, esta área al igual que en aguas someras se ha subdividido en 12 áreas en las cuales se hacen trabajos de exploración y explotación de algunos campos, este tipos de yacimientos se encuentran en la frontera de Estados Unidos-México lo que ha provocado gran cantidad de problemas y conflictos políticos.

En estos proyectos las regalías que se deben de pagar están en el orden de 12.5% menor que en los proyectos de aguas someras, y los impuestos fijos tienen el mismo valor nominal, de 35.08%.

V.VI.I.VIII. BRASIL

Brasil cuenta con un régimen de propiedad de los recursos del subsuelo similar al establecido en México, el cual operó durante muchos años bajo un esquema de exclusividad estatal y obligación universal de abasto. En la medida en que el reto de la exploración y producción de hidrocarburos se trasladó a zonas de alta complejidad y menor rentabilidad (aguas profundas) fue necesario buscar un modelo que hiciera frente a las nuevas condiciones.

Para ello, el nuevo modelo se instrumentó a través de modificaciones institucionales y de carácter constitucional, sin perder la propiedad estatal de los recursos del subsuelo. Dichos cambios dieron lugar a la migración de un modelo de exclusividad estatal a uno donde se delega parte de la operación, con una empresa mayoritariamente estatal dominante, eliminando la obligación universal en la provisión de bienes y servicios energéticos.

Este modelo se instrumentó en 1997, otorgando un esquema preferencial inicial a Petrobras para prepararlo para operar en un entorno competitivo, dotándola de autonomía y capitalizándola, lo que permitió impulsar un acelerado desarrollo tecnológico y programas sustentables de inversión. Asimismo, se facultó al Estado para otorgar concesiones para la exploración y explotación de hidrocarburos.

Las modificaciones al marco legal e institucional en Brasil han tenido los siguientes resultados: desarrollo de nuevas empresas locales (en particular, en los últimos años la participación de los proveedores nacionales en la industria petrolera se ha incrementado, representando en 2006, 74% de los bienes finales utilizados en la industria); incremento sustancial de las actividades de exploración; diversificación de los riesgos exploratorios entre el Estado y las nuevas empresas; e, incremento significativo en la producción, en las ventas de hidrocarburos y en los ingresos del Estado.

Los impuestos pagaderos de Petrobras son de aproximadamente del 50% de sus flujos de efectivo.

Para observar de una manera grafica las diferentes tasas en los impuestos que pagan las empresas petroleras la grafica siguiente lo explica de manera resumida.

Impuestos

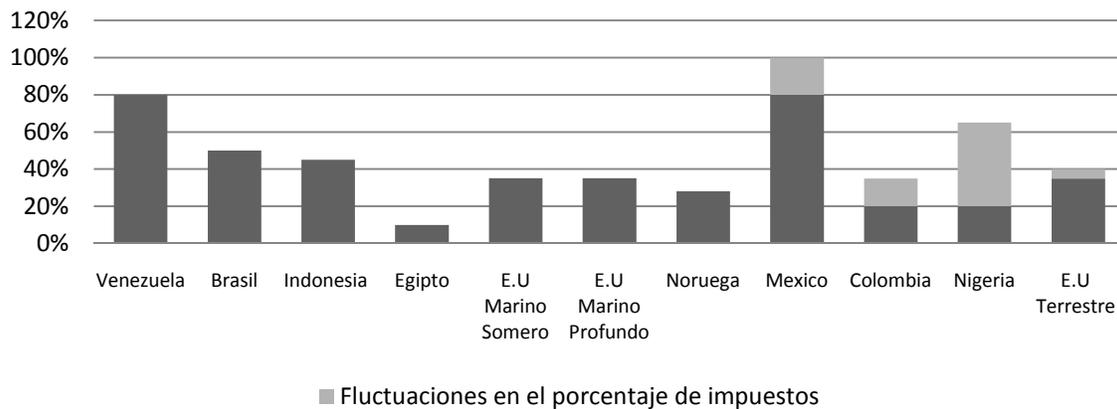


Figura 5.11 Comparación de los impuestos en diferentes países

Como puede observarse el régimen fiscal de México aplicable a PEMEX Exploración y Producción, es el que maneja una tasa de impuestos más alta comparativamente con sus semejantes petroleras, esto afecta directamente en sus rendimientos netos, dejando a PEMEX después de impuestos como una empresa poco rentable.

V.VI.II. EJEMPLO DE APLICACIÓN

Se selecciono el proyecto de aceite pesado de Ku-Malooop-Zaap que se encuentra integrado en la cartera de proyectos de PEMEX Exploración y Producción, en el cual se realiza una evaluación económica basándose en las premisas de:

	2006	2007	2008	2009
Producción (MMBPCE)	156	222	285	329
Inversión (MMUSD)	1,288	525	406	525
Costos (MMUSD)	359	584	789	881
Precio ¹ (USD)	15	15	15	15

Realizando la evaluación económica en el régimen fiscal 2006-2007 de PEMEX así como de Colombia y E.U. obtenemos los resultados de:

¹ El precio es el fijado por la corporación (PEMEX Exploración y Producción) para la realización de la evaluación económica.

	PEMEX	Colombia	E.U Marino Somero
VPN @12% (MMUSD)	1,304	3,255	6,773
TIR (%)	22	NA	98
Recuperación de la Inversión (años)	5.0	3.0	4.0
Ingresos del gobierno (MMUSD)	14,329	12,401	8,883
Ingresos del gobierno (proporción)	92%	79%	57%

Se eligieron los regímenes de Colombia y E.U Marino Somero por la similitud en las condiciones geológicas de México.

Se observa en los datos arrojados que el proyecto seleccionado tendría una mayor factibilidad económica si se explotara bajo el régimen de E.U Marino Somero, esto debido a que el VPN es mayor que en los otros regímenes analizados, y aunque el tiempo de recuperación no es tan corto como el de Colombia, este es un periodo aceptable y menor que el obtenido en el régimen de PEMEX, además que, adicionalmente se observa un menor porcentaje atribuible al gobierno, es decir, el porcentaje de impuestos pagaderos por el proyecto es considerablemente menor en casi un 40% menos en el régimen de E.U que en el régimen de PEMEX.

El resultado global de este análisis, nos indica que el proyecto es más atractivo, en términos económicos, si se realizara bajo un régimen fiscal parecido al de E.U Marino Somero, debido a que, como compañía, PEMEX obtendría una mayor ganancia y el porcentaje de impuestos sería más aceptable.

De la misma manera que se presenta el ejemplo de un proyecto de aceite, se selecciono un proyecto de gas que forma parte de la cartera de proyectos para efectuar la comparación con diferentes regímenes fiscales; el proyecto seleccionado en este caso fue Lankahuasa, el cual parte de las premisas:

	2006	2007	2008	2009
Producción (MMMMPC)	34	60	86	156
Inversión (MMUSD)	189	255	341	326
Costos (MMUSD)	6	11	16	30
Precio (USD)	5	4	4	4

Con la información anterior se realizó la evaluación económica conforme a la metodología correspondiente. Una vez concluida esta se aplicó el régimen fiscal de PEMEX, Colombia, Indonesia y E.U , consiguiendo los siguientes resultados.

	PEMEX	Colombia	Indonesia	E.U Marino Somero
VPN @12% (MMUSD)	101	342	271	239
TIR (%)	16	27	20	19
Recuperación de la inversión (años)	7.0	6.6	7.1	7.6
Ingresos del gobierno (MMUSD)	1,232	1,032	1,104	1,136
Ingresos del gobierno (proporción)	92%	75%	80%	83%

En este caso se eligieron los regímenes de E.U por que las condiciones geológicas son similares a la de los proyectos de gas en México, los pozos son de poca productividad, además de que el régimen fiscal es poco gravoso y por lo tanto muy atractivo; en el caso de Indonesia se seleccionó este régimen debido a las similitudes observadas en las condiciones geológicas, además de considerar que los costos de producción son similares a los de México; por último se eligió el régimen de Colombia por que al igual que los otros seleccionados, las características geológicas de los campos de gas son similares a los de México, además de ser atractivo a los inversionistas por su régimen poco gravoso.

En los resultados arrojados de la evaluación económica después de impuestos, podemos observar que sin duda alguna el VPN obtenido es considerablemente menor en el régimen de PEMEX que en cualquier otro, esto quiere decir que las ganancias que obtendría PEMEX estarían muy por debajo de las que otro país obtendría al ejecutar el mismo proyecto bajo las mismas características geológicas y de explotación que el proyecto Lankahuasa; si seguimos observando los parámetros, por ejemplo la recuperación de la inversión, esta no varía significativamente entre los regímenes fiscales, y el número de años arrojado por PEMEX es aceptable en comparación con los demás.

En términos de los impuestos que se pagarían al gobierno, se puede observar que en cantidad no varía mucho entre cada uno de los países, es más, en el régimen fiscal de E.U Terrestre las cantidades son similares a las de PEMEX, sin embargo si observamos el porcentaje que se paga por la realización del proyecto es mayor en PEMEX que en cualquier otro régimen, siendo el más similar el de E.U, pero con una diferencia de casi el

10%, esto se debe directamente a que el VPN obtenido por PEMEX es considerablemente menor.

El resultado global del análisis, nos indica que una vez más el régimen fiscal de PEMEX resulta el menos atractivo, debido al gran porcentaje que se le paga al gobierno por concepto de impuestos, y demás indicadores obtenidos en el análisis, siendo el régimen fiscal más atractivo para la realización y ejecución del proyecto Lankahuasa el régimen fiscal de Colombia o el de Indonesia por sus indicadores arrojados.

VI. EVALUACION ECONOMICA DE LA CARTERA DE PROYECTOS

VI.I. ANTECEDENTES

Entre los objetivos de PEMEX Exploración y Producción, para fortalecer su liderazgo como productor y proveedor de hidrocarburos, están integrar una Cartera de Proyectos de alta calidad y rentabilidad y ejecutar los proyectos con niveles internacionales de eficiencia en costo, seguridad y protección ambiental, asegurando mínimas desviaciones en alcance, tiempo y costo en su ejecución, que permita cumplir con las metas de producción y lograr los objetivos económicos y estratégicos establecidos en su Programa Estratégico, como se menciono y explico más extensamente en el capítulo 3.

La Cartera de Proyectos de PEMEX Exploración y Producción es evaluada económicamente antes de impuestos para seleccionar los proyectos que la conformaran, una vez conformada se realiza una evaluación económica integral incluyendo el cálculo de impuestos, tal y como se presentó.

Ambas evaluaciones económicas se llevan a cabo para cada uno de los proyectos que conforman la cartera, bajo la metodología expuesta con anterioridad; a continuación se presentan las evaluaciones económicas de la Cartera de Proyectos de PEP.

VI.II. EVALUACIÓN ECONÓMICA ANTES DE IMPUESTOS

Es necesario realizar la evaluación económica antes de impuestos para saber que los proyectos que se proponen para conformar la Cartera de Proyectos son económicamente rentables a través de los indicadores económicos que se obtienen al final de la evaluación, y los cuales ya se detallaron con anterioridad.

La metodología utilizada en la realización de la evaluación económica de la Cartera de Proyectos fue la del flujo de efectivo; esta se llevo a cabo a partir de la información de producción y precio (con los cuales se obtienen los ingresos), costos e inversión, obteniendo así el flujo de efectivo de la siguiente manera:

$$F.E = Ingresos - Costos - Inversión$$

Con la información de cada uno de los proyectos que integran la Cartera de Proyectos se realizo el cálculo del flujo de efectivo obteniendo que:

	2008	2009	2010
Producción crudo (Mbd)	3,158	3,138	3,056
Producción gas (MMpcd)	5,944	6,020	5,911
Ingresos totales (MMPesos)	443,227	442,488	438,122
Inversión (MMPesos)	143,799	145,514	144,286
Costos (MMPesos)	96,012	95,452	95,510
Flujo de efectivo (MMPesos)	203,416	201,521	198,327

Cabe mencionar que el precio estimado del crudo para los años a los que se realizo la evaluación oscilo alrededor de los 25 DLS/BL, mientras que el precio del gas se estableció en 4 DLS/MPC, estos precios son los precios esperados que reporto el estudio de mercados de hidrocarburo 2007.

Los indicadores económicos que se obtuvieron de la Cartera de Proyectos para observar su rentabilidad fueron el VPN y la TIR mediante las formulas de:

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{S_t}{(1+i)^t} \quad \text{y} \quad \sum_{t=0}^n \frac{S_t}{(1+i)^t} = 0$$

Arrojando los resultados de:

VPN= 1,535.028 y TIR= NA

Para el horizonte 2008 - 2022

Lo que nos indica una alta rentabilidad dentro de la Cartera de Proyectos, si extendemos los cálculos realizados a una frontera de 15 años para visualizar con mayor amplitud el comportamiento de la cartera observaremos el mismo comportamiento de alta rentabilidad como lo muestra la grafica:

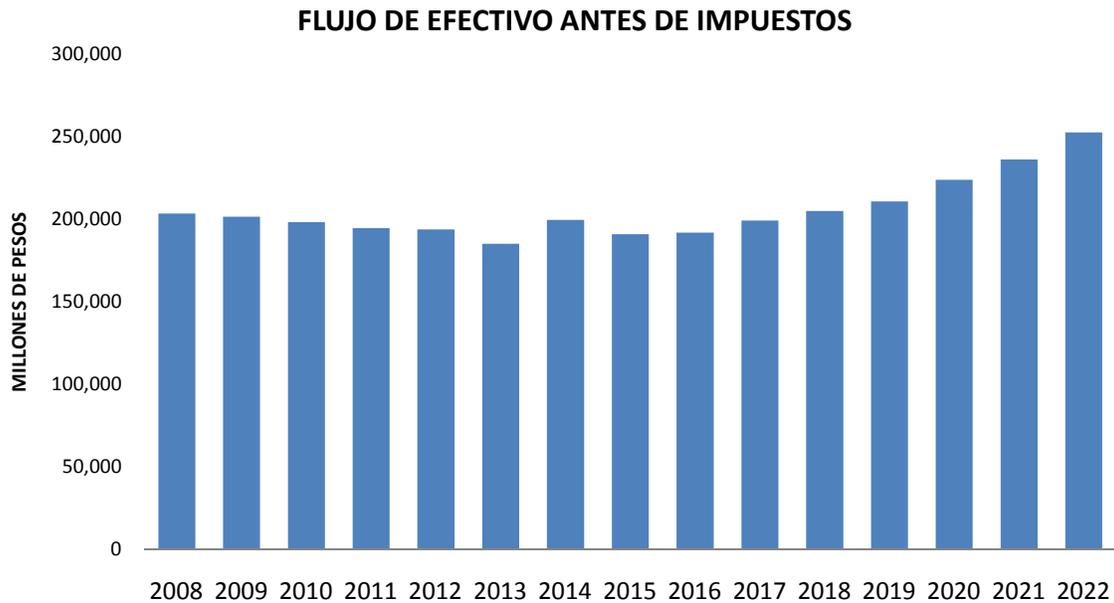


Figura 6.1 Flujo de efectivo antes de impuestos de la Cartera de Proyectos

Sin embargo ninguna actividad financiera está exenta del pago de impuestos, en el caso de PEMEX Exploración y Producción, estos impuestos están regidos por la Ley Federal de Derechos, en la cual se establecen los derechos que tienen que pagar PEP por los conceptos de exploración y explotación de hidrocarburos, así como las tasas de cada uno de estos.

VI.III. EVALUACIÓN ECONÓMICA DESPUÉS DE IMPUESTOS

Una vez que se han evaluado económicamente los proyectos de manera individual, conforme a las necesidades y características que ha planteado PEMEX y se ha conformado la Cartera de Proyectos de inversión de la empresa, se realiza la evaluación económica de la cartera hasta después de los impuestos.

Por esa razón se realizó esta división en el presente trabajo, el lector debe tener presente que el siguiente proceso de evaluación económica está aplicada a la obtención de cada uno de los derechos que por obligación fiscal debe pagar PEMEX Exploración y Producción por cada uno de sus proyectos de la Cartera de Proyectos y en total el monto de los derechos pagaderos por la ejecución de la Cartera de Proyectos.

Los impuestos principalmente están basados en la Ley Federal de Derechos del año 2008 Y 2009 en la cual menciona la tasa de cada uno de los derechos así como la realización de los cálculos; esto fue descrito más detalladamente en el capítulo referente al régimen fiscal.

El primer cálculo para la obtención de los derechos fue realizado bajo el régimen fiscal del año 2008, el cual de manera resumida está conformado por:

- Derecho Ordinario Sobre Hidrocarburos (DOH): con una tasa variable

2008	74%
2009	73.5%
2010	73%
2011	72.5%
2012	71.5%

- Derecho a la Investigación Científica y Tecnológica (DICyT): con una tasa variable de

2008	0.15%
2009	0.30%
2010	0.40%
2011	0.50%
2012	0.65%

- Derecho a la Fiscalización Petrolera (DFP): con una tasa del 0.003%.
- Derecho especial sobre excedentes (DESE): con una tasa de 13.1% para cuando el precio del crudo rebasa la cantidad de 70 dólares por barril como lo estipuló la Cámara de Diputados.
- Derecho para el fondo de estabilización (DPFE): con una tasa de hasta el 10% sobre los ingresos, para cuando el precio es de más de 22 dólares por barril.

De los derechos antes mencionados se obtuvo:

MM Pesos	2008	2009	2010
DICyT	665	1,329	1,758
DFP	13	13	13
DPFE	32,752	32,664	32,302
DOH	216,824	212,901	207,871
IMPUESTOS TOTALES	250,254	246,907	241,944

Se observa que el monto del derecho ordinario es considerablemente más alto que los demás derechos y que el monto total de impuestos es superior a los ingresos de PEMEX Exploración y Producción para cada uno de los años analizados. Para una mejor visualización de estos se presenta la siguiente grafica:

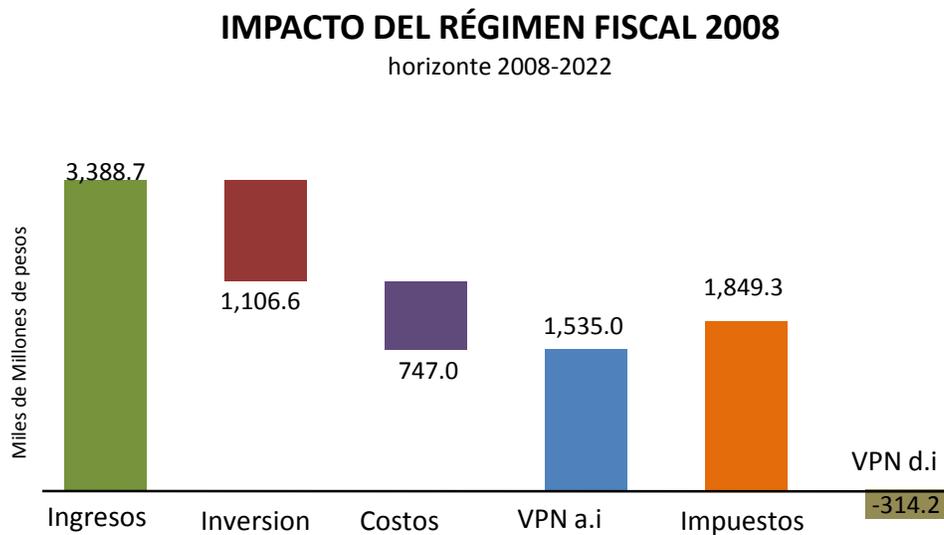


Figura 6.2 impacto del Régimen Fiscal 2008 sobre la Cartera de Proyectos

El impacto de los impuestos, es y sigue siendo, negativo para la paraestatal, como se observa en la grafica la manera más factible para que PEP sea una empresa económicamente rentable, es la necesaria reducción de los impuestos.

El VPN que se obtuvo para la Cartera de Proyectos después del cálculo de impuestos con el régimen del 2008 fue:

VPN= -314,224, (MM Pesos) para el horizonte 2008-2022

Con lo que se reafirma el gran impacto que tienen los impuestos en los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.

Los montos considerablemente altos de los derechos, fue una de las principales razones para que se propusiera un cambio de Régimen Fiscal que se desarrollara ampliamente en el próximo capítulo de la presente tesis, sin embargo se presenta a continuación lo que se espera con el régimen fiscal del 2009 en cuanto a los montos de los derechos.

En el régimen fiscal del 2009 se modifican las tasas de cada uno de los derechos resultado:

- Derecho a la Investigación Científica y Tecnológica (DICyT): con una tasa de 0.65%
- Derecho a la Fiscalización Petrolera (DFP): con una tasa del 0.003%
- Derecho especial sobre excedentes (DESE): con una tasa de 13.1% para cuando el precio del crudo rebasa la cantidad de 60 dólares por barril como lo estipulo la cámara de diputados.
- Derecho para el fondo de estabilización (DPFE): con una tasa de hasta el 10% sobre los ingresos, para cuando el precio es de más de 22 dólares por barril.
- Derecho Ordinario Sobre Hidrocarburos (DOH): con una tasa de 71.5%
- Las deducciones para el proyecto ATG son de 11 Dls/bl y 2.7 Dls/mpc, en cambio para los proyectos de aguas profundas son de 16.5 Dls/bl y 4 Dls/mpc.
- El Derecho Ordinario Sobre Hidrocarburos para los proyectos de aguas profundas tienen una tasa variable de 60 al 71.5% para cuando el precio varía entre 60 y 90 dólares.

Con las anteriores premisas el cálculo de los derechos bajo el régimen fiscal de 2009, arrojo los valores:

MM Pesos	Régimen 2008			Régimen 2009		
	2008	2009	2010	2008	2009	2010
DICyT	665	1,329	1,758	2,881	2,876	2,848
DFP	13	13	13	13	13	13
DPFE	32,752	32,664	32,302	32,752	32,664	32,302
DOH	216,824	212,901	207,871	166,380	163,255	159,876
IMPUESTOS TOTALES	250,254	246,907	241,944	202,027	198,808	195,039

Podemos observar una significativa diferencia entre cada uno de los valores de los derechos entre el régimen fiscal del 2008 y 2009, pero sobre todo es notable la diferencia

existente entre los valores del Derecho Ordinario el cual de manera global en 10 mil millones de Pesos, cifra de suma relevancia para las finanzas de PEMEX Exploración y Producción.

En un mejor panorama para observar el impacto de los impuestos bajo el régimen del 2009 sobre el rendimiento de la empresa se presenta la grafica:

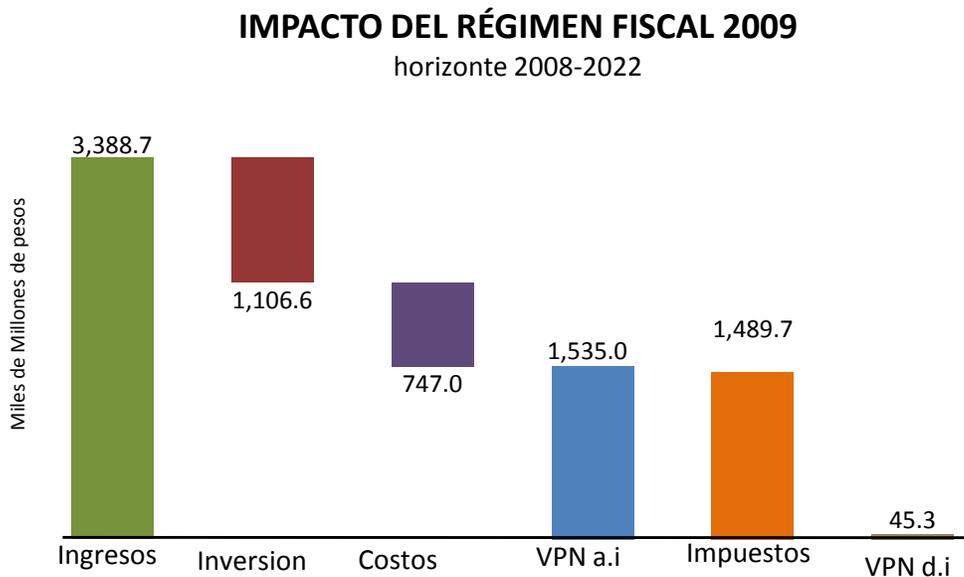


Figura 6.3 Impacto del Régimen Fiscal 2009 sobre la Cartera de Proyectos

El VPN que se obtuvo después de calcular los impuestos con el régimen fiscal del 2009 fue de:

VPN= 45.3 miles de millones de pesos para el horizonte 2008-2022

Con lo que de manera general se observa que PEMEX Exploración y Producción contribuye en 40% de la recaudación total del país, adicionalmente de que los ingresos obtenidos son transferidos al Gobierno Federal con lo cual el margen de operación y reinversión de la empresa es nulo, por esto es necesario modificar el Régimen fiscal para lograr el crecimiento de la empresa y mejorar su rendimiento neto.

VII. ANÁLISIS AL NUEVO RÉGIMEN FISCAL

VII.I. ANTECEDENTES

En este capítulo el lector podrá encontrar un análisis a la propuesta hecha en 2008 para cambiar el régimen fiscal de PEMEX y sus Organismos Subsidiarios, esto se debe a que como se pudo ver en el capítulo relacionado con el régimen fiscal, los impuestos que debe de pagar la paraestatal limitan su ejercicio y la inversión hacia proyectos nuevos que tienen un alto grado de riesgo por sus características geológicas complejas, en condiciones de rentabilidad para PEMEX, así como los mayores costos asociados a las diversas tecnologías que deben emplearse para su exploración y explotación, como por ejemplo los proyectos de Aceite Terciario del Golfo y los de Aguas Profundas.

Como resultado del régimen fiscal al cual PEMEX estaba sometido, la empresa reportaba pérdidas contables. En efecto, en lo que va de la presente década, el rendimiento neto, entendido como la diferencia entre el rendimiento antes de impuestos menos los impuestos, derechos y aprovechamientos que paga PEMEX, resultó negativo, o bien, como en 2006, transfirió casi la totalidad de sus ganancias al Gobierno Federal.

Debido a lo anterior es que se ha buscado cambiar el Régimen de PEMEX para permitirle a la empresa mayor financiamiento para su modernización y desarrollo.

Por esa razón el día 14 de mayo de 2008, el Ejecutivo Federal, sometió a consideración del H. Congreso de la Unión, por conducto de la Comisión Permanente, la Iniciativa de Decreto que reforma, adiciona y deroga diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos relativa al régimen fiscal de PEMEX.

Esta propuesta que se realizó fue sometida a debates para mejorarla y así ofrecer una propuesta sólida que en realidad cumpliera con el objetivo primordial, un mayor financiamiento de PEMEX y hacer más proyectos viables para la exploración y explotación.

Lo que se pretende en este capítulo es mostrarle al lector las modificaciones que se hicieron en este nuevo régimen fiscal así como sus ventajas en los proyectos específicos de Aceite Terciario del Golfo (antes conocido como Chicontepec) y los proyectos de Aguas Profundas.

El Ejecutivo destacó que la estructura del régimen fiscal utilizada por PEMEX se debía conservar en virtud de que ha permitido una recaudación acorde con las expectativas planeadas en su implementación, pero que se debían realizar modificaciones que permitan el desarrollo, en condiciones de rentabilidad, de proyectos en zonas con características geológicas complejas.

VII.II. NUEVO REGIMEN FISCAL DE PEMEX

Como se mencionó anteriormente el 14 de mayo del 2008 el Ejecutivo Federal presentó ante el Congreso de la Unión la iniciativa para modificar el régimen fiscal de PEMEX, documento que fue analizado y debatido por diversos grupos para mejorarlo y proponer una reforma que realmente cumpliera con el objetivo de éste, fortalecer y permitir el desarrollo y la modernización.

La iniciativa del Ejecutivo Federal que se sometió a consideración señaló que al ritmo de producción del año 2007, las reservas probadas de petróleo crudo y gas natural se agotarían en menos de 10 años, por lo que para contrarrestar la caída en la producción de hidrocarburos y mantener una plataforma petrolera que permita el suministro de los energéticos que requiere la población, es necesario contar con un régimen fiscal que facilite la exploración y explotación de campos de extracción en las zonas en las que, por sus características geológicas especiales, requieren de mayores inversiones y costos de operación, como es el caso de los ubicados en el Paleocanal de Chicontepec y en Aguas Profundas.

La iniciativa planteó que para los campos que se mencionan se aplique un régimen especial que permita garantizar al estado un ingreso mínimo por la explotación de hidrocarburos de dichos campos, al tiempo que incentive la inversión para la exploración y explotación de nuevos yacimientos.

El propósito de esta iniciativa era promover mayores niveles de inversión en las zonas de Chicontepec y Aguas Profundas y por ello promueve la modificación al régimen fiscal de

PEMEX, ya que si bien PEMEX es una de las mayores empresas petroleras en el ámbito mundial, requiere contar con un régimen que contribuya a contrarrestar la caída de la producción de hidrocarburos y a mantener una plataforma petrolera que permita el suministro de los energéticos que requiere a población.

La propuesta planteada por el Ejecutivo Federal que permitió reducir la carga fiscal de los proyectos a desarrollarse en los campos en el Paleocanal de Chicontepec y Aguas Profundas con respecto al régimen vigente consiste en los siguientes términos.

La iniciativa de Ley considera la creación de nuevos derechos, entre los que se encuentran

- a) Derecho sobre extracción de hidrocarburos (DSEH)
- b) Derecho especial sobre hidrocarburos (DEH)
- c) Derecho especial sobre hidrocarburos para campos en Aguas Profundas (DEHCAP)

Derecho sobre extracción de hidrocarburos (DSEH)

En la iniciativa se propuso que sea un derecho anual por la extracción de petróleo crudo y gas natural de los campos en el Paleocanal de Chicontepec y en Aguas Profundas a cargo de PEMEX Exploración y Producción y que se calcula aplicando una tasa porcentual variable no mayor al 20%, que se determinará de acuerdo con el rango de precio promedio del barril de petróleo crudo exportado, sobre el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos.

Para calcular el pago anual se aplicara la tasa que corresponda conforme a la siguiente tabla:

Rango de precio promedio ponderado anual del barril de petróleo crudo exportado (dólares de los Estados Unidos de América)	Tasa para el cálculo del derecho sobre extracción de hidrocarburos (porcentaje)
00.01-40.00	10.00
40.01-60.00	t
60.01 en adelante	20.00

Donde t, en porcentaje, se determina por la formula:

$$t = \left(0.1 + \left(\frac{P-40}{200} \right) \right) \times 100 \quad \text{donde P es el precio}$$

A fin de no afectar la integración del Fondo de Estabilización de los Ingresos Petroleros, se planteo que la recaudación de este gravamen se destine al mismo, por lo que este derecho sustituye al del Fondo de Estabilización.

Se propuso, para los campos en Aguas Profundas, elevar los límites permitidos de las deducciones autorizadas en relación con otros tipos de yacimientos petrolíferos en operación, con la finalidad de reducir la carga fiscal de los proyectos a desarrollarse en los campos en el Paleocanal de Chicontepec y en los campos en Aguas Profundas con respecto al régimen vigente.

Derecho Especial sobre Hidrocarburos (DEH)

Este derecho crea incentivos a la inversión para la exploración y explotación de nuevos yacimientos, aplicable a los campos del Paleocanal de Chicontepec. Se paga por la extracción de petróleo crudo y gas natural en los campos en el Paleocanal de Chicontepec.

El DEH se calcula aplicando la tasa de 71.5% al valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en los campos mencionados, previa reducción de las deducciones permitidas, este derecho sustituye al Derecho ordinario.

El límite de deducción de costos, gastos e inversiones, tratándose de petróleo crudo y gas natural asociado es de 11 dólares por barril de petróleo crudo en lugar de los 6.5 dólares previstos para el DOH, mientras que para el gas natural no asociado se mantiene en 2.7 dólares por millar de pie cúbico.

Derecho especial sobre hidrocarburos para campos en Aguas Profundas (DEHCAP)

Debido a que en Aguas Profundas (con tirante de agua superior a 500 metros) se requiere de mayores inversiones para la exploración y explotación de hidrocarburos, el derecho especial para este tipo de campos debe tener variaciones respecto al de los campos en el Paleocanal de Chicontepec entre las cuales destacan:

- i. El derecho se causa, calcula y entera, por cada campo en Aguas Profundas, aplicando una tasa que variaría entre el 60 y 71.5% (dependiendo del rango de precio promedio del barril de petróleo) sobre el valor anual del petróleo crudo y gas natural extraídos en cada campo, este derecho equivale al derecho ordinario.
- ii. El límite de deducción para petróleo crudo y gas natural asociado es de 16.5 dólares por barril de petróleo crudo, y de 6.5 dólares como límite para el resto de los pozos; tratándose de gas natural no asociado dicho límite es de 4 dólares por cada millar de pies cúbicos de gas natural no asociado.

La tasa varía dependiendo a la siguiente tabla:

Rango de precio promedio ponderado anual del barril de petróleo crudo exportado (dólares de E.U.A)	Tasa para el cálculo del derecho especial sobre hidrocarburos para campos de Aguas Profundas
0.01-60.00	60.0%
60.01-80.00	64.0%
80.01-90.00	68.0%
90.01 en adelante	71.5%

VII.III. VENTAJAS DEL NUEVO RÉGIMEN FISCAL

Como ya lo había mencionado anteriormente México enfrenta importantes desafíos en materia de hidrocarburos para poder garantizar el abasto de combustibles necesarios para el progreso y desarrollo de nuestro país en los próximos años, por esa razón era fundamental realizar cambios al marco regulatorio de la industria petrolera nacional, para asegurar que PEMEX cuente con las herramientas para poder hacer frente a esos retos.

La reforma está dirigida a aprovechar el potencial petrolero de México y fortalecer a PEMEX. Atender los principales desafíos de la industria petrolera, respetando el mandato constitucional de soberanía sobre los recursos naturales, esta reforma beneficia principalmente a los proyectos de Aceite Terciario del Golfo y Aguas Profundas, las cuales por sus características geológicas complejas necesitan de estímulos fiscales para hacerlos económicamente más rentables.

Haciendo una comparación entre los regímenes fiscales de 2008 y 2009 para los proyectos de Aceite Terciario del Golfo y Golfo de México B, observamos:

- ❖ Proyecto ATG. Aplicando las tasas que se mencionaron con anterioridad se obtuvieron los resultados:

Con el régimen del 2008

MM pesos	2008	2009	2010	2011	2012
DOH	4,757	11,626	17,164	23,484	28,634
DPFE	801	1,946	2,859	3,908	4,776
DSIE	0	0	0	0	0
DFP	0	1	1	1	2
DICYT	15	72	142	243	385
TOTAL	5,573	13,644	20,166	27,637	33,796

Con el régimen del 2009

MM pesos	2008	2009	2010	2011	2012
DOH	3,562	8,794	13,076	17,938	21,963
DPFE	801	1,946	2,859	3,908	4,776
DSIE	0	0	0	0	0
DPFP	0	1	1	1	2
DICYT	64	156	231	316	385
TOTAL	4,427	10,897	16,167	22,164	27,126

Observamos que en el Derecho Ordinario, que es el de mayor impacto, existe una reducción considerable en el monto por casi un mil millones de pesos.

Para poder observar las bondades del cambio del régimen fiscal, se presenta la siguiente grafica en donde se puede observar claramente el beneficio obtenido con el cambio de régimen fiscal.

Aceite Terciario del Golfo

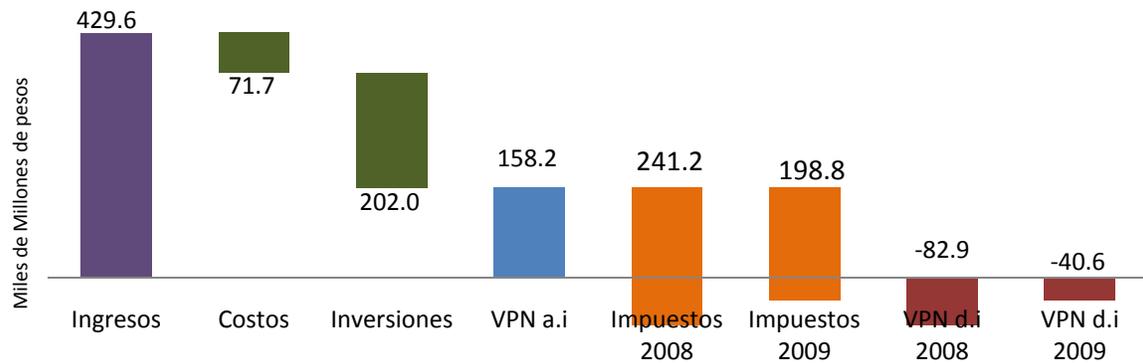


Figura 7.1 Comparativo del régimen fiscal 2008 y 2009 para el proyecto ATG

❖ Proyecto Golfo de México B.

Con el Régimen del 2008

MM pesos	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
DOH								2,671	6,384
DPFE							84	404	818
DPFP									1
DICYT					2	15	42	74	105
TOTAL					2	15	126	3,149	7,308

Con el Régimen del 2009

MM pesos	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
DOH								148	2,004
DPFE							84	404	818
DPFP									1
DICYT					2	15	42	74	105
TOTAL					2	15	126	626	2,928

Observamos al igual que en el proyecto ATG una reducción significativa en el monto del Derecho Ordinario para este proyecto en específico.

Para poder observar las bondades del cambio del régimen fiscal, se presenta la siguiente grafica en donde se puede observar claramente el beneficio obtenido con el cambio de régimen fiscal.

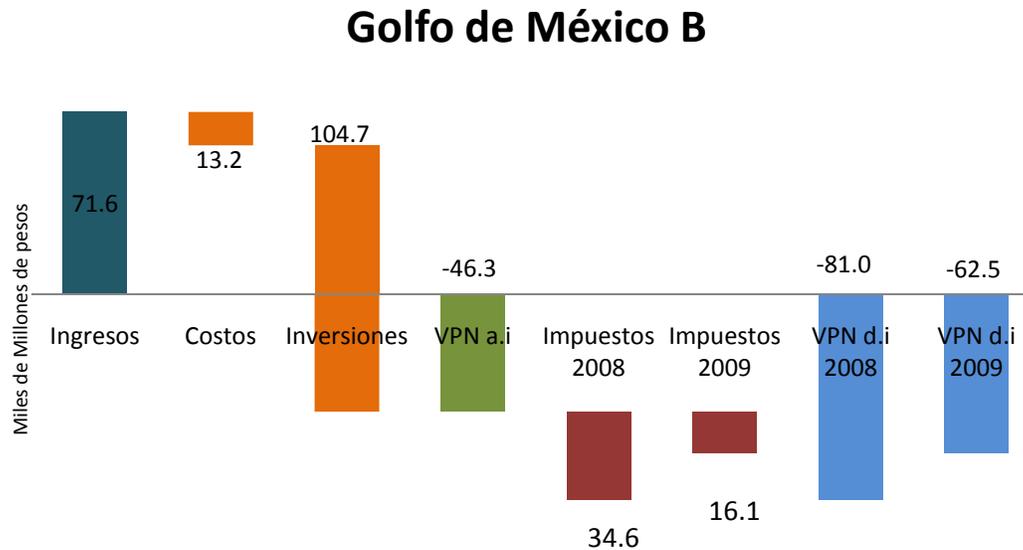


Figura 7.2 Comparativo del régimen fiscal 2008 y 2009 para el proyecto Golfo de México B

Como se observa en ambos proyectos, el cambio de régimen fiscal arroja resultados positivos, esto es, una reducción considerable y aproximada a un 25% del pago de impuestos, resultado que favorece la ejecución de los proyectos y otorga un mejor y mayor rendimiento neto de la empresa.

Siendo así, la principal ventaja del régimen fiscal la reducción considerable de impuestos a los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos, unido a la posibilidad de reinversión, esto debido a la deducción total de la inversión de estos proyectos, fomentando la inversión y la reinversión en los proyectos.

El cambio en el régimen fiscal favorece a todos los proyectos de la Cartera de Proyectos, disminuyendo su carga fiscal y en algunos haciendo de un proyecto no rentable en el régimen anterior a proyectos económicamente rentables en este nuevo régimen, aumentando la rentabilidad de la Cartera de Proyectos y favoreciendo al rendimiento total.

Concluyendo que el nuevo régimen fiscal favorece considerablemente a la rentabilidad de la Cartera de Proyectos, además de que fomenta la inversión en los proyectos.

VII.IV. RESULTADOS OPERATIVOS Y FINANCIEROS DE PEMEX 2006-2009.

Para complementar este capítulo, se muestra a continuación el reporte operativo y financiero de cierre del año fiscal 2006, 2007, 2008, y 2009 y como impacta el pago de los impuestos en la economía de la empresa y específicamente a PEMEX Exploración y Producción, así como se presentaran las principales aspectos financieros del año del que se esté abordando¹.

VII.IV.I. RESULTADOS OPERATIVOS 2006-2009²

El reporte de los resultados operativos de PEMEX Exploración y Producción tiene como finalidad sustentar los resultados financieros obtenidos por la paraestatal, se presenta a continuación la producción de aceite y gas reportados al cierre de cada año, a partir del cual podrá observarse la variación positiva o negativa de los indicadores mencionados.

Se observa que la producción de aceite a partir del año 2006 sigue una tendencia a la baja, esto debido a la declinación de los campos petroleros, con lo que incumple con la meta estratégica de mantener la plataforma de producción de aceite en 3,000 MBd.

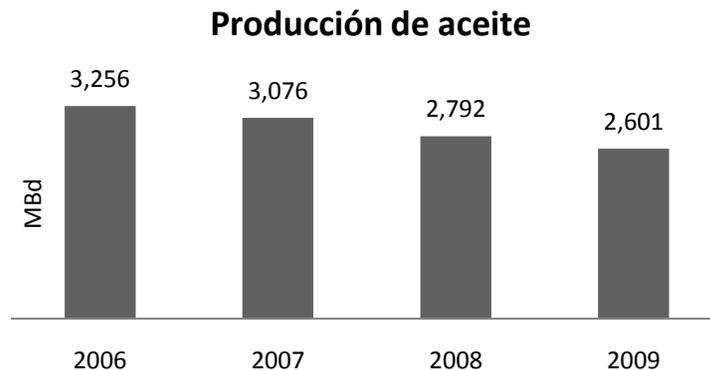


Figura 7.3 Producción de aceite 2006-2009

Con respecto a la producción de gas de estos mismos años, se observa un incremento considerable y favorable, CUMPLIENDO ADEMÁS con la meta estratégica de mantener la plataforma de producción de gas en 6.0 MMMPCd

¹ Los resultados que se presentan a continuación están tomados directamente del reporte de resultados financieros dictaminados de PEMEX 2008, 2007 y 2006. Las posibles inconsistencias encontradas en los datos reportados son copia textual del reporte mencionado.

² Los datos reportados del 2009, son los referentes a los meses enero- septiembre del año antes mencionado.

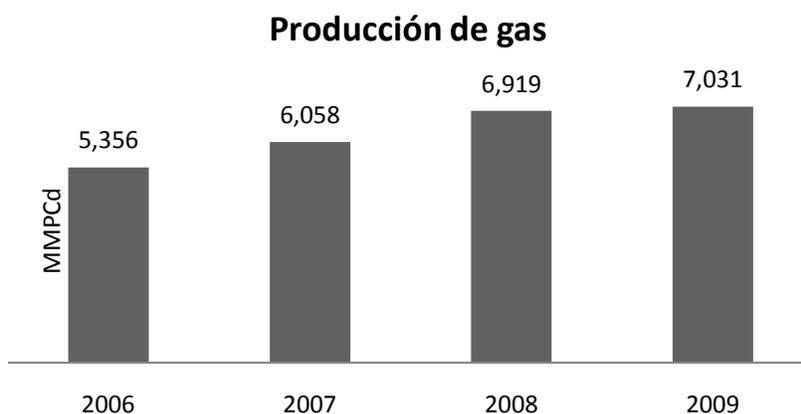


Figura 7.4 Producción de gas 2006-2009

Conocida la producción de aceite y gas para cada año, es posible obtener el monto de los ingresos del año analizado, esto fácilmente se representa en la grafica siguiente, donde se observa las variaciones de este.

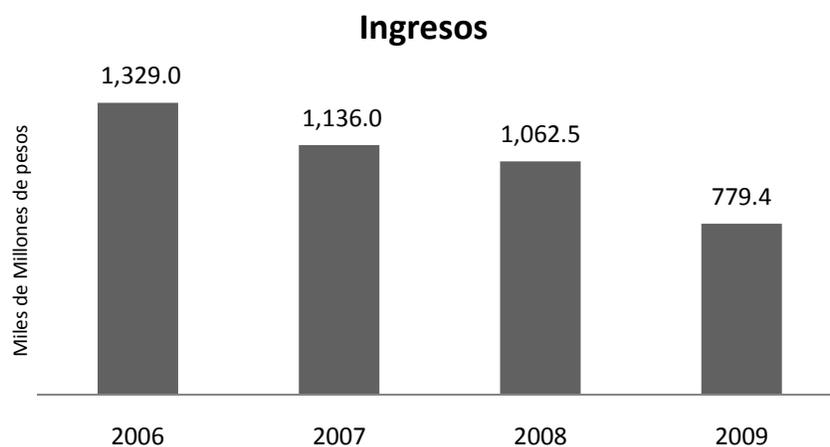


Figura 7.5 Ingresos 2006-2009

Como se observa de la grafica, el monto de los ingresos se ha reducido a partir del 2006, aunque entre el año 2006 y 2007 se hizo más notoria, siendo la reducción de 193 mil millones de pesos, se hace menor para el año 2008, ubicándose esta en 74 mil millones de pesos. Sin embargo esta variación no es tan significativa con la obtenida en la producción de aceite en 2007 y 2008.

El factor que amortiguo que la caída de los ingresos no fuera proporcional a la caída de la producción fue el comportamiento del precio para estos mismos años, como se muestra en la tabla, los precios del aceite sufrieron un incremento considerable para los años 2007

y 2008, situación por la cual, los ingresos tuvieron una tendencia muy ligera a la baja, no así en la producción, mientras que el precio del gas tuvo un incremento para el 2008.

	2006	2007	2008	2009
Mezcla mexicana de exportación (US\$/b)	53.04	61.63	84.35	52.92
Gas natural (US\$/MMBtu)	6.68	6.91	8.42	3.79

VII.IV.II. RESULTADOS FINANCIEROS 2006-2009

Una vez conocidos los resultados operativos de la paraestatal, se pueden dar a conocer los resultados financieros obtenidos para los años 2006- 2009.

Los resultados consolidados auditados al 31 de diciembre de 2006 de PEMEX muestran sus principales aspectos financieros dentro de los cuales encontramos:

- El rendimiento de operación se ubico en 581,300 millones de pesos.
- Los ingresos antes de intereses se reportaron en 1,062 500 millones de pesos.
- El rendimiento neto fue de 45.300 millones de pesos.

A partir del 1 de enero de 2006, PEMEX estuvo sujeto a un nuevo régimen fiscal; como consecuencia, la carga fiscal como porcentaje de las ventas disminuyó de 63% a 55% durante 2006. No obstante, este porcentaje de contribución sitúa a PEMEX entre las empresas con mayor carga fiscal en el mundo.

Resultados financieros 2006

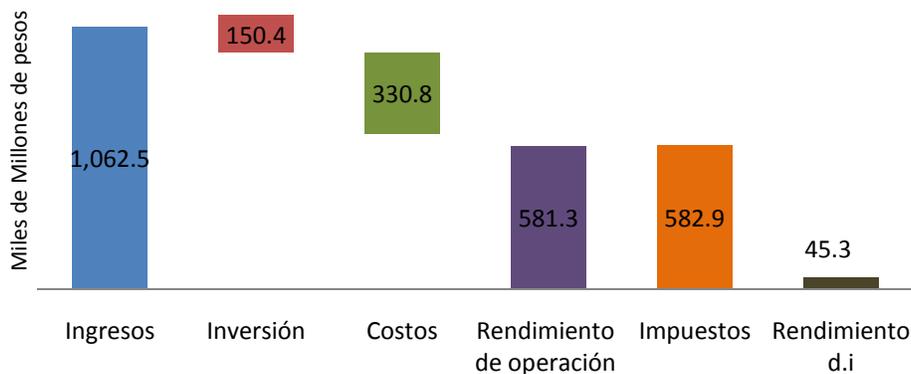


Figura 7.6 Resultados financieros 2006

El esquema de contribuciones para Pemex-Exploración y Producción quedó establecido en la Ley Federal de Derechos.

El monto de impuestos, derechos y aprovechamientos causados durante 2006 fue de 582,900 millones de pesos. Como resultado, la carga fiscal como porcentaje de las ventas se situó en 55% en 2006.

En conclusión el régimen fiscal del 2006, trajo consigo beneficios en términos de reducción de la carga fiscal, esto es redujo el monto de los impuestos dejando un rendimiento neto positivo, considerando que la producción de aceite tuvo un alto índice, no así con el precio del hidrocarburo, la reducción de los impuestos se debió a la reducción en las tasas de los derechos aplicados con el nuevo régimen fiscal.

En el reporte de resultados financieros obtenidos para el año 2007 se revela dentro de los principales aspectos financieros que:

- El rendimiento de operación aumentó con respecto a 2006, ubicándose en 590.4 miles de millones de pesos.
- La pérdida neta en el año fue 18.3 miles de millones de pesos.

Durante 2007 el rendimiento antes de impuestos, derechos y aprovechamientos fue de 590.4, en comparación con 581.3 miles de millones de pesos en 2006.

En términos generales, los resultados obtenidos en se resumen en la grafica siguiente, en donde se observa un incremento en los impuestos y un rendimiento neto después de impuestos negativo.



Figura 7.7 Resultados financieros 2007

Durante 2007 el monto de impuestos, derechos y aprovechamientos aumentó, al contrario de la producción que tuvo un decremento de 5.5% con respecto del 2006, así que el incremento de los impuestos no se debió a un incremento en la producción pues este no se dio, sin embargo el incremento en el precio del hidrocarburo propicio el alza de los impuestos pagados en 2007 por PEMEX.

De manera general puede verse que el régimen fiscal del 2006-2007 no era propicio para cuando el precio de los hidrocarburos aumenta debido a que algunos derechos aprovechan el alza en los precios para aumentar el monto total de los impuestos, impactando con mayor fuerza el rendimiento de la empresa, dando como resultado un rendimiento neto negativo y haciendo de PEMEX una paraestatal poco rentable.

El retroceso obtenido en este año fue una razón por la cual se realizó una modificación en el régimen fiscal de PEMEX, sin embargo el pronóstico de un incremento en el precio de los hidrocarburos, fomentó la idea de aprovechar la situación del mercado para incrementar el monto de los impuestos y beneficiar a la recaudación hacendaria.

Los principales aspectos financieros que reportó PEMEX al cierre del año 2008 una vez aprobada la reforma del régimen fiscal, son:

- ❖ El rendimiento de operación se ubicó en 571,100 millones de pesos.
- ❖ El pago de impuestos, derechos y aprovechamientos fue de 771,700 millones de pesos lo que implicó un aumento de 11.7%.
- ❖ La pérdida neta fue 112,100 millones de pesos.

Resultados financieros 2008

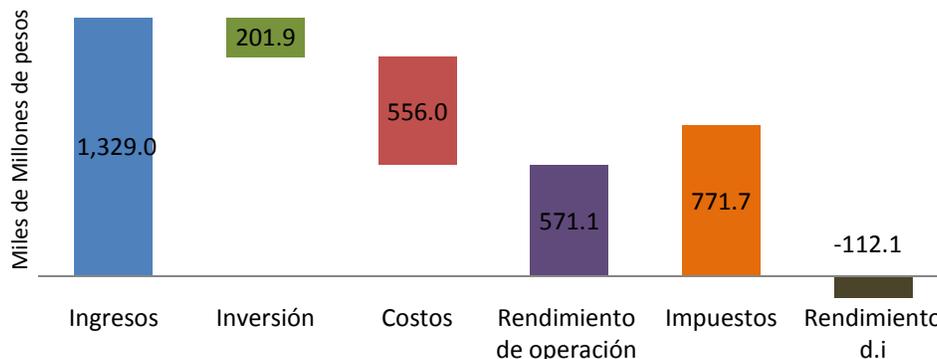


Figura 7.8 Resultados financieros 2008

En este año, el monto de impuestos, derechos y aprovechamientos aumento, en comparación con 2007, debido principalmente a un incremento del precio promedio del crudo de exportación durante 2008 de 61.63 dólares por barril en 2007 a 84.35 dólares por barril.

Demostrando nuevamente que los impuestos no solo dependen de la producción, debido a que esta se redujo en 300 mil barriles diarios para este mismo año, sin embargo el monto de impuestos se incremento debido al alza de los precios y a las altas tasas de los derechos pagaderos.

El importante retroceso de PEMEX en términos financieros y la poca viabilidad económica de los proyectos que conforman la Cartera de Proyectos sugirió un necesario cambio en el régimen fiscal aplicable para la paraestatal, esto se llevo a cabo aprobando un nuevo modelo fiscal aplicable para el año 2009, el cual buscaba incrementar el rendimiento neto de la empresa, hacerla económicamente más rentable y favorecer la ejecución de proyectos geológicamente complejos como el caso del proyecto ATG y los de Aguas Profundas.

Al cierre del periodo enero-septiembre de 2009, PEMEX reporto los principales aspectos financieros, una vez aprobadas las reformas al cambio en el régimen fiscal, se podrá observar el beneficio de tal cambio:

- ❖ El rendimiento antes de impuestos se ubico en 357.93 miles de millones de pesos.
- ❖ El pago de impuestos, derechos y aprovechamientos de ubico en 389.36 miles de millones de pesos.
- ❖ La pérdida neta fue de 29.5 miles de millones de pesos.

Realizando un reporte de resultados preliminar de 2009:

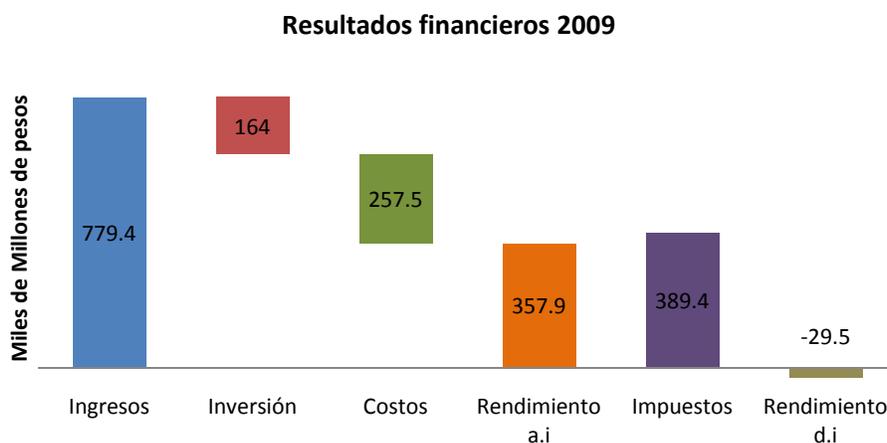


Figura 7.9 Resultados financieros enero-septiembre 2009

Puede observarse en la gráfica anterior el beneficio en el cambio del régimen fiscal, ya que el monto de los impuestos es significativamente menor en comparación con el monto de los impuestos pagados en 2008, y la pérdida neta se ubico en un nivel inferior a los reportados anteriormente.

Con lo que podemos concluir que el cambio en el régimen fiscal trajo consigo los beneficios que se esperaba obtener una vez modificadas las tasas y las deducciones permitidas para el cálculo de impuestos.

De manera global podemos observar el resultado obtenido por PEMEX Exploración y Producción de 2006-2008 en la siguiente grafica, excluyendo el 2009, por no tener los datos completos del año indicado:



Figura 7.10 Resultados financieros 2006-2008

Donde observamos que la carga fiscal (visible en el monto de impuestos que pago PEMEX), ha sido un factor limitante en términos de rendimiento, debido a que los rendimientos de operación observados actúan, de una manera casi estable, pero los impuestos muestran un comportamiento incremental considerable año tras año, aun cuando el régimen fiscal era diferente en cada año, obteniendo como resultados, pérdidas significativas para la empresa; esto no debido al mal funcionamiento de la paraestatal sino directamente debido al impacto de los impuestos en el rendimiento de la empresa.

La mayoría de las reformas hechas al régimen fiscal de PEMEX han tenido como uno de los objetivos, proporcionarle a PEMEX una mayor soltura económica, sin embargo, claramente es visible que no han cumplido con los objetivos planteados.

El impacto que tiene el régimen fiscal en los rendimientos de PEMEX Exploración y Producción, es visible, la excesiva carga fiscal que sufre esta paraestatal, el excesivo pago de impuestos derechos y aprovechamientos, provoca rendimientos poco viables para cualquier empresa, limitándola en términos de inversión en proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.

VIII. CONCLUSIONES

El objetivo principal de este trabajo es conocer el impacto que tiene el Régimen Fiscal de PEMEX en los Proyectos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos en México, el cual se dio a conocer a lo largo de la presente tesis; analizando la información aquí expuesta concluimos:

1. En las últimas décadas los ingresos provenientes de la explotación, venta y procesamiento de los hidrocarburos, han desempeñado un papel fundamental en el proceso de financiamiento de las tareas del Estado mexicano en su conjunto. Los recursos económicos derivados de la explotación del petróleo se han mantenido en niveles cercanos de un tercio de los ingresos disponibles en las finanzas públicas nacionales en los últimos 20 años, la dependencia de un mercado volátil, tal como se comporta el mercado de hidrocarburos, provoca una economía de alto riesgo, por eso es importante reducir la sensibilidad de los ingresos del sector público ante variaciones en el precio del petróleo.
2. A PEMEX se le ha utilizado con el fin de incrementar la concentración del ingreso y con ello financiar escuelas, hospitales y sobre todo, crear empleos, tareas que debería ser capaz de financiar el estado mexicano por medio de la captación general de impuestos y no por la dependencia en su mayoría de la industria petrolera.
3. La unión entre la economía nacional y el sector petrolero ha propiciado diversas modificaciones al Régimen Fiscal que rige a PEMEX y en especial a PEMEX Exploración y Producción, para que el gobierno pueda obtener los mayores beneficios de este sector, los impuestos que paga la paraestatal han propiciado que se convierta en una de las petroleras con mayor carga fiscal a nivel mundial, para 2008 se reportó¹:

¹ Los datos que se reportan para las diferentes compañías petroleras se tomaron de los reportes de resultados 2008 para cada una de las mencionadas "Exxon Mobil 2008 Financial & Operating Review", "Análisis Financiero y Estados Contables 2008 PETROBRAS", "Chevron Delivering Performance 2008", "PDVSA Informe de Gestión Anual 2008", "Anuario Estadístico de PEMEX 2009"

	PEMEX	PETROBRAS	PDVSA	CHEVRON	EXXON MOBIL
Producción de aceite (MBd)	2,792	1,980	3,235	1,676	2,405
Producción de gas (MMPcd)	6,919	3,823	3,823	5,125	10,812
Ingresos (MM Dólares ²)	112,786	87,735	126,364	264,958	459,579
Costos ³ (MM Dólares)	64,064	47,957	86,513	200,598	351,570
Utilidad de Operación (MM Dólares)	48,722	39,778	39,851	64,360	108,009
Impuestos (MM Dólares)	57,001	26,253	37,975	40,429	62,789
Impuestos/Rendimiento	117 %	66 %	95 %	63 %	58 %
Rendimiento Neto (MM Dólares)	- 8,278	13,525	1,876	23,931	45,220
Empleados	143,421	74,240	78,739	66,716	79,880
Gasto de Operación (MM Dólares)	7,667	4,690	4,982	5,756	15,873

4. De la tabla anterior se observa que el porcentaje de ingresos que las petroleras pagan como impuesto es: el 51% de los ingresos de PEMEX, lo que equivale al 117% de su utilidad, mientras que PETROBRAS y PDVSA pagan el 30%, CHEVRON paga aproximadamente el 20% mientras que EXXON MOBIL paga solo el 15%, afirmando que PEMEX es entre las mencionadas, la compañía petrolera que más impuestos paga en proporción a sus ingresos. Sin embargo, comparando la dimensión de las empresas en términos del número empleados PEMEX es la empresa más grande en términos de plantilla laboral entre las petroleras analizadas, así como la empresa más integrada al atender toda la cadena de procesos desde la exploración hasta la refinación y comercialización de hidrocarburos.
5. PEMEX es, entre las compañías presentadas, la segunda más producción aportó en aceite y gas, sin embargo en términos de ingresos ésta cae hasta la cuarta posición, esto se debe a que la mayoría de las compañías presentadas venden en gran cantidad productos refinados o petroquímicos procesados, y no grandes cantidades de petróleo crudo, tal como le pasa a PEMEX, donde la mayor cantidad de ingresos se debe a la venta de petróleo crudo y gas natural, lo cual de alguna manera se ve mermado por la importación de gasolinas de la cual PEMEX no es autosuficiente.
6. Analizando la tabla se observa que los costos en las compañías presentadas es muy alto, varía entre el 50% y el 75% de los ingresos, sin embargo los altos costos de las compañías se

² Los datos financieros están dados en dólares del 2008, la paridad promedio anual del peso con respecto al dólar en el año mencionado fue 13.5383

³ Dentro del concepto de costos, las compañías incluyen: costos por compra de aceite crudo, costo exploración, costo de operación (costos de producción, costo de transporte, costo del producto producido), costos de perforación, gastos de operación, entre otros.

justifican por la compra de petróleo crudo, para refinarlo en sus plantas y vender grandes cantidades de petroquímicos, si bien este tiene un alto impacto en la rentabilidad de las compañías no ocurre lo mismo con PEMEX.

7. Observando el porcentaje de impuestos con respecto al rendimiento, notamos que PEMEX es la única compañía petrolera que paga más impuestos que el disponible por rendimiento operativo, lo cual provoca que se generen perdidas en lugar de generar ganancias como las demás compañías petroleras. PEMEX genera los suficientes recursos para su desarrollo, sin embargo la aplicación de una política recaudatoria ha propiciado el debilitamiento de una de las mayores compañías petroleras a nivel mundial.
8. Existe una notable disparidad cuando comparamos a las compañías petroleras, pues en general estas pagan impuestos por el orden de un 70% en promedio de su utilidad de operación, mientras que PEMEX paga más del 100%, si existiera un nuevo ajuste al Régimen Fiscal similar al de las compañías, PEMEX ganaría casi 15 mil millones de dólares, aun más que PETROBRAS, lo que le permitiría incrementar su capacidad financiera y se eliminaría el ya común panorama de pérdidas financieras.
9. Adicionalmente, se observa en la tabla anterior que PEMEX, es la compañía petrolera que menor gasto de operación tiene con respecto al número de empleados que trabajan para la paraestatal (0.05 MM de dólares por empleado), si el gasto por empleado fuera el mismo para las compañías, que el mostrado por PEMEX, estas disminuirían considerablemente sus gastos de operación entre un 20% y un 75% de los reportados.
10. Para garantizar que la industria extractiva de hidrocarburos siga beneficiando al país, es indispensable que se reforme el Régimen Fiscal de PEMEX, disminuyendo las tasas a los niveles similares a los de las demás compañías, lo que permitiría que se liberaran recursos que pueden ser reinvertidos en la misma.
11. En términos generales, PEMEX en 2008 reporto perdidas por 112 mil millones de pesos, al analizar los resultados por segmentos tenemos:

Organismo	Rendimiento neto (MMM Pesos)	Empleados	Gasto de Operación (MM Pesos)
PEMEX ⁴	-112.1	143,421	103, 806
PEMEX Exploración y Producción	23.5	50,273	31,125
PEMEX Refinación	-119.5	45,510	43,454
PEMEX Gas y Petroquímica Básica	2.3	12,976	13,264
PEMEX Petroquímica	-18.7	14,028	10,614

⁴ El número de empleados totales y gastos de operación de PEMEX no coincide con la suma por cada organismo subsidiario debido a que en el total que se reporta está contemplado: Corporativo PEMEX, Servicios Médicos y Telecomunicaciones.

Con lo que se observa que PEP reportó resultados favorables en su operación para el año 2008, y esto aun con el significativo monto de los impuestos que paga este segmento, pues el régimen fiscal mencionado en la Ley Federal de Derechos solo es aplicable a PEMEX Exploración y Producción mientras los otros segmentos pagan el ISR; en términos operativos PEP es el organismo subsidiario más grande en términos de fuerza laboral y sus gastos de operación son significativamente menores que todos los demás organismos subsidiarios.

12. Los rendimientos por organismo subsidiario, nos muestra la necesidad de realizar una reestructura en los organismos subsidiarios que reportan perdidas, además de buscar la optimización de los gastos de operación en los organismos subsidiarios que cuentan con menor número de empleados que PEP, pero que sin embargo tienen un mayor gasto de operación.

13. Si bien gran parte del análisis de este trabajo este referido al Régimen Fiscal y sus implicaciones, no debemos de olvidar que lo más importante es la parte técnica desde la exploración hasta la explotación de los yacimientos que al final del día se traducen en producción de hidrocarburos que generan ingresos y por lo tanto impuestos en beneficio del país, sin embargo una política altamente recaudatoria minimiza todo esfuerzo técnico, por lo cual se requiere que un nuevo ajuste incentive el desarrollo de proyectos cada vez más complejos.

BIBLIOGRAFÍA

- Baca Urbina, Gabriel. "Evaluación de Proyectos". 4ta edición México 2002. Editorial Mc Graw-Hill. Pp.383
- Coss Bu Raúl. "Análisis y evaluación de proyectos de inversión". 2da edición México 1994. Editorial Limusa pp. 375
- López Leutaud José I. "Evaluación económica". México 1975. Editorial Mc Graw-Hill. Pp.189
- Lineamientos para los proyectos de Inversión de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios. Petróleos Mexicanos 2006.
- Lineamientos para la elaboración y presentación de los análisis costo y beneficio de los programas y proyectos de inversión. Diario oficial del martes 18 de marzo de 2008.
- Lineamientos para el registro en la cartera de programas y proyectos de inversión. Diario Oficial del martes 18 de marzo del 2008.
- Lineamientos relativos a los dictámenes de los programas y proyectos de inversión a cargo de las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal. Diario Oficial del martes 18 de marzo del 2008.
- Lineamientos para la determinación de información que deberá contener el mecanismo de planeación de programas y proyectos de inversión. Diario Oficial del martes 18 de marzo del 2008.
- Lineamientos para el seguimiento de la rentabilidad de los programas y proyectos de inversión de la Administración Pública Federal. Diario Oficial del martes 18 de marzo del 2008.
- Lineamientos para la estimación y clasificación de las reservas de hidrocarburos. PEMEX Exploración y Producción. Gerencia de reservas de hidrocarburos. 2004
- Plan nacional de desarrollo 2007-2012. Secretaria de Hacienda y Crédito Publico. Ciudad de México 2007
- Programa nacional de infraestructura 2007-2012. Presidencia de la república. 2007.
- Programa sectorial de energía 2007-2012. Secretaria de energía 2007.
- Manual de jerarquización y optimización de proyectos de inversión. PEMEX 2006.
- Prospectiva del mercado de petróleo crudo 2007-2016. Secretaria d energía 2007.

-
- Ruiz Gastélum Jorge Iván. “Administración de portafolios en proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos”. Tesis Facultad de ingeniería. UNAM 2008.
 - Lopez G., Neri U., “Análisis de riesgos en la exploración y explotación de hidrocarburos”, Tesis Facultad de Ingeniería, UNAM, 2001.
 - Hernández Alverenga Guillermo de Jesús. “El régimen fiscal de PEMEX y el papel de los ingresos petroleros en las finanzas públicas en México 1995-2004”. Tesis Facultad de Economía UNAM 2007. Pp.107
 - Johnston Daniel. “International petroleum fiscal systems and production sharing contracts”. Tulsa,Ok 1994. Editorial PennWell Books. Pp. 325.
 - Guidelines for application of petroleum reserves definitions. The society of petroleum evaluation engineers. Monograph second edition 1998.
 - Estudio de Mercado de Hidrocarburos 2007. Petróleos Mexicanos Dirección corporativa de finanzas 2007.
 - Estudio de Mercado de Hidrocarburos 2008. Petróleos Mexicanos Dirección corporativa de finanzas 2008.
 - Folleto “Guía de estudio para la asignatura Formación e Información Tributaria” 2da edición. SAT 2007.
 - Gaceta parlamentaria Número 2879 Año XII. Sábado 31 de octubre de 2009. Dictamen del decreto que reforma y adiciona diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos, relativo al Régimen Fiscal de Petróleos Mexicanos.
 - Ingresos Petroleros 2001-2008 y el Régimen Fiscal de PEMEX. Cámara de diputados. Centro de Estudios de las Finanzas Públicas. 2007
 - Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley Federal de Derechos, relativo al régimen fiscal de Petróleos Mexicanos. Diario Oficial jueves 13 de noviembre de 2008.
 - Reporte de resultados financieros dictaminados de PEMEX al 31 de diciembre de 2008. Dirección corporativa de finanzas de Petróleos Mexicanos.
 - Reporte de resultados financieros dictaminados de PEMEX al 31 de diciembre de 2007. Dirección corporativa de finanzas de Petróleos Mexicanos.
 - Reporte de resultados financieros dictaminados de PEMEX al 31 de diciembre de 2006. Dirección corporativa de finanzas de Petróleos Mexicanos.
 - Memoria de Labores 2008. Dirección corporativa de finanzas de Petróleos Mexicanos.
 - Programa estratégico de PEMEX Exploración y Producción 2007-2015. IFAI solicitud de acceso a la información No 185750005309.

Referencias de internet

- www.pemex.com
- <http://www.energyintel.com/>
- www.chevron.com/
- www.exonmobil.com/
- www2.petrobras.com.br/
- www.pdvsa.com/
- www.sener.gob.mx/