



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISION DE CIENCIAS DE LA TIERRA

“EL NUEVO RÉGIMEN FISCAL Y LOS
CONTRATOS PARA ÁREAS DE AGUAS
PROFUNDAS EN MÉXICO”

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

CRUZ ESCÁRCEGA ALAN GERARDO



DIRECTOR DE TESIS:

M.I Ulises Neri flores

Ciudad Universitaria, México, D.F. Mayo 2015



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.

INDICE

INDICE	2
LISTA DE FIGURAS	5
INDICE DE TABLA	7
INDICE DE DIAGRAMAS	8
AGRADECIMIENTOS	9
OBJETIVO	11
JUSTIFICACIÓN	11
RESUMEN	12
ABSTRACT	13
INTRODUCCIÓN	14
CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES DE AGUAS PROFUNDAS Y SU POTENCIAL	16
1.1 Definición de Aguas Profundas	16
1.2 Aguas profundas a nivel mundial	17
1.2.1 Estados Unidos	18
1.2.2 México	19
CAPÍTULO 2 TIPOS DE CONTRATOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA	24
2.1 Introducción	24
2.2 Sistema de Concesiones	26
2.3 Estados Unidos	28
2.4 Sistema de contratos	29
2.4.1 Contratos de producción compartida	30
2.4.2 Características principales de los Contratos de Producción Compartida	31
2.4.3 Contratos de servicio	34
2.4.4 Contratos de servicios de riesgo	35
2.4.6 Contratos de Utilidad Compartida	37
2.4.7 Contratos de Licencia	38

CAPÍTULO 3. EVOLUCIÓN DE LOS SISTEMAS DE CONTRATACIÓN EN MÉXICO EN LOS ÚLTIMOS AÑOS.....	40
3.1 Introducción.....	40
3.2 Asignaciones.....	43
3.3 Contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.....	43
3.4 Regulador en la industria petrolera en México	43
3.4.1 Objetivo de CNH.....	44
4. PEMEX después de la Reforma Energética.....	46
CAPÍTULO 4. RÉGIMEN FISCAL EN MÉXICO 2014	48
4.1 Introducción	48
4.2 Impuestos.....	49
4.2.1 Tipos de Impuestos	49
4.2.2 Impuestos Directos.....	49
4.2.3 Impuestos Indirectos	49
4.3 Régimen Fiscal.....	49
4.4 Régimen Fiscal 2014.....	52
4.5 Nuevo Régimen Fiscal de PEMEX	54
4.5.1 Derecho de exploración de hidrocarburos.....	58
4.5.2 Derecho de extracción de hidrocarburos.....	59
4.5.3 Derecho por la utilidad compartida	60
4.6. Como diseñar un sistema fiscal eficiente.....	62
4.6.1 Objetivos	62
4.7. Las características regímenes fiscales flexibles, neutrales y estables.....	63
4.7.1 Régimen Fiscal Flexible.	63
4.7.2 Régimen Fiscal Neutral.	63
4.7.3 Régimen Fiscal Estable.....	64
4.8 Sistemas Fiscales e Indicadores Económicos	65
CAPÍTULO 5. CONCEPTOS BASICOS	67
5.1 Introducción	67
5.2 Indicadores Económicos	67
5.3 Flujo de Efectivo.....	68

5.4 Valor Presente Neto [VPN].....	68
5.5 Valor Presente de la Inversión [VPI].....	69
5.6 Índice de rentabilidad	69
5.7 Tasa interna de retorno [TIR].....	70
5.8 Limite económico.....	70
5.9 Royalty (regalía).....	71
5.10 CAPEX	71
5.11 OPEX.....	71
5.12 Reservas de Hidrocarburos	71
5.12.1 Reservas probadas: [Reserva 1P].....	72
5.12.2 Reservas Probables: [Reserva 2P]+ [Reserva 1P].....	72
5.12.3 Reservas Posibles: [Reserva 3P] + [Reserva 2P] + [Reserva 1P]	72
CAPÍTULO 6. ANÁLISIS DEL NUEVO RÉGIMEN FISCAL	73
6.1 Introducción	73
6.2 Campo Trión.....	73
6.3 Plan de Desarrollo del campo Trión.....	75
6.4 Pronósticos de producción de gas y condensado	76
6.4.1 ACEITE	77
6.4.2 GAS	78
6.5 Evaluación económica.....	79
6.6 Evaluación económica incremental	80
6.7 Caso practico.....	81
6.7.1 Caso Mexicano	81
6.7.2 Caso Americano	91
Resumen.....	96
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	98
Glosario.....	100
Bibliografía.....	101

LISTA DE FIGURAS

CAPITULO 1

Figura 1. Clasificación de Aguas profundas.

Figura 2. Reservas probadas y recursos prospectivos de Aguas Profundas.

Figura3. Desarrollo de los campos del Golfo de México del lado de los Estados Unidos.

Figura 4 Localización y distribución de los recursos prospectivos.

Figura 5. Los nueve sectores donde se están llevando trabajos de perforación.

CAPITULO 2

Figura 6. Ejemplo del contrato de producción compartida.

Figura 7. Esquema ilustrativo de un Contrato de Producción Compartida.

Figura 8 - Esquema ilustrativo de un Contrato de Servicios Puro.

Figura 9. Esquema ilustrativo de un Contrato de Utilidad Compartida.

Figura 10. Esquema ilustrativo de un Contrato de Licencia

CAPITULO 3

Figura 11. Estructura PEMEX.

CAPITULO 4

Figura 12. Clasificación de Impuesto.

Figura 13. Sistemas Fiscales utilizados alrededor del mundo.

Figura 14. Régimen Fiscal para asignaciones.

Figura 15. Régimen fiscal del sector petrolero.

CAPITULO 6

Figura 16. Ubicación de Trión.

Figura 17. Infraestructura de desarrollo del campo Trión.

Figura 18. Pronóstico de producción de aceite campo Trión.

Figura 19. Pronóstico de producción de gas campo Trión.

Figura 20. Excel, incorporación de datos.

Figura 21. Valores supuestos.

Figura 22. Términos fiscales.

Figura 23. Ingresos y Costos.

Figura 24. Flujo de efectivo para el modelo P50.

Figura 25. Flujo de efectivo para el modelo P90.

Figura 26. VPN para el Estado y el Contratista.

Figura 27. Oferta de subasta 5%.

Figura 28. Oferta de subasta 15%.

Figura 29. Oferta de subasta 30%.

Figura 30. Oferta de subasta 45%.

Figura 31. Oferta de subasta 45%.

Figura 32. Oferta de subasta 45%.

Figura 33. Bono de 50mm.

Figura 34. Oferta de subasta 45%.

Figura 35. Bono de 40 mm.

Figura 36. Oferta de subasta 45%.

Figura 37. Bono de 60 mm.

INDICE DE TABLA

Tabla 1. Consideración de aguas profundas según el país.

Tabla 2. Pozos Perforados en Aguas Profundas.

Tabla 3. Comparativa concesión pasada y actual.

Tabla 4. Vigencia fiscal en Aguas profundas en USA.

Tabla 5. Volumen original de aceite y gas al 1 de enero del 2014, Campo Trión.

Tabla 6. Reservas 3P, estimadas de aceite, gas y PCE del campo Trión.

Tabla 7. Producción Aceite, anualizada de campo Trión.

Tabla 8. Producción Gas, anualizada de campo Trión.

Tabla 9. Principales variables del campo Trión.

Tabla 10. Principales variables evaluación incremental del campo Trión

Tabla 11. Principales variables de la parte incremental del campo Trión.

Tabla 12. Resumen USA.

Tabla 13. Resumen México.

INDICE DE DIAGRAMAS

Diagrama 1. Clasificación de los acuerdos en la industria petrolera.

Diagrama 2. Tipos de contratos.

Diagrama 3. Características de contratos de producción compartida.

Diagrama 4. Características de los contratos de Servicio.

Diagrama 5. Contratos en México.

Diagrama 6. Estructura en PEMEX.

Diagrama 7. Relación de ingresos e impuestos.

Diagrama 8. Características principales del nuevo Régimen Fiscal 2015.

Diagrama 9. Pago por derechos de exploración de hidrocarburos.

Diagrama 10. Derecho por utilidad compartida.

Diagrama 11. Clasificación de las reservas.

AGRADECIMIENTOS

A mi hermosa hija Victoria , eres lo más hermoso que me ha pasado en la vida, GRACIAS POR EXISTIR, eres mi mayor tesoro, el motor de mi vida, recuerda que siempre estaré contigo siempre,(pase lo que pase) te apoyare y amare incondicionalmente. Te dedico este logro y todos los que sigan. ¡ Te amo !

Te agradezco Erandi Pulido Gutierrez, por permitirme aprender de ti y por ser la mujer tan maravillosa que eres, gracias por hacerme querer tantas cosas para poder compartirlas contigo y nuestra hija, nos esperan grandes retos y situaciones difíciles a lo largo de nuestra vida, pero sabes que juntos podremos lograr lo que queramos, así como hasta la fecha lo hemos hecho. Te amo.

A mi madre Gabriela y mi hermana Karen por todo su apoyo brindado, gracias. Mi padre Gerardo Cruz, gracias por apoyarme en las situaciones más difíciles que se me han presentado, espero que disfrutes este logro, fruto de tu trabajo y esfuerzo.

Gracias a mi Director de Tesis, M.C. Ulises Neri Flores, le agradezco por brindarme su a apoyo y su confianza, quiero agradecer a todos mis sinodales por apoyarme en todo este proceso, Ing. Osete, Ing. Mar, Ing. Ríos.

A la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos; en especial para el Dr. Manuel Chavez de la Parra y el Lic. Jose Angel Mandujano Canto, gracias a ambos por todo el apoyo que me han brindado y por ayudarme a desarrollar este gran tema, sin ustedes no hubiera sido posible. Estaré eternamente agradecido.

A mis amigos de la CNH, Javier Tapia gracias por ese índice (jajá), a miguelon, Dulce, Erwin y a su director el Lic. Jaime Raziel. GRACIAS !!! . Al Ingeniero Cuauhtemoc Zapata, Lic. Guillermo Rubio, Lic. Shunashi, Lic. Mayra y al Lic. Enrique Silva. Gracias por ser tan buenas personas conmigo. GRACIAS! A mis amigos de la facultad, gracias por todo lo vivido durante esta de estudiantes, Fortino, Jair la Flakita, Dr. Cesar, Paty Álvarez, Irving la China, Angel Martinez y a mi estimado Enrique Aguilar Herrera[†] , gracias Kike por todo.

Para terminar quiero agradecer y a mis dos grandes amigos, Erick Leon y Teissi Medina, gracias por su amistad y por apoyarme en todo momento y espero que esta amistad dure por muchos años más.

El éxito no está en vencer siempre, sino en no desanimarse nunca.

Napoleón Bonaparte

Director de Tesis

M.C. Ulises Neri Flores

Sinodales

M.C. Jesús Aguirre y Osete.

ING. Alberto Arias Paz.

ING. Carlos Ríos Ramírez.

ING. César Alejandro Mar Álvarez.

OBJETIVO

Analizar el nuevo régimen fiscal para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas, mediante dos casos prácticos internacionales.

JUSTIFICACIÓN

El tipo de contratos con el que se llevaran a cabo las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos jugará un papel fundamental en la nueva era de la industria petrolera en México, por lo que el conocimiento y análisis del régimen fiscal que prevalecerá en México, a partir de la aplicación de la reforma energética de 2014, ayudará a generar un panorama en donde se cuestionará el beneficio que obtendrá tanto el gobierno como el contratista.

RESUMEN

México está pasando por un cambio trascendental en la historia de la industria petrolera, debido a la reciente aprobación de la Reforma Energética por el congreso de la Unión, promulgada el 20 de diciembre de 2013; entre sus objetivos principales es el de impulsar la exploración, extracción y explotación de los recursos no renovables por parte de empresas productivas del Estado y particulares.

Por lo cual es de mucha importancia conocer los contratos que se otorguen a las empresas privadas y conocer bien los términos fiscales que existirán entre el gobierno y la compañía privada, por tal motivo se dedica un capítulo para explicar los tipos de contratos que surgen después de la reforma energética.

Otro punto importante es conocer cuáles fueron las modificaciones que se le hicieron al régimen fiscal que se le aplicaba a PEMEX y saber cómo quedó el nuevo régimen fiscal el cual se le aplicará a las empresas productivas del Estado y las empresas de carácter privado.

El nuevo régimen fiscal se comenzará aplicar en el año 2015, por tal motivo es importante saber si el nuevo régimen fiscal es el correcto para los campos de aguas profundas en México, saber si es el adecuado para obtener el mejor aprovechamiento de los hidrocarburos y también se realizará una comparación con el régimen fiscal que se aplica en Estados Unidos.

Para analizarlo desde un punto de vista económico, se realiza una comparativa con el régimen fiscal de los Estados Unidos en campos de aguas profundas.

En este ejemplo tomaremos el pozo “Trión” de aguas profundas en México y el pozo “Great White” de Estados Unidos a ambos le aplicaremos el nuevo régimen fiscal mexicano, después haremos lo mismo pero con el régimen fiscal americano en aguas profundas.

Con lo cual obtendremos valores de diferentes indicadores económicos, los necesarios para saber si el nuevo régimen fiscal es el correcto para que México tenga el mejor aprovechamiento de sus recursos en este tipo de campos de aguas profundas.

ABSTRACT

México is going through a major change in the history of the oil industry, due to the recent approval of the Energy Reform by Congress of the Union, promulgated on December 20, 2013; enter their main objectives is to encourage the exploration, extraction and exploitation of non-renewable resources from productive state enterprises and individuals.

Therefore it is very important to know the contracts are awarded to private companies and know well the fiscal terms that exist between the government and the private company, for this reason a chapter is devoted to explain the types of contracts that arise after energy reform.

Another important point is to know what modifications were made to the tax regime applied to it PEMEX and how to stick the new tax regime which will apply to productive state enterprises and private enterprises were.

The new tax regime will start applying in 2015, for this reason it is important to know whether the new tax regime is right for Deepwater fields in México, whether it is the right time to get the best use of hydrocarbons and a comparison with the fiscal regime applicable in the United States was made.

To analyze it from an economic point of view, a comparison is made with the tax regime in the United States in Deepwater fields.

In this example we take the well "Trión" México Deepwater and well "Great White" US both will apply the New Mexican taxation, then we will do the same but with the American tax system in deep water.

Thereby obtain values of different economic indicators needed to know if the new tax regime is right for México to have the best use of its resources in this type of Deepwater fields.

INTRODUCCIÓN

Con la aprobación de la Reforma Energética en 2013, México entra a una nueva etapa dentro de la industria petrolera. Existirá un cambio del marco jurídico en el cual se permitirá la participación de empresas privadas (extranjeras y nacionales), para la generación y distribución de energía eléctrica, en extracción y procesamiento de hidrocarburos así como su producción de otras formas de energía. Existirán diferentes tipos de contratos los cuales serán de gran ayuda para el Estado ya que gracias a estos se podrán poner las condiciones en las que operara el contratista y lo más importante el saber cuál será el porcentaje de ganancias obtenidas con el que se queda el Estado y que porcentaje se queda la empresa privada del total de ganancias generado por algún campo petrolero.

Dicho lo anterior en este trabajo de tesis tiene como finalidad realizar una comparativa del régimen fiscal mexicano y el americano, para poder saber si México está ganando o perdiendo con los cambios que se realizaron al régimen fiscal los cuales se derivaron de la reforma energética, así se podrá saber si los recursos energéticos de México están siendo utilizados de la manera más eficiente por las empresas privadas, nacionales o las empresas productoras del Estado.

Por tal motivo, es de mucha importancia entender la forma en la que se aplicará el nuevo régimen fiscal y saber si es el adecuado para los campos de aguas profundas, dicho lo anterior, podemos decir que este trabajo de tesis tiene como objetivo realizar una comparativa del régimen fiscal mexicano, con el régimen fiscal americano aplicando cada régimen al campo mexicano, “Trión” de aguas profundas, este análisis se realizó con apoyo de un modelo en Excel, en el cual utilice todas las fórmulas que se presentan en la ley de hidrocarburos para poder calcular los flujos de efectivo tanto para el gobierno como para el contratista con el fin de saber cuál será la ganancia para cada parte.

Con base a este análisis que se realiza se llega a demostrar que los términos fiscales que presenta el régimen mexicano, son demasiados restrictivos para los contratistas y esto ocasiona que no existan suficientes rendimientos para las compañías petroleras.

La tesis se divide en cinco capítulos, a continuación se presenta una reseña de cada capítulo.

Capítulo 1, se explica la definición de aguas profundas y la diferencia que existe entre cuatro países que tienen este tipo de campos de campos. Se realiza una pequeña reseña de Estados Unidos y México, ya que al final de la tesis se comparará el régimen fiscal de ambos y se verá cual es el más conveniente para el

contratista y cuál es el conveniente para el Estado. Por tal motivo se habla un poco de la historia que tienen estos países en este tipo de campos.

En el **capítulo 2**, está enfocado al tema de los tipos de contratos que existen dentro de la industria petrolera. Se explica la diferencia que existe entre concesión y contrato; la forma en la que han cambiado las concesiones a través de los años y los diferentes tipos de contratos que existen en la industria petrolera a nivel mundial.

En el **capítulo 3**, se toca el tema de la Reforma Energética y se intenta explicar los tipos de contratos que estarán disponibles en México después de la Reforma, también se hablara un poco del proceso que se llevara a cabo para poder otorgar los contratos en México, quien serán los encargados para realizar estos contratos y la forma en la que se llevaran a cabo en México.

En el **capítulo 4**, se hablaremos acerca del régimen fiscal que se le aplicaba a Pemex en el 2013, analizándolo y ver los nuevos cambios que realizaron para el nuevo régimen fiscal 2015,

En el capítulo 5, se realiza un caso práctico en el cual se realiza un ejercicio donde se va a comparar el nuevo régimen fiscal mexicano con el régimen fiscal de Estados Unidos, dicha comparación se va a realizar aplicando cada régimen a un campo de aguas profundas en México, con el fin de saber cuál de los dos regímenes es el adecuado para este tipo de campos.

Finalmente concluimos el tema definiendo si el nuevo régimen fiscal es el adecuado para nuestro país y si está diseñado para obtener el mejor aprovechamiento de los hidrocarburos.

CAPÍTULO 1. ANTECEDENTES DE AGUAS PROFUNDAS Y SU POTENCIAL

1.1 Definición de Aguas Profundas.

En México Petróleos Mexicanos (PEMEX), la empresa nacional ha establecido, la siguiente definición; se consideran aguas someras hasta los 200 metros de profundidad de tirante de agua, (entendiendo como tirante de agua del fondo marino al espejo del agua); aguas intermedias de 200 a 500 metros de profundidad y aguas profundas (AP) a tirantes de agua mayores a 500 metros.

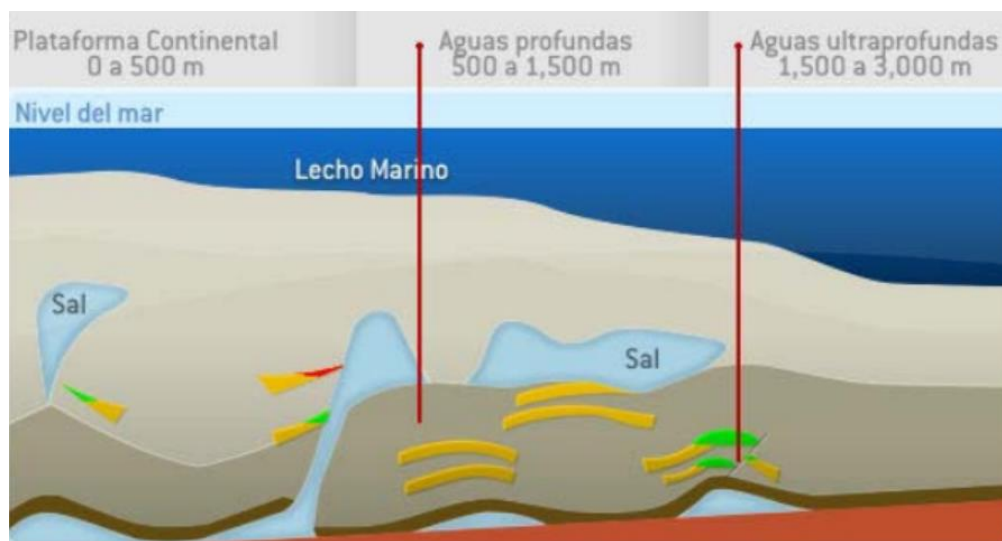


Figura 1. Clasificación de Aguas profundas.
FUENTE: PEMEX

A continuación se presenta una tabla con la clasificación de aguas profundas y se muestra la diferencia que existe entre México, Estados Unidos, Brasil y Noruega. Siendo estos los países más sobresalientes en campos de aguas profundas a nivel mundial.

País	Aguas Someras (m)	Aguas Profundas (m)	Aguas ultra profundas(m)
Estados Unidos	<305	305 – 1524	≥1524
Brasil	<400	400 - 2000	≥2000
Noruega	<300	300 – 1500	≥1500
México	<500	500 – 1500	≥1500

Tabla 1. Consideración de aguas profundas según el país.

FUENTE: PEMEX

Esta clasificación permite a los organismos reguladores a clasificar los proyectos en este tipo de áreas y poder aplicar el tipo de contrato que correspondiente, los tipos de contratos serán explicados en el capítulo dos.

1.2 Aguas profundas a nivel mundial.

Las principales regiones en donde se presentan recursos prospectivos en yacimientos de aguas profundas son: Las costas de África, Mar del Norte, Costas de Brasil y en el Golfo de México. En la figura 2, se presentan las principales provincias donde existen hidrocarburos en aguas profundas.

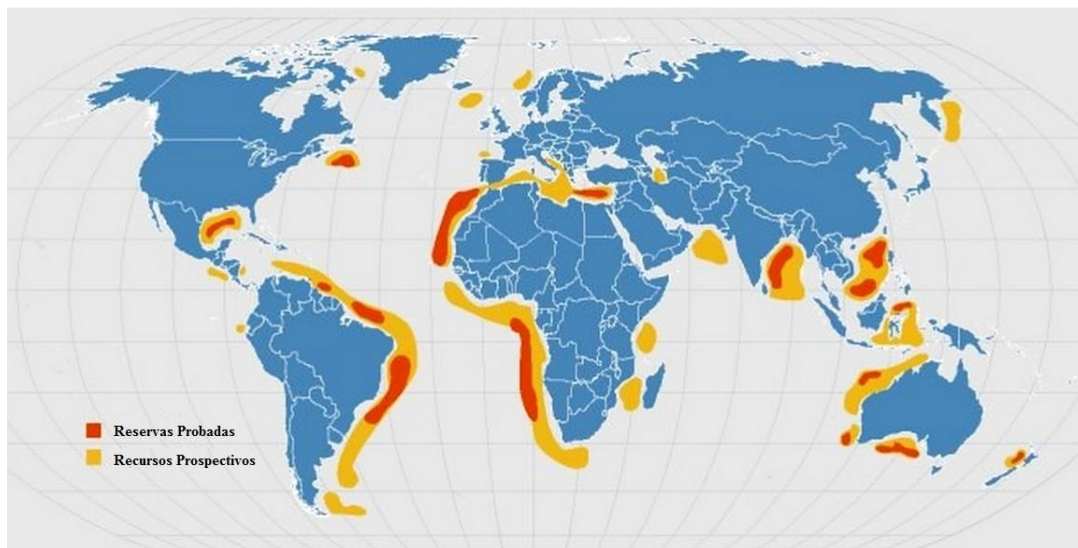


Figura 2. Reservas probadas y recursos prospectivos de Aguas Profundas

Fuente: Baker Hughes

Desde los 1990 varios países han comenzado a explotar hidrocarburos en campos de aguas profundas, con tirantes de agua mayores a los 500 metros, como se muestra en la figura XX. Al paso del tiempo las compañías petroleras ya sean nacionales o extranjeras, van descubriendo a través de la exploración, más campos en aguas profundas y ultra profundas.

A nivel mundial el descubrimiento de los campos en aguas profundas fue alrededor de los años noventa, sin embargo se comenzaron a operar por el año 2000.

En los siguientes capítulos se detallarán los antecedentes de México y tres países más de mi interés, siendo Noruega, Estados Unidos y Brasil.

1.2.1 Estados Unidos.

En la parte Estadounidense del Golfo de México se presenta una intensa actividad exploratoria desde hace varios años atrás, la cual ha superado por mucho las actividades exploratorias realizadas en México.

Por tal motivo, en la actualidad Estados Unidos tiene un mayor desarrollo en esta región. Otro aspecto que cabe destacar es que ahí operan tiene a las 30 compañías petroleras más reconocidas a nivel mundial perforando en su mar territorial, esto ha logrado que se descubran más de 190 campos; de estos 150 ya se encuentran en la etapa de explotación.

Para tener una idea, en Estados Unidos se perforan en promedio 180 pozos al año y se operan más de 100 proyectos de explotación en 48 yacimientos con diferentes niveles de desarrollo. Además, en Estados Unidos se ha desarrollado la mayor red de ductos submarinos en el mundo.

A continuación se muestra la gran diferencia que existe entre el Golfo de México del lado norteamericano y el lado mexicano.



Figura3. Actividad en yacimientos en aguas profundas y ultraprofundas del Golfo de México, tanto de México como de Estados Unidos.

FUENTE: SENER con base en National Geographic.

Estados Unidos ya cuenta con una experiencia aproximada de 20 años. El Estado no es socio en Estados Unidos.

Esto ha ocasionado que se hayan logrado descubrimientos muy significativos, alcanzando cinco millones de barriles de petróleo crudo equivalente y se ha logrado una producción alrededor de un millón medio de barriles diarios, como también una gran producción de gas ya que esta asciende a 900 millones de pies cúbicos por día.

1.2.2 México.

Entre los años 2004 al 2007 la empresa paraestatal mexicana, PEMEX, con su órgano subsidiario PEP (PEMEX Exploración y Producción) descubre cinco campos ubicados en regiones del golfo de México. Por los grandes descubrimientos que se obtuvieron, se llega a considerar como la región de México donde se encuentra el mayor potencial petrolero, ya que se estima un recurso prospectivo de 29,500

millones de petróleo crudo equivalente (mbpce), lo que representa el 56 % del recurso total del país.



Figura 4 Localización y distribución de los recursos prospectivos
FUENTE: Estrategia Nacional de Energía, Febrero 2012

En la figura 5, se presenta las áreas a las que Petróleos Mexicanos, está enfocando sus trabajos de perforación dentro del Golfo de México.

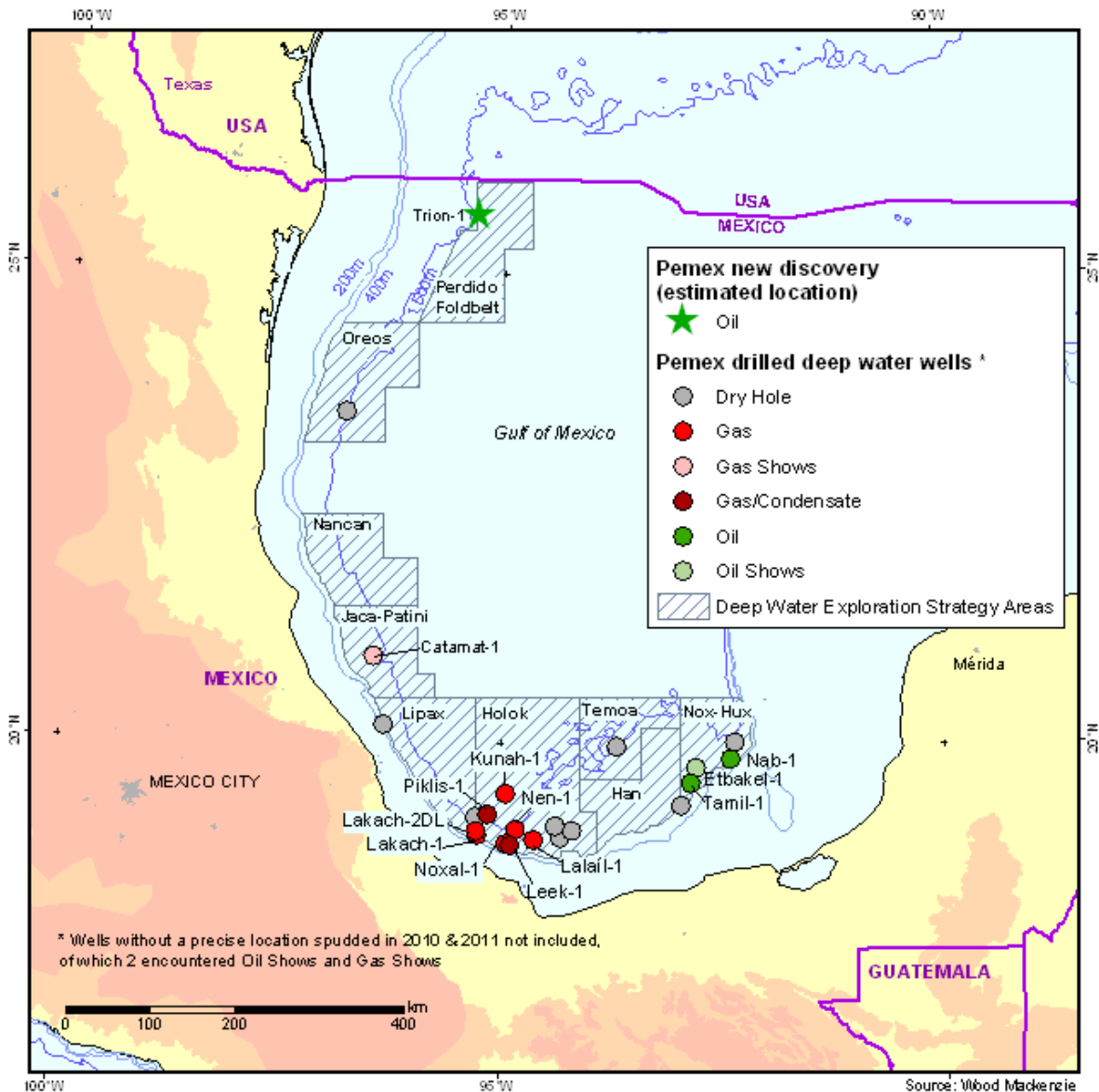


Figura 5. Los nueve sectores donde se están llevando trabajos de perforación
FUENTE: Wood Mackenzie.

Estas zonas del Golfo de México, se consideran como las áreas de mayor importancia para la exploración en aguas profundas, ver figura 5. Que están ubicados frente a las costas de los Estados de Tamaulipas, Veracruz y parte de Tabasco. (Como se muestra en la Figura 5).

En el año 2003 PEMEX comienza la perforación en aguas profundas, con el primer pozo de tirante de agua de 513 m; en el área de Chuktah-201, pero desafortunadamente este pozo resultó seco.

PEMEX, continuó perforando pozos exploratorios y en el año 2004, el pozo Nab-1 resultó productor de aceite extrapesado, a un tirante de agua de 680 metros.

Para 2006 se incorporan 1722 miles de millones de pies cúbicos de gas no asociado resultado de la perforación de Lakach-1 y Noxal-1, a tirantes de agua de 988 m y 935 m respectivamente.

En el 2008 se perfora Tamil-1 con un tirante de agua de 778 m, resultando productor de aceite. Ese mismo año se perforaron otros dos pozos el Tamha-1 y el Chelem-1 con tirantes de agua de 1,121 m y 810 m, pero que resultaron secos.

Durante 2010 se perforaron tres pozos el Lakach-2DL, Labay-1 y Piklis-1 a 1196 m, 1700m y 1945 m, resultando los tres productores de gas.

Para el año 2012; dentro una área de 12 [km²], ubicada 115 millas náuticas del puerto El Mezquital en el municipio de Matamoros, la empresa paraestatal puso en marcha el proyecto que lleva por nombre Área Perdido, perforando dos pozos exploratorios conocidos como el Supremus-1 y el Trión-1.

El 29 de agosto del 2012, PEMEX anuncia el primer descubrimiento de petróleo en aguas ultraprofundas. Resultado de la perforación del pozo Trión-1, ubicado a 177 km en las costas del Estado de Tamaulipas, encontrando la paraestatal crudo ligero dentro de los yacimientos pertenecientes al área Cinturón Subsalino del Proyecto Área Perdido. La perforación de este pozo se realizó con la plataforma Bicentenario, con un tirante de agua de 2500 m y una profundidad de 4.5 km.

Las propiedades petrofísicas del yacimiento descubierto fueron de 18% a 25% de porosidad y una permeabilidad de hasta 250 milidarcys (md), con un flujo estimado de 10 Mbpd.

Aproximadamente a los dos meses de este gran descubrimiento, se suma el descubrimiento que se logró gracias al pozo Supremus-1, encontrando crudo ligero. Este pozo está ubicado a 250 km de Matamoros, con un tirante de agua de 2900 m, siendo este el pozo perforado con mayor tirante de agua.

Las propiedades petrofísicas del yacimiento fueron de 33% de porosidad y una permeabilidad de 340 milidarcys (mD). A continuación se presenta en la Tabla 2, los pozos que se han perforado en aguas profundas en México, indicando las características principales de cada pozo perforado, así como su tirante de agua, su profundidad, año de inicio y terminación y lo más importante saber si el pozo resulto productor o no.

Nombre del Pozo	Plataforma	Tirante de agua (metros)	Profundidad (mdnm)	Año de Perforación	Año de Terminación	Resultado
Chuktah-201	Ocean Voyager	513	4,901	2003	2004	Improductivo
Nab-1	Ocean Voyager	679	4,050	2004	2004	Aceite Pesado
Noxal-1	Ocean Worker	935	3,640	2005	2006	Gas Seco
Lakach-1	Ocean Worker	988	3,813	2006	2007	Gas Húmedo No Asociado
Lalail-1	Ocean Voyager	806	3,815	2007	2007	Gas Húmedo No Asociado
Chelem-1	Ocean Voyager	810	3,125	2007	2008	Improductivo
Tamil-1	Ocean Worker	660	3,598	2008	2008	Productor No Comercial de Aceite
Etbakel-1	Ocean Voyager	681	4,525	2008	2009	Improductivo
Tamha-1	Noble Max Smith	1,121	4,083	2008	2008	Improductivo
Catamat-1	Noble Max Smith	1,230	5,025	2008	2009	Productor No comercial de Gas
Kabiil-1	Ocean Worker	739	-	2009	2009	Improductivo
Leek-1	Ocean Worker	851	-	2009	2009	Gas Húmedo No Asociado
Holok-1	Noble Max Smith	1,028	-	2009	2009	Improductivo
Labay	Noble Max Smith	1,698	-	2009	2009	Productor No Comercial de Gas
Lakach 2DL	Noble Max Smith	1,196	3,300	2010	2010	Gas Húmedo No Asociado
Piklis-1	Centenario	1,928	5,431	2010	2011	Gas Húmedo
Puskon-1	Noble Max Smith	618	8,100	2011	2011	Pendiente de Terminación
Talipau-1	Bicentenario	945	5,000	2011	2011	Pendiente de Resultado
Nen-1	Centenario	1,493	4350	2011	2011	Productor de gas seco

Tabla 2. Pozos Perforados en Aguas Profundas
Fuente: Informe de Labores CNH

CAPÍTULO 2 TIPOS DE CONTRATOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA

2.1 Introducción.

En general sólo en países que se han expropiado se da rango constitucional, ya que ahí es donde se muestra la base legal para la exploración, el desarrollo y su producción.

La Ley de hidrocarburos ofrece un marco legal, con el cual se podrán hacer regulaciones específicas con respecto al tema de los hidrocarburos, estableciendo el principio de los derechos y obligaciones que se deben de cumplir.

También cabe mencionar que existen leyes que son necesitan ajustes periódicos (tales como requisitos técnicos, los procedimientos administrativos y gastos administrativos) dicho de otras palabras es establecer ciertas regulaciones.

Para poder entender mejor que es una regulación, se presenta la definición de regulación emitida por COFEMER (Comisión Federal de Mejora Regulatoria).

“..El Estado emite reglas que norman las actividades económicas y sociales de los particulares. Mediante estas reglas se pretende garantizar el funcionamiento eficiente de los mercados, generar certeza jurídica, garantizar derechos de propiedad, evitar daños inminentes o bien atenuar o eliminar daños existentes a la salud o bienestar de la población, a la salud animal y vegetal, al medio ambiente, a los recursos naturales o a la economía. Por ello, las regulaciones son las reglas o normas emitidas por el gobierno para garantizar beneficios sociales.

Hay tres tipos de regulación gubernamental:

- La regulación económica son las disposiciones mediante las cuales el gobierno interviene en los mercados para fijar precios o cantidades de la producción, o establecer especificaciones técnicas y en general, restricciones que deben cumplir los ciudadanos y las empresas para participar en un mercado. Generalmente, este tipo de regulaciones ww establecen en mercados relativamente concentrados o caracterizados por economías de redes.
- La regulación social son las disposiciones que buscan proteger el medio ambiente y la salud humana, animal y vegetal, así como establecer condiciones para el ejercicio de profesiones y para las relaciones laborales.
- La regulación administrativa es la que organiza el funcionamiento de la propia administración pública para proveer servicios y bienes públicos...”¹

¹ <http://www.cofemer.gob.mx/contenido.aspx?contenido=89>

En la actualidad la forma en la que los gobiernos permiten la exploración, el desarrollo y la explotación, en áreas o bloques. Es a través de concesiones o contratos.

Varios sistemas jurídicos se han desarrollado para hacer frente a los derechos y obligaciones del gobierno anfitrión y de los inversionistas privados.

Estos se pueden agrupar en dos grupos:

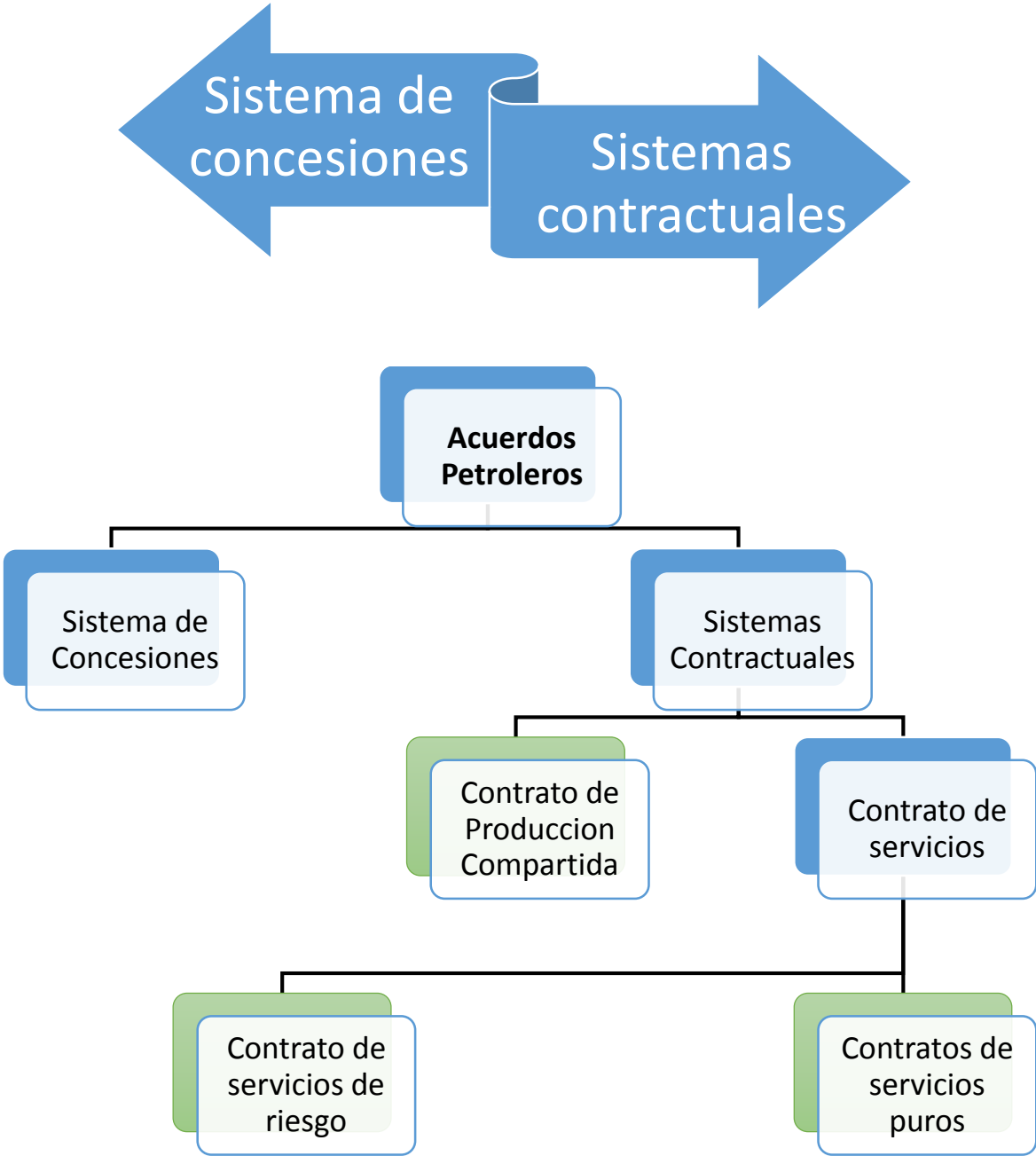


Diagrama 1. Clasificación de los acuerdos en la industria petrolera

Dentro del sistema contractual, es común que el inversionista que este bajo su régimen tendrá que asumir todos los riesgos y costos relacionados a proyectos petroleros; refiriéndonos a temas como la exploración, el desarrollo o su producción de hidrocarburos, sin embargo el inversionista obtendrá una compensación de acuerdo al riesgo.

En la mayoría de los casos, los riesgos de inversión son asumidos por las empresas petroleras, más que el Estado o propietario del recurso.

Para entenderlo de una forma sencilla, mientras mayor sea el riesgo de las actividades de inversión en un país, mayor será la porción de la renta recibida por el inversionista. Básicamente la diferencia fundamental entre estos los sistemas de concesiones y contractuales es la propiedad de los recursos naturales.

2.2 Sistema de Concesiones.

Las concesiones son los acuerdos más antiguos y surgieron cuando el Estado, se encontraba en una situación en la cual no contaban con la capacidad técnica, económica y desconocía por completo la industria petrolera.

Por tal motivo el Estado no tenía otra opción más que ceder a las compañías petroleras provenientes del extranjero el derecho de poder extraer recursos del subsuelo nacional; las primeras concesiones que se realizaron, fueron las concesiones mineras, de las cuales se tomaron como ejemplo para poder realizar las concesiones con recursos petroleros.

Este tipo de contratos se han utilizado en diferentes regiones del mundo; por tal motivo es común encontrar este tipo de contratos con diferente nombre, como por ejemplo en países de habla hispana se les conoce como “concesiones”, en los Estados Unidos son conocidas como “leases”, mientras que en el Mar del Norte las concesiones son conocidas como “Licenses”, aunque también son conocidas como sistema de regalías/impuestos.

Existen diferentes formas de concesión, tal es el caso que en sus inicios se consideraba como una desventaja para el país que las utilizaba, ya que se creía que estas representaban un país no desarrollado, sin embargo al paso de los años se ha demostrado todo lo contrario, de tal manera que las concesiones en la actualidad son utilizadas por países desarrollados como por ejemplo Estados Unidos y Noruega.

Dentro de las concesiones existe una contraprestación, en las concesiones antiguas se consideraba una regalía, la cual no dependía del valor obtenido por la producción obtenida, es algo que ya cambio en la actualidad.

Una forma en la que se cobraba un solo pago fijo, se hacía de acuerdo a las toneladas producidas de crudo, lo cual era independiente del valor de mercado del mismo.

Con respecto a los impuestos, existía una regla en ese entonces la cual era que las empresas no pagaran impuestos. Pero esto ha cambiado a nuestros días ya que ahora, el Estado tiene derecho a recibir el pago de una regalía equivalente a un porcentaje de la producción, adicionándoles pagos e impuestos estipulados en la concesión.

Concesiones	
Pasadas [1960]	Actuales
<ul style="list-style-type: none"> • Existía un pago fijo sobre los recursos producidos, independiente de su valor comercial. • El derecho sobre los terrenos de gran extensión territorial, tardaban mucho tiempo el plazo o a veces nunca se conseguía. • Los derechos sobre los hidrocarburos podían existir, aun sin producir este recurso. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se cuenta con un pago por impuestos equivalente a un porcentaje de la producción. • Las áreas concesionadas son delimitadas y se otorgan por plazos fijos. • El derecho sobre los hidrocarburos solo se obtiene cuando el recurso sea producido.

Tabla 3. Compartiva concesion pasada y actual

Como se puede ver en la tabla 3, las concesiones han cambiado muy drásticamente, de tal manera que en la actualidad aportan grandes beneficios a los países que las ofrecen.

Con las concesiones que se realizaban por los años de 1960, se puede decir que a las empresas que se les otorgaba, esta obtenía el control total sobre las actividades de la industria petrolera, desde la exploración hasta la comercialización del crudo, de tal forma que tenían cierto control sobre el precio del hidrocarburo.

Pero debido a que a lo largo de los años este sistema de concesiones ha ido cambiando en la búsqueda del balance entre el que otorga y el que recibe la concesión.

Ya que para el año de 1970 y principios de 1980, varios gobiernos comenzaron a adicionar impuesto para poder reducir las altas ganancias que tenían las empresas petroleras a la hora en que los precios del petróleo subían, con estos impuestos el gobierno podía capturar ese exceso que generaba con las alzas del precio.

En la actualidad los países que llevan a cabo este tipo de contratos tienen dentro de su régimen fiscal diferentes fórmulas sofisticadas con las cuales le ayudan al gobierno a capturar el porcentaje debido.

Para el caso mexicano, este tipo de contratos se prohíben después de la expropiación petrolera en 1938.

Desde entonces hasta el 2013 en el artículo 27 constitucional prohíbe estos contratos.

En la actualidad debido a la aprobación de la reforma energética a finales del 2013, México puede ofrecer este tipo de contratos en la modalidad de licencia con empresas extranjeras y nacionales que decidan invertir en campos mexicanos.

La concesión es la autorización que otorga el Estado con derechos y obligaciones exclusivas. La empresa que recibe la concesión trabaja con total autonomía sobre su proyecto, pero en un contrato de licencia, están bajo la regulación de un órgano de carácter estatal.

En los contratos de licencia el Estado vigilara a la empresa a través del órgano regulador del Estado, para poder saber en qué momento la empresa comienza a extraer recursos y así, poder aplicarle el impuesto correspondiente que tendrá que pagar la empresa al Estado.

2.3 Estados Unidos.

En Estados Unidos las concesiones o como son llamada allá, “Leases” han sido utilizado aproximadamente desde 1910 aproximadamente, en la actualidad la encargada de realizar las licitaciones, es la oficina de la Gestión de la Energía Oceánica para su Regulación y Aplicación (BOEME por sus siglas en ingles).

El proceso a grandes rasgos es el siguiente; las empresas interesadas tendrán que ofrecer grandes cantidades de dinero, para quedarse con la concesión (mediante una subasta), en la cual el mayor postor será al que se le otorgué la concesión.

Algo interesante de mencionar es que, para poder ser tomado en cuenta en la licitación que publica el Estado, las empresas interesadas presenta un sobre cerrado, la propuesta de su proyecto junto con el 20% del monto total que ofrecen por resultar ganadores de la concesión.

A la empresa ganadora el Estado se lo notificará y tendrá un cierto periodo para poder pagar el 80% restante.

Como se puede ver, el factor importante para el gobierno de los Estados Unidos es que la empresa pague la mayor cantidad de dinero por el bono a la firma.

El gobierno obtiene más ingresos por el pago de bono a la firma que por el pago de todos los impuestos aplicados a la producción.

También quiero mencionar que si el área que gana la empresa resulta no productora, la empresa es la única que asume el riesgo.

En la tabla 4, se muestra que la regalía y la tasa federal es la misma a diferentes profundidades.

Water Depth	Royalty Rate (%)	DWRR RSV* (mmboe)	Federal CIT Rate (%)
<200 metres	18.75	0	35
200-400 metres	18.75	0	35
401-800 metres	18.75	0	35
801-1,600 metres	18.75	0	35
1,601-2,000 metres	18.75	0	35
>2,000 metres	18.75	0	35

Tabla 4. Vigencia fiscal en Aguas profundas en USA.
Fuente: Wood mackenzie

2.4 Sistema de contratos.

Los contratos son producto de las circunstancias o factores que se presenten al momento de realizar el contrato entre Estado y contratista.

Por tal motivo no se puede decir cuál es la mejor opción si un contrato o una concesión. En los contratos el Estado tiene que pagar al contratista, en relación al tipo de contrato que se establezca, existen tres tipos de contratos.

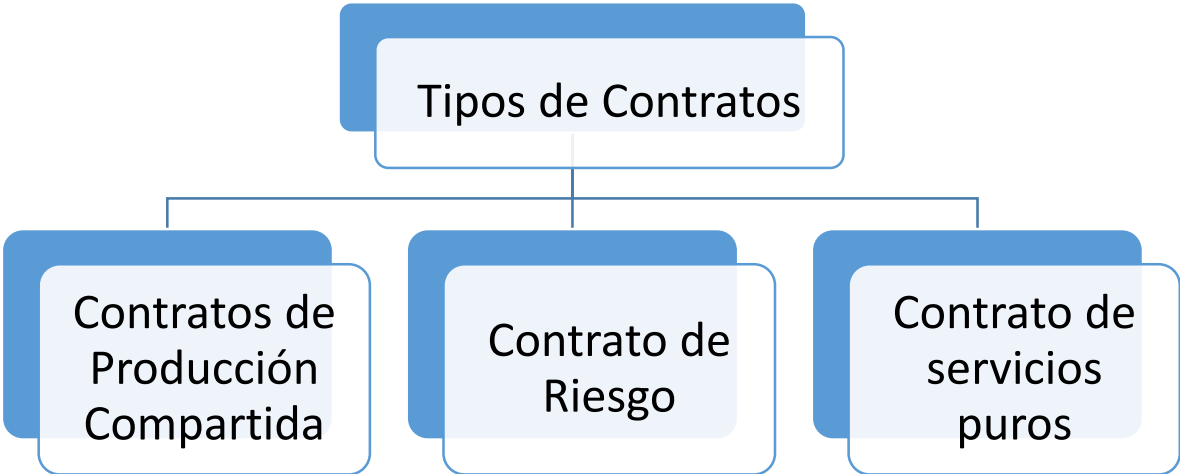


Diagrama 2. Tipos de contratos

2.4.1 Contratos de producción compartida.

Los Contratos de Producción Compartida se pueden considerar como un modelo contractual sencillo, debido a que sus términos fiscales no son relativamente fáciles. El contrato de producción compartida es un contrato mal llamado, pues la producción a boca de pozo nunca se comparte, pero si se divide en el punto de medición fiscal.

El contratista se encarga de la exploración, desarrollo y producción asumiendo todos los costos y riesgos que esto con lleve.

Si el trabajo de exploración resulta en un descubrimiento comercial, el gobierno le brinda al contratista la oportunidad de recuperar la inversión y los gastos de producción, mediante el pago esto se paga con la producción de los hidrocarburos extraídos, teniendo en cuenta las condiciones que ponga el gobierno.

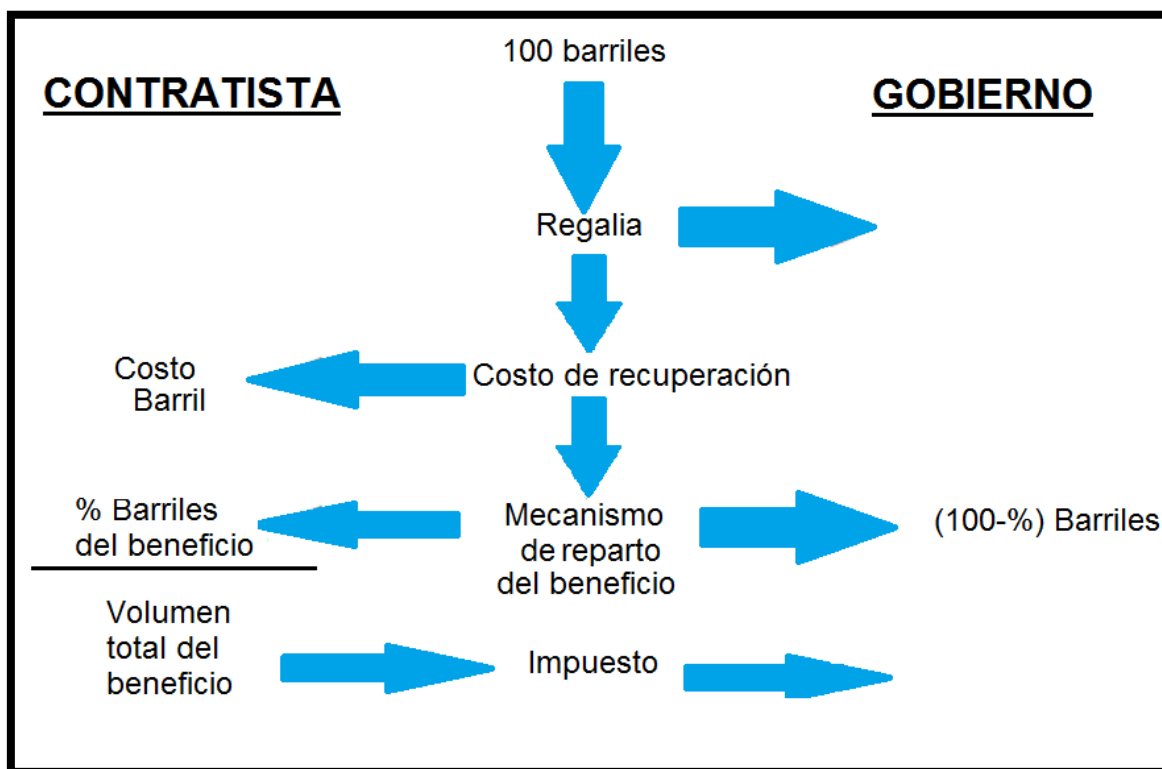


Figura 6. Ejemplo del contrato de producción compartida
FUENTE: PRMS

En México este será uno de los contratos que se podrán realizar derivado de la Reforma Energética, aprobada en diciembre del 2013.

En este tipo de contratos el gobierno debe de presentar buenos términos fiscales para que les sea interesante a los contratistas para invertir.

Otra de las ventajas que se pueden destacar de estos contratos es la capacitación continua que las empresas les brindan al personal nacional, debido a que la empresa no podrá contar con puro personal extranjero, tendrá que contratar un cierto porcentaje de mano de obra nacional.

2.4.2 Características principales de los Contratos de Producción Compartida.

Con respecto a los contratos de producción compartida tienen en particular cuentan con una estructura contractual con la cual se ha podido que exista una cierta fluidez en las tendencias de contratación entre los inversionistas y el Estado.

A continuación presento las características más relevantes de este tipo de contratos:

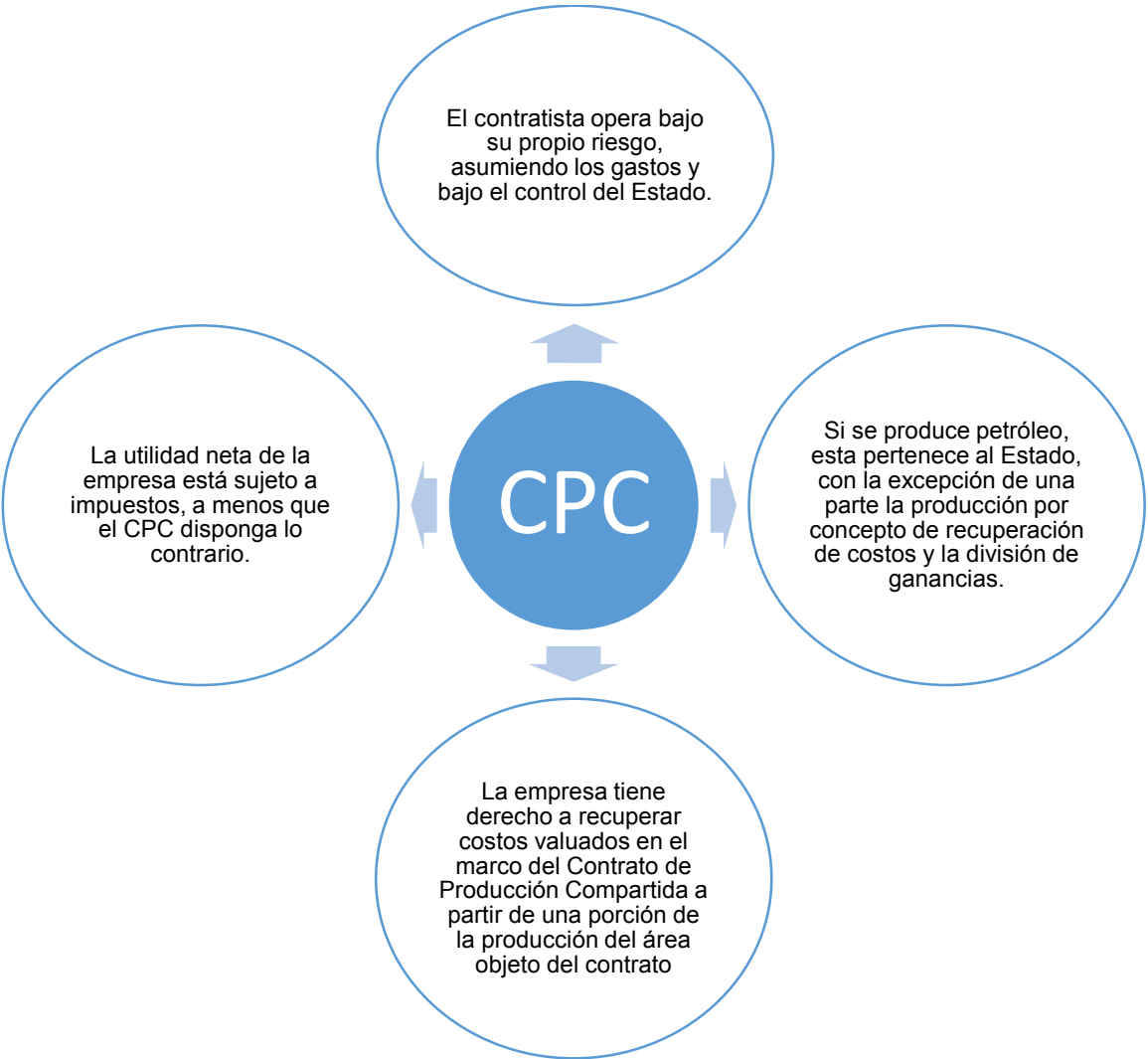


Diagrama 3. Características de contratos de producción compartida

Derechos y obligaciones del contratista

Erogar todos los fondos necesarios para comprar o arrendar todos los materiales y equipos.

Ser responsable de la preparación y ejecución del programa de trabajo, mismo que debe ser llevado a cabo conforme a las prácticas de la industria.

Proveer toda la asistencia técnica necesaria, incluyendo el personal extranjero, que sea requerido.

Podrá tener el derecho de vender, ceder, de cualquier otra forma disponer de sus derechos y participaciones de conformidad con el contrato, con consentimiento previo y por escrito del Estado.

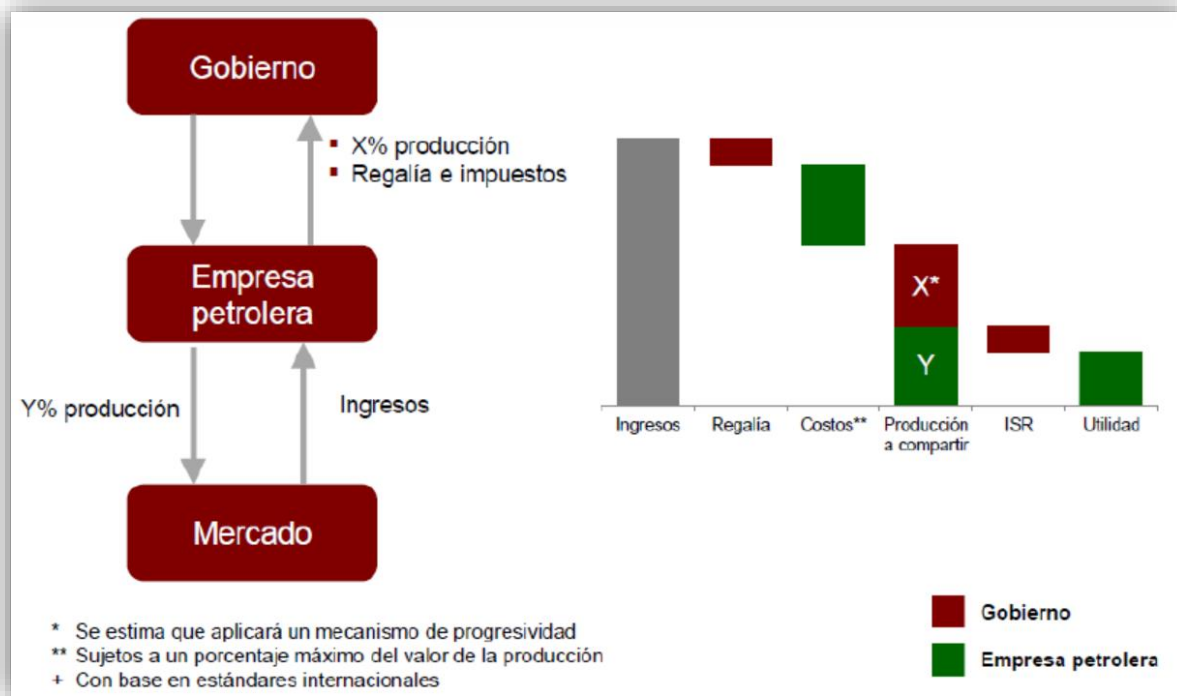


Figura 7. Esquema ilustrativo de un Contrato de Producción Compartida
Fuente: Expo Foro PEMEX 2014

Es el responsable último de las operaciones establecidas en el contrato, sin perjuicio de que este deberá consultar con el contratista, toda vez que el contratista es el principal responsable del programa de trabajo.

Apoyar y agilizar el programa de trabajo en conjunto con el contratista al proveer instalaciones, materiales y personal. Si no tuviera acceso a propios, buscará su acceso por medio de terceros. Las erogaciones que haga el Estado a instancias del contratista serán reembolsadas por el último y se incluirán en los costos de operación incurridos por el contratista.

En términos generales, la mayor parte de los CPC establecen que la responsabilidad del control y manejo de las operaciones recae en el Estado o en la empresa estatal, mientras que las operaciones cotidianas son la responsabilidad de la empresa.

Derechos y Obligaciones del Estado

Todos los derechos de los datos los tendrá de Estado, dicho datos serán los que se deriven de las operaciones petroleras, en la medida que sean obtenidas por el contratista. Sin embargo, El Estado no podrá divulgar dichos datos a terceros sin el consentimiento expreso del contratista al que dará tiempo suficiente para discutir y analizar la divulgación de dichos datos.

La posibilidad para el Estado de participar en actividades como el transporte, la refinación, y la comercialización de los hidrocarburos y en otras actividades relacionadas con estos, en conjunto con la empresa.

En este tipo de contratos se pueden distinguir dos formas para que la empresa obtenga ganancias, la primera se le conoce como “crudo por costos”, la cual la empresa recibe un porcentaje de la venta de los hidrocarburos extraídos, lo cual ayudara a la empresa a recuperar los gastos operativos.

Después de recibir esa primera parte, vendrá otro el cual se le conoce como “crudo por ganancia” el cual corresponde a un porcentaje del balance de producción del hidrocarburo extraído.

El otro sistema consta en que la empresa reciba un solo pago, de acuerdo al porcentaje que se acordó en el contrato, con dicho pago la empresa tendrá que cubrir sus gastos operativos y tener una ganancia por dicho trabajo.

En la mayoría de los casos, las empresas petroleras optan por el primer sistema contractual, en recibir dos pagos. Debido que las empresas reciben un mayor porcentaje dependiendo el riesgo que exista en el proyecto. Por lo cual los campos costa afuera generarán una mayor ganancia para las empresas en el segundo pago conocido como “crudo por ganancias”.

Cabe destacar que las empresas pagaran por su cuenta todos los impuestos que generen sus actividades operativas y de todos los ingresos generados.

2.4.3 Contratos de servicio.

Los contratos de servicio están enfocados a empresas ofrecer un servicio especializado, a una empresa operadora. En el cual a la compañía de servicio no tiene ninguna responsabilidad sobre el proyecto. Realiza su servicio, se le paga y se acabó.

Estos contratos están dirigidos principalmente a empresas que no desean tener ninguna responsabilidad con el gobierno, son completamente independientes de la compañía con la que realizo el proyecto el gobierno. Solo cobran por su servicio. El Estado tendrá todos los derechos de propiedad sobre el área, reservas y producción de hidrocarburos que se llegara a generar por los servicios brindados. Dentro de este tipo de contratos existe una subdivisión la cual es similar al de los contratos de producción compartida:

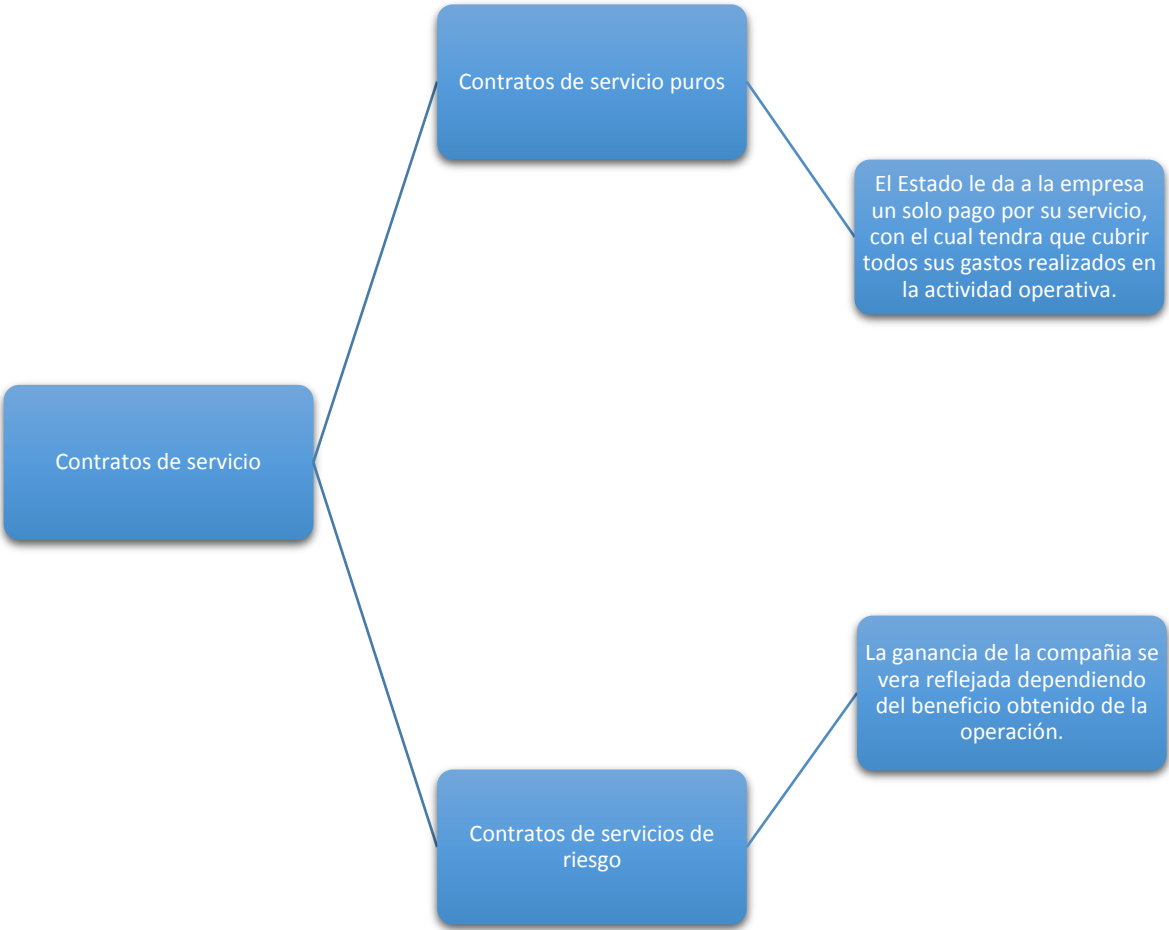


Diagrama 4. Características de los contratos de Servicio

2.4.4 Contratos de servicios de riesgo.

Este tipo de contrato lo realiza el Estado con cualquier compañía ya sea nacional o internacional, donde la empresa ganadora de la licitación podrá tener derechos de exploración y explotación.

Estos contratos funcionan de la siguiente forma, la empresa a la que se le otorguen los derechos de exploración y explotación, realizaran todos los trabajos necesarios para poder lograr el objetivo dentro de la etapa de exploración, si resulta un exploración exitosa, el Estado le permitirá llevar acabo las actividades de explotación, en caso contrario la empresa de servicios perderá toda su inversión.

Al realizar la extracción de los hidrocarburos la empresa entregara toda la producción al Estado, para que el Estado sea el encargado de llevar acabo la comercialización y la recaudación de los beneficios, con los cuales el gobierno tendrá que pagar a la empresa por sus servicios realizados, pero a este pago que se le entregará a la empresa el gobierno descontara los costos por impuestos.

2.4.5 Contratos de Servicios Puros.

Cuando hablamos de contratos puros es donde las compañías de servicio cobran por sus servicios sin tener ninguna responsabilidad sobre el proyecto, el único responsable es el gobierno o la empresa operadora que los contrata.

De acuerdo a la Society of Petroleum Engineers (Sociedad de Ingenieros Petroleros) se define como:

“... Un acuerdo entre un contratista y un gobierno que típicamente cubre un servicio técnico definido que tiene que prestarse por un tiempo determinado o completarse en un plazo específico.

La inversión del contratista está típicamente limitada al valor de los equipos, herramientas y personal usados para prestar el servicio. En la mayoría de los casos el reembolso a la empresa de servicios se establece en el contrato, sin que este tenga vínculos significativos con el desempeño del proyecto factores de mercado. El pago por servicios está normalmente basado en tarifas diarias o por hora, un monto fijo por entrega llave en mano, u otro monto específico.

Los pagos pueden ser efectuados periódicamente o cuando se complete el servicio. Los pagos en algunos casos pueden estar ligados a la operación del campo, la reducción de costos operativos o a otros parámetros relevantes. Los riesgos del contratista en este tipo de contrato están usualmente limitados a sobre-costos no recuperables, pérdidas derivadas del incumplimiento del contrato por el cliente o por el contratista, o disputas contractuales.

Estos acuerdos generalmente no tienen exposición al volumen de la producción ni a su precio de mercado, y en consecuencia usualmente no se reconocen reservas conforme a los mismos.”

Con ayuda de esta definición podemos destacar las principales características de los contratos de servicio puro:

- Estos contratos por ser de carácter personal, no cuentan con ningún derecho sobre las reservas, ni mucho menos obtener algún ingreso derivado de la producción.
- Solo se le pagara una tarifa por el trabajo y obra realizada. Los tipos de servicio que se utilizan con frecuencia son por ejemplo, estudios sísmicos, geofísicos, servicios de perforación así como también pruebas de pozo, etc.
- En ocasiones estos servicios los brindan empresa que no tienen nada que ver con la industria petrolera. Por tal motivo estos contratos no tienen por ninguna razón ofrecer una ganancia con crudo extraído y producido, ni tampoco estarán vinculadas con un contrato de compraventa del crudo.
- A las empresas que participan en este tipo de contratos solo les interesa que les paguen por sus servicios y listo.

Antes de la Reforma Energética del 2013, cabe destacar que los únicos contratos que se podían celebrar en México, era los “Contratos de Servicio”, los cuales también eran conocidos como Contratos de Servicio Múltiple o Contratos Integrales de Servicios para Exploración y Producción.

A continuación se muestra un esquema donde se explica la repartición de los bienes de un contrato de servicios puros, observando que porcentaje se queda el Estado.

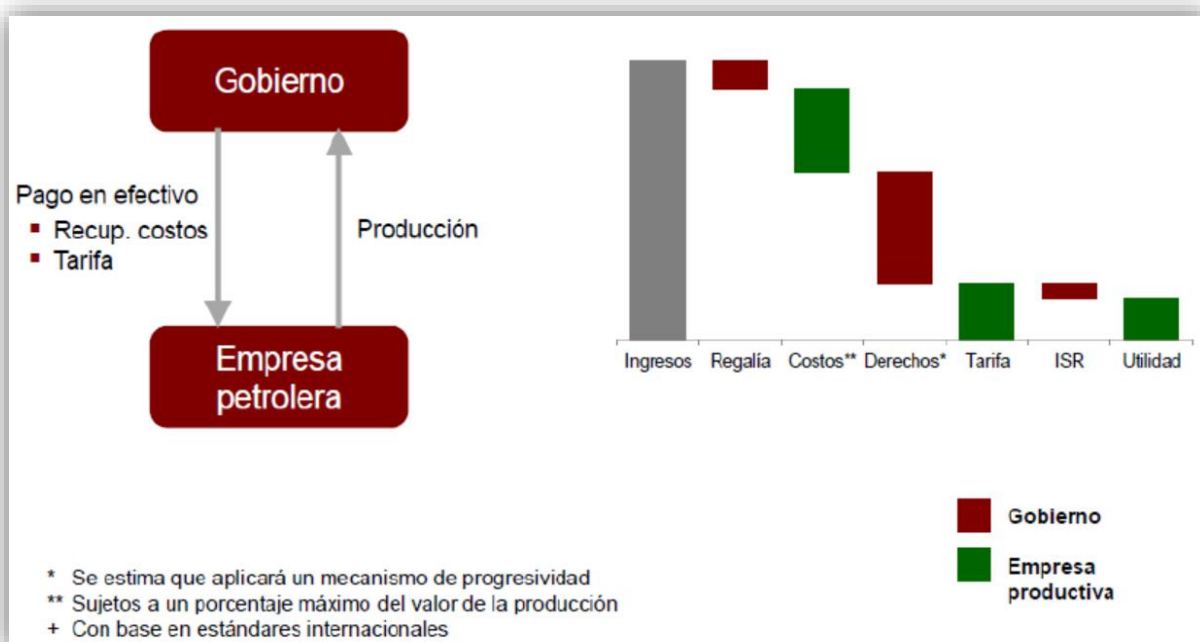


Figura 8 - Esquema ilustrativo de un Contrato de Servicios Puro
 Fuente: Expo Foro PEMEX 2014

2.4.6 Contratos de Utilidad Compartida.

Este tipo de contratos son muy parecidos a los contratos de producción compartida, lo único que los diferencia es que a los de producción compartida se les paga con producción de hidrocarburos, mientras que los de utilidad compartida reciben pagos en efectivo.

Para hablar más a detalle de este tipo de contratos, pondré lo siguiente:

- Al aceptar este tipo de contratos las empresas asumirán todo el riesgo con conlleva el proyecto, solo en caso de que el proyecto resulte exitoso, el Estado le pagará a la empresa su pago correspondiente.
- El Estado será el encargado de la comercialización y recaudar todo el beneficio monetario que se genere, para que en un futuro de ahí se le pagara a la empresa, descontándole el impuesto (ISR).
- Los ingresos que deberá recibir el Estado tendrá que ser acorde a la práctica internacional.

A continuación se muestra de manera gráfica la manera en la que operan estos contratos:

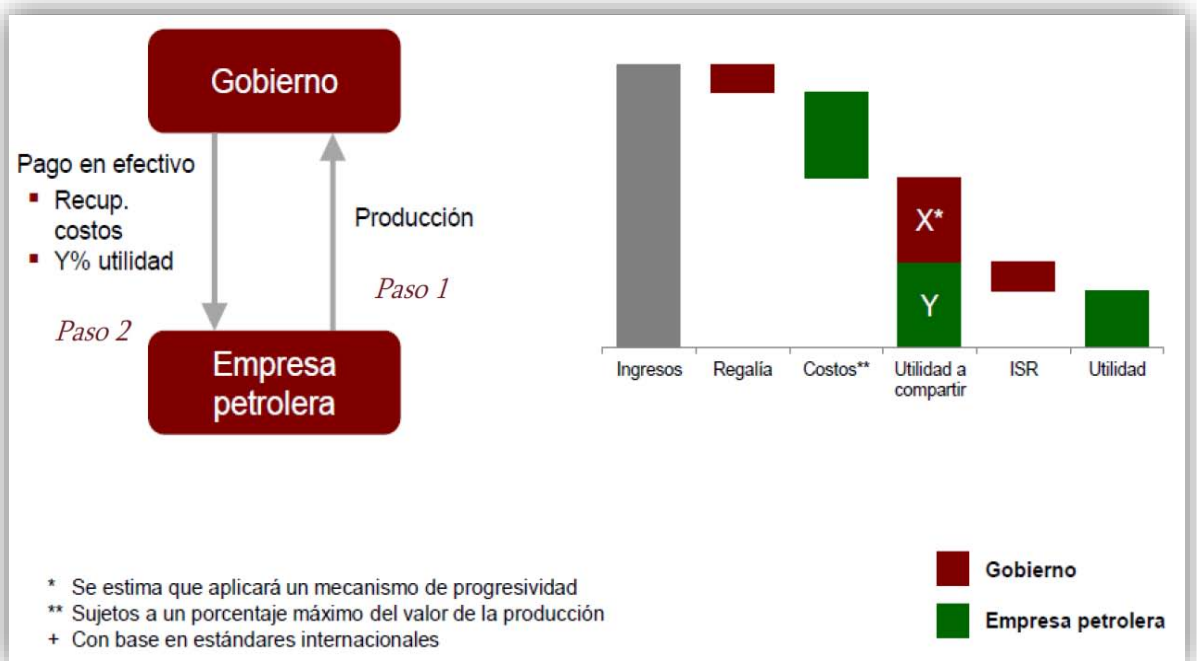


Figura 9. Esquema ilustrativo de un Contrato de Utilidad Compartida

2.4.7 Contratos de Licencia.

Los contratos de Licencia se puede definir como un contrato que le permite al Estado mexicano dar una área, para que una empresa privada o en sociedad con la empresa Nacional PEMEX, a cambio de una contraprestación que consistirá en pagar derechos e impuestos (parte en regalías y otra parte de la utilidades), que se constituirán en ingresos para los mexicanos.

La diferencia principal que se puede encontrar entre licencia y concesión es que en la licencia.

En la licencia el Estado se limita a otorgar el permiso para ejercer un derecho preexistente, mientras que en las concesiones estos derechos no existen y se crean en el momento, pero en beneficio del concesionario, siendo esto un derecho del cual carecía anteriormente.

En otras palabras el contrato de licencia es un acuerdo de voluntades, mientras que la concesión es un acto administrativo.

Para poder entender de mejor manera lo que es un contrato de licencia se presenta en forma gráfica la forma en la que opera este tipo de contrato.

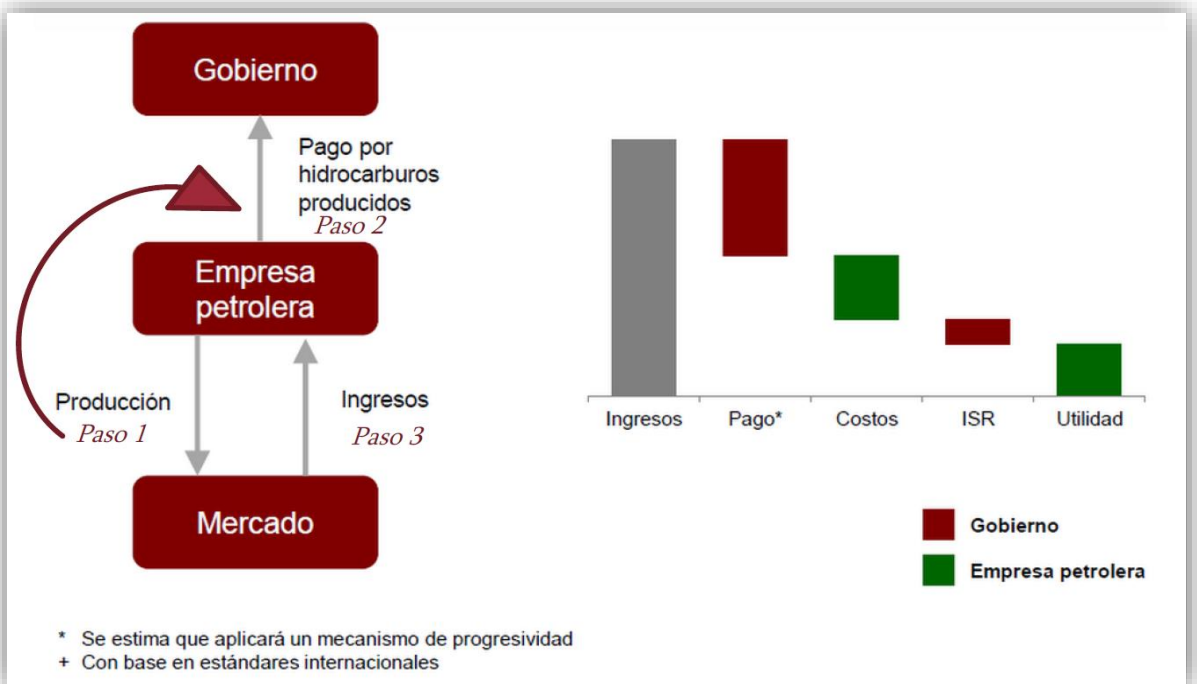


Figura 10. Esquema ilustrativo de un Contrato de Licencia

*Fuente: Expo Foro PEMEX 2014

Al analizar este esquema se puede entender de la siguiente manera, el Estado realiza una contratación de una empresa dedicada a realizar las actividades de exploración y explotación de una cierta área, de la cual el Estado ya sabe que existe un volumen recuperable.

Por lo tanto la compañía seleccionada se encargada de realizar todas las actividades necesarias para poder extraer el hidrocarburos. Es importante destacar que la empresa no tendrá ningún derecho sobre la producción obtenida, hasta que realice un pago con el fin de tener derechos sobre la producción, esto es porque en el contrato de licencia se maneja de esta manera, el Estado pide un pago a la empresa para poder tener derechos sobre el hidrocarburo extraído.

Después de realizar el pago la empresa tendrá el derecho para poder comercializarlo para poder recibir beneficios monetarios, con los cuales podrá pagar su inversión en el proyecto, lo que sobra después de cubrir los costos operativos, se le considera como utilidad bruta a la cual se le descontara el impuesto sobre la renta, después de restarle este impuesto quedara la ganancia neta que obtuvo la empresa al realizar el proyecto.

Características principales de un contrato de licencia:

- El Estado realiza un licitación , en la cual los participantes serán evaluados por las autoridades correspondientes , con el fin de poder encontrar al participante que tenga la mejor capacidad técnica como financiera para poder cubrir los requisitos que pida el Estado para dicho proyecto.
- En el contrato se deberán establecer todos los derechos y obligaciones que deberán cumplir los contratistas de acuerdo a los términos legales que existan en las regulaciones de las actividades petroleras del país.
- Los contratistas deben tener muy en cuenta lo siguiente: todos los costos de inversión, el riesgo geológico, operativo y de mercado es bajo su propia responsabilidad. Por ninguna circunstancia el Estado solamente otorga el permiso para poder trabajar el área, pero en ningún momento el Estado desembolsará efectivo.
- El derecho de poder trabajar que otorga el Estado al contratista tendrá un periodo de tiempo determinado por el mismo Estado.
- El contratista solo podrá hacer uso de la producción obtenida por su hasta que pague al Estado el permiso correspondiente para poder tener este derecho.

CAPÍTULO 3. EVOLUCIÓN DE LOS SISTEMAS DE CONTRATACIÓN EN MÉXICO EN LOS ÚLTIMOS AÑOS.

3.1 Introducción.

El 12 de agosto del 2013 se presentó la iniciativa de la reforma energética por el presidente de la República Mexicana, el Lic. Enrique Peña Nieto. Dicha iniciativa fue aprobada por el Senado de la Republica el día 11 de diciembre del mismo año y por la Cámara de Diputados al siguiente día.

El día 18 de diciembre 2013, se declara como constitucional la reforma energética por el Poder Legislativo Federal, el cual la promulga al siguiente día por el Ejecutivo y el día 20 de diciembre de 2013 la reforma es publicada en el Diario Oficial de la población.

Entre los objetivos que ofrece la reforma energética para los mexicanos son los siguientes:

1. Reforzar a PEMEX y CFE.
2. Generar empleos.
3. Disminuir costos de luz y gas.
4. Reforzar la rectoría del Estado como propietario del petróleo y gas, como regulador de la industria petrolera.

Solo hablare de los cambios que surgirán dentro de la industria petrolera, omitiendo los cambios que habrá dentro de la industria eléctrica; dentro de los artículos 25, 27 y 28 constitucionales se indica que la Nación es propietaria de los hidrocarburos del subsuelo y establece que son actividades exclusiva del Estado así como la exploración y extracción de hidrocarburos en estado líquido, solido o gaseoso.

La forma en la que el Estado podrá realizar las actividades dirigidas a la exploración y extracción de hidrocarburos, será a través de asignaciones que se le otorguen a PEMEX, por contratos con PEMEX o con particulares y con PEMEX asociado con particulares. Los contratos que se podrán celebrar en México serán cuatro:

1. Contrato de Servicios.
 - ✓ Contrato de Utilidad compartida.
 - ✓ Contrato de Producción Compartida.
 - ✓ Contrato de licencias.

Estos tres tipos de contratos permiten a los contratistas transferir los riesgos geológicos y financieros de la Exploración y Extracción.

La institución encargada de realizar las licitaciones de los bloques, será la Comisión Nacional de Hidrocarburos, así como la suscripción y la administración de los contratos.

Se abrirán las puertas para la inversión privada, con lo cual existirá en México, competencia tanto en el tratamiento como en la refinación de petróleo, en el transporte, en almacenamiento y distribución de petróleo, de gas natural, gasolina, diésel y todos sus derivados.

La empresa paraestatal, Petróleos Mexicanos se convierte en Empresa productora del Estado, lo cual implica tener autonomía técnica, de gestión y presupuestal. Lo mismo sucede para la Comisión Federal de Electricidad. El objetivo de ambas, será el de crear valor económico e incrementar los ingresos de la Nación.

Para el caso de Petróleos Mexicanos, se modifica su régimen fiscal debido a que le impedía contar con los recursos suficientes para su desarrollo. Por tal motivo era urgente una modificación al régimen fiscal. Con el nuevo Régimen Fiscal que se le aplicará a Pemex,... "esté tendrá una reducción histórica en el monto de pagos de derechos de hasta 90 mil millones de pesos anuales"².

Se creara el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENEGAS), dicho centro será el encargado de administrar, coordinar y gestionar de forma eficiente la red de ductos y el almacenamiento del gas natural.

También se crea el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo, el cual tendrá como sus funciones principales el de recaudar y administrar los ingresos petroleros de la Nación que son derivados de las asignaciones y contratos, (sin incluir los impuestos), teniendo como fin el de procurar la estabilidad de las finanzas públicas de México. Los recursos estarán enfocados a lo siguiente:

- Sistema de pensión universal.
- Ahorro de largo plazo.
- Ciencia y tecnología.
- Infraestructura para el desarrollo nacional.
- Becas.

Todo esto se maneja como un Fideicomiso en el Banco de México, con un comité integrado por cuatro consejeros independientes y tres del Estado. La Secretaría de Energía (SENER), tiene un papel muy importante ya que es la cabeza del sector energético, la SENER se encargara de definir la política energética y será la que adjudicaciones que se le otorgarán a PEMEX, otra de sus actividades más importantes a realizar es el de, decir cuales áreas se pueden considerar para licitar en los contratos de exploración y extracción de petróleo y gas.

² <http://www.oem.com.mx/laprensa/notas/n3501713.htm#sthash.3R0RDx1X.dpuf>

También se encargara del diseño de los contratos y los lineamientos técnicos (con apoyo de la CNH) para su licitación y otorgará permisos para realizar las actividades de tratamiento y refinación del petróleo, lo mismo para el gas natural.



Diagrama 5. Contratos en México

Fuente: CEFP

3.2 Asignaciones.

Una Asignación se considera como el acto jurídico administrativo mediante el cual el Ejecutivo Federal otorga exclusivamente, a un Asignatario el derecho para realizar actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en el Área de Asignación.

Cabe destacar que las asignaciones solo se otorgan a Empresas Productivas del Estado para la exploración y extracción de hidrocarburos. Es importante indicar que solamente se podrán celebrar Contratos de Servicios para las actividades relacionadas con las Asignaciones, bajo los esquemas que permitan aumentar la productividad y rentabilidad. Estas asignaciones son las asigna directamente la Secretaria de Energía (SENER).

3.3 Contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.

Para poder definir lo que es un contrato para la exploración y extracción es un acto jurídico que suscribe el Estado mexicano, a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, por el que se conviene la exploración y extracción de hidrocarburos en un área contractual y con una duración específica, tanto para empresas productivas del Estado como para particulares.

3.4 Regulador en la industria petrolera en México

La Comisión Nacional de Hidrocarburos se creó con el propósito de poder enfrentar los retos que se presentan en la industria de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.



Teniendo como fin garantizar a mediano y a largo plazo la seguridad energética del país, por tal motivo en abril de 2008, el presidente Felipe Calderón presento al Congreso de la Unión la iniciativa para la Reforma Energética, donde incluyó lo siguiente:



El presidente propone la instalación de un Organó desconcentrado de SENER, dotado de autonomía técnica y operativa, que se desempeñara como instrumento de apoyo indispensable para fortalecer al Estado, siendo este el rector de la industria petrolera.



El 28 de noviembre de 2008, se publica en el Diario Oficial de la Federación, la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (LCNH), por virtud de la cual el Congreso de la Unión instituyó la CNH. En ese momento se reconocen su existencia y sus atribuciones dentro de la Ley Organica de la Administración Pública y la Ley Reglamentaria del Art.27 constitucional en el ramo petrolero.



De esta manera, la CNH queda formalmente instalada **el 20 de mayo de 2009**, mediante el nombramiento presidencial de cinco comisionados integrantes de su organo de gobierno.

3.4.1 Objetivo de CNH

“...El objetivo fundamental de la Comisión Nacional de Hidrocarburos es regular y supervisar la exploración y extracción de carburos de hidrógeno que se encuentren en mantos o yacimientos, cualquiera que fuere su Estado físico, incluyendo los Estados intermedios, y que compongan el aceite mineral crudo, lo acompañen o se deriven de él, así como regular y supervisar las actividades de proceso, transporte y almacenamiento que se relacionen directamente con los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos”³....

³ www.cnh.gob.mx/AcercadelaCNH

“La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) tiene la encomienda de regular, supervisar y evaluar las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos del país.”

Para esto,... “la CNH podrá suscribir y administrar Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos a nombre del Estado mexicano, atendiendo en todo momento a los principios de máxima transparencia y mejores prácticas internacionales, para contribuir al óptimo desarrollo de la industria energética nacional. Asimismo, corresponde a la CNH establecer y administrar el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH).”⁴

**COMISIÓN
NACIONAL DE
HIDROCARBUROS**

Principales actividades

Regular y supervisar el reconocimiento y la exploración superficial.

Prestar asesoría técnica a la Secretaría de Energía.

Administrar en materia técnica, las asignaciones y contratos.

Licitación y suscribir los contratos para la exploración de hidrocarburos.

⁴ Misión, página [<http://www.cnh.gob.mx/1200.aspx>]

4. PEMEX después de la Reforma Energética

La administración de Petróleos Mexicanos se tendrá que modificar por completo, debido a que PEMEX cambiara a ser una Empresa Productiva del Estado, de tal manera que ahora el consejo de administración contara con cinco consejeros independientes designados por el Ejecutivo y ratificados por el Senado. Donde un consejero será titular de la Secretaria de Energía (SENER) y otro de la Secretaria de Hacienda y Crédito Público (SHCP). Haciendo hincapié de la Ley de Petróleos Mexicanos donde dice lo siguiente:

“...Petróleos Mexicanos podrá realizar las actividades, operaciones o servicios necesarios para el cumplimiento de su objeto por sí mismo; con apoyo de sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, o mediante la celebración de contratos, convenios, alianzas o asociaciones o cualquier acto jurídico, con personas físicas o morales de los sectores público, privado o social, nacional o internacional, todo ello en términos de lo señalado en esta Ley y las demás disposiciones jurídicas aplicables...”⁵

En base a esto; una empresa subsidiaria se considera también como empresas productoras del Estado, con personalidad jurídica, patrimonio propio y su organización y funcionamiento estará sujeta a la conducción, dirección y coordinación de PEMEX. Mientras tanto las empresas filiales son aquellas en las que PEMEX tiene una participación directa o indirectamente, con el 50 por ciento, de su capital social.

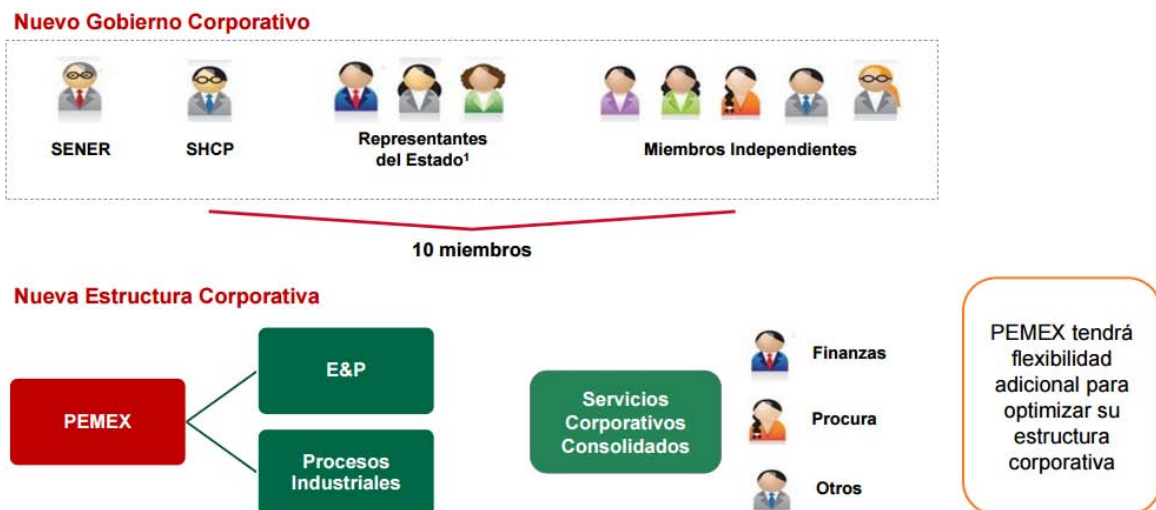


Figura 11. Estructura PEMEX
FUENTE: www.pemex.com

⁵ Ley de Petróleos Mexicanos, artículo 6.

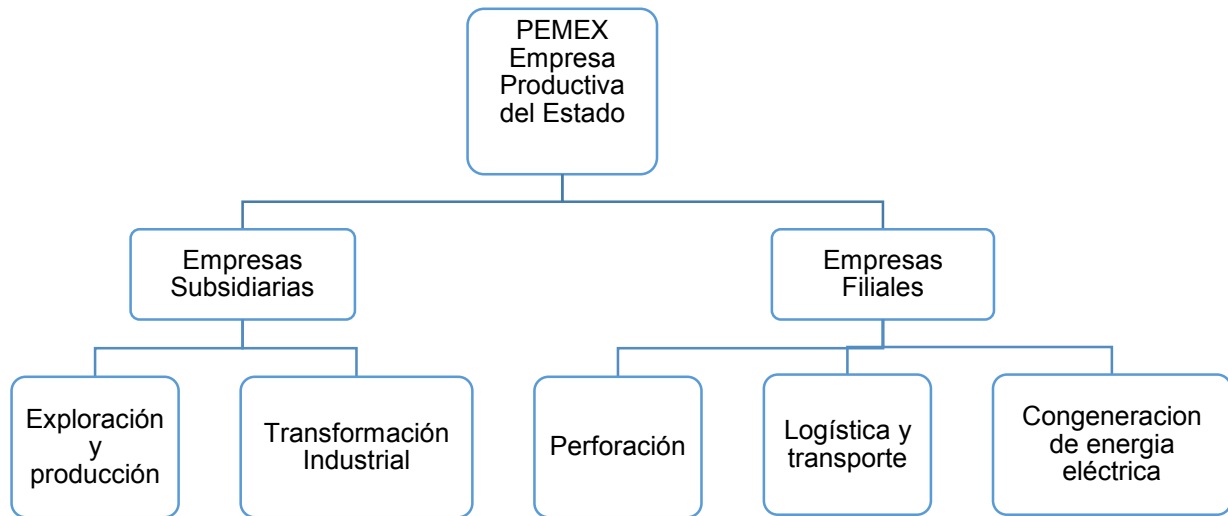


Diagrama 6. Estructura en PEMEX
FUENTE: CEFP

CAPÍTULO 4. RÉGIMEN FISCAL EN MÉXICO 2014

4.1 Introducción

Para que el gobierno pueda realizar sus actividades necesita tener recursos monetarios, los cuales los administrara para poder cubrir los gastos públicos, dichos recursos son obtenidos por medio de los ciudadanos, de las exportaciones, de productos, pero de las aportaciones más importantes es la producción petrolera. Estos pagos mejor conocidos como impuestos, generan un flujo de efectivo constante para el Estado con el cual podrá realizar sus actividades. Si se ve desde otra perspectiva el ciudadano paga por los servicios que le brinda el Estado, entendiéndose servicio como:

- Transporte públicos.
- Hospitales.
- Bomberos.
- mantenimiento de vías públicas.
- Etc.

Explicando más a fondo los impuestos, estos se dividen en dos categorías, impuestos directos e indirectos.

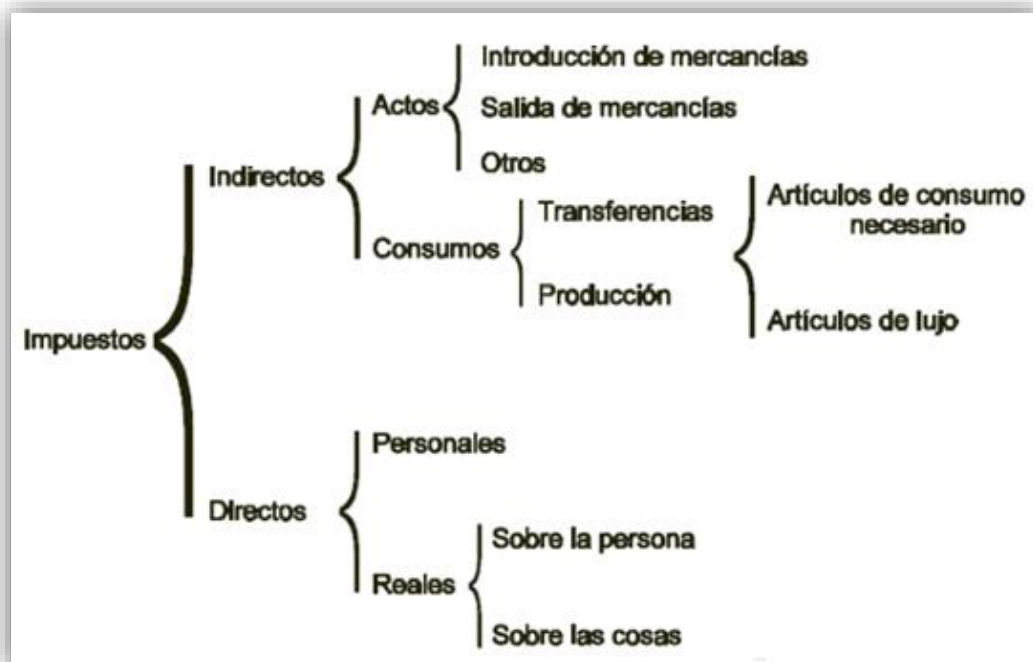


Figura 12. Clasificación de Impuesto
FUENTE: Ernesto Flores, 1972

4.2 Impuestos

La definición de impuesto viene de la palabra del latín “impositus”, el cual se refiere a la acción de realizar un tributo, el cual se le pide de acuerdo a la capacidad financiera de las persona que estén exentos de darlo.

4.2.1 Tipos de Impuestos

Existen dos tipos de impuesto, los directos e indirectos, a continuación una definición breve.

4.2.2 Impuestos Directos

Este tipo de impuesto también conocidos como imposición directa, están enfocados directamente a los ingresos monetarios que tiene una persona tanto física como moral por motivos de alguna propiedad o la renta de un inmueble.

- Impuesto del ISR, (Impuesto Sobre la Renta).
- Impuesto al activo (IMPAC).

4.2.3 Impuestos Indirectos

Estos impuestos son aquellos que gravan el consumo, pero también están enfocados al comercio exterior, refiriéndonos a la compra de bienes y servicios.

- Impuesto a la Importación.
- Impuesto a la Exportación.
- Impuesto Valor Agregado (IVA).
- Impuesto Especial Sobre Producción y Servicios (IEPS).

4.3 Régimen Fiscal

Para poder entender el régimen fiscal primero vamos a dar la definición que encontramos en el diccionario; Régimen proviene del latín y se entiende como el sistema político y social, que rigen una región. También se puede entender como el conjunto de normas que regula una cosa o una actividad.

Fiscal, se refiere al fisco, el fisco se considera como el conjunto de haberes, bienes y rentas que le pertenecen al Estado. Lo cual se entiende que existirá un vínculo con el Estado por medio de los organismos públicos dedicados a la recaudación de los impuestos.

Por lo tanto puedo decir que el régimen fiscal es un conjunto de las normas e instituciones que rigen la situación tributaria de una persona física o jurídica.

En otras palabras, son los derechos y obligaciones que surgen de una determinada actividad económica, cuya condición es susceptible de organizarse y agruparse para llevar a cabo el control y verificación de las mismas.

Es importante destacar que en el mundo se manejan diferentes regímenes, los cuales dependen mucho en primera del tipo de recursos que se cuentan en el país y segunda cuestiones políticas o sociales.

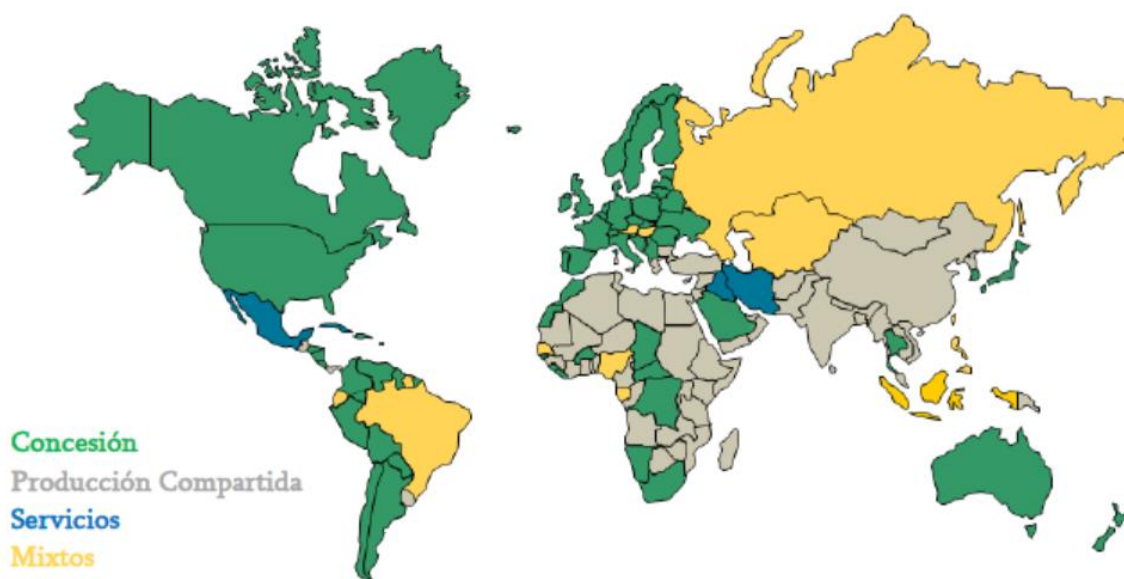


Figura 13. Sistemas Fiscales utilizados alrededor del mundo

*Fuente: CNH

Dichas contribuciones de ingresos que recauda el gobierno que provienen de los impuestos, que pagan los contribuyentes, tienen como fin costear los servicios públicos que el Estado brinda para la sociedad.

Para entender mejor como funciona un sistema fiscal, este debe de contar, con dos grandes principios, “del beneficio, el cual sostiene que los individuos debe de ser gravados en proporción al beneficio que reciben de los programas del gobierno y el de la capacidad de pago, que afirma que la cantidad de impuestos pagados debe de relacionarse con su ingreso y debe de ser redistribuido”⁶, así como también contar con ciertas características, así como:

- Eficiencia económica.

La Eficiencia Económica, se refiere dentro de un sistema económico el de utilizar los recursos productivos a fin de satisfacer las necesidades.

- Sencillez Administrativa.

Se refiere a los costos de administración y de cumplimiento deben ser bajos los mecanismos del sistema deben de permitir una fácil administración.

- Flexibilidad.

Se refiere a que el sistema debe de ser capaz de adaptarse a cambios que provengan de circunstancias económicas.

- Transparencia.

Un sistema tributario tiene responsabilidad política cuando es transparente.

- Justo.

Obliga pagar más impuestos a los que pueden soportar mejor la carga tributaria. (Stiglitz, 2000).

- Equidad.

El sistema fiscal no debe beneficiar a una sola parte de los sectores de la economía, el cual debe ser equitativo e estimular el desarrollo de distintos grupos.

- Homogeneidad.

Debe de haber congruencia y consistencia a través del manejo de regímenes similares para los distintos proyectos.

⁶ Por lo general los sistemas fiscales organizados sobre el principio de capacidad de pago son redistributivos, lo que significa que pueden captar fondos de la gente que más ingresos o riqueza tienen para incrementar los ingresos y el consumo de los grupos más pobres. (Samuelson, 2010. Pág. 318)

- Neutralidad.

El impuesto no debe de distorsionar las decisiones de inversión.

- Precaución y corrección.

El impuesto debe de evitar cualquier consecuencia que perjudique la competencia económica en el mercado además de atenuar las imperfecciones de ésta.

- Sustentabilidad.

Debe de permitir la cobertura duradera de los gastos.

- Competitividad.

Permite la rentabilidad y la participación, frente a los costos de oportunidad que representa la competencia en el mercado internacional.

- Progresividad.

La imposición no debe de afectar la viabilidad de proyectos, el sistema recauda una mayor proporción de recursos cuando los ingresos son altos logrando incentivos a la producción.

- Estabilidad.

Debe de contribuir a amortiguar automáticamente las fluctuaciones de la actividad económica para favorecer la estabilidad macroeconómica.

- Estimulo.

El sistema fiscal debe de orientarse a no obstaculizar el desarrollo y ejercer una influencia positiva en las fuerzas que lo condicionan. (AYALA, 2001).

4.4 Régimen Fiscal 2014

El régimen fiscal que se le aplicaba a Petróleos Mexicanos y a sus empresas subsidiarias hasta 2013, contaba con impuestos excesivos lo cual implicaba una gran pérdida en las ganancias provenientes de la producción, debido a que la mayor parte de las ganancias quedan con el gobierno por la recaudación tributaria, mientras que un porcentaje mucho menor es para la paraestatal, PEMEX. Esto ha representado un gran problema para PEMEX, ya que la empresa ha tenido que reducir sus costos de mantenimiento, ya que transfiere el 68% de sus utilidades totales, aunado a que la empresa debe de recurrir al financiamiento y deuda para poder cubrir el pago de impuestos.

Aun con todo esto, PEMEX ha podido salir adelante debido a los costos del petróleo, que en promedio rodean los 100 dls/barril, en el trimestre de 2013. Con lo cual podía...”obtener utilidades que promedian el 49 % de sus ventas tras costos de operación y tras el pago de impuestos, el actual régimen fiscal le ha generado pérdidas de manera constante”⁷ (PEMEX 2012).

Los organismos subsidiarios de PEMEX, son los siguientes:

- PEMEX Corporativo.
- PEMEX Exploración y Producción (PEP).
- PEMEX Refinación (PREF).
- PEMEX Gas y Petroquímica Básica (PGPB).
- PEMEX Petroquímica (PPQ).

Las empresas subsidiarias cada uno aporta un porcentaje de acuerdo a sus capacidades, a continuación se presenta en la Grafica 1, la excesiva carga tributaria que paga cada subsidiaria de PEMEX y sus ingresos que tiene cada una.

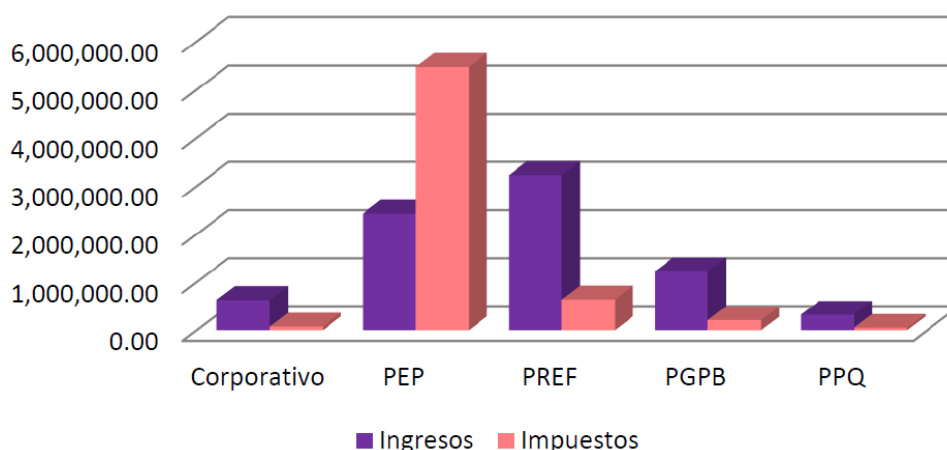


Diagrama 7. Relación de ingresos e impuestos
Fuentes: Rendición de cuentas, PEMEX, 2006-2012.

Como se puede ver en la Grafica 1, se aprecia que la subsidiaria PEP, paga una cantidad de casi el doble de lo que se obtiene de ingresos, dichos ingresos fueron de 58,989 Mp entre 2011 y 2012. En el año 2012, los impuestos y derechos un nivel máximo histórico, sumando 902,700 Mp, lo cual supero por 28,000 Mp las contribuciones de 2011. Dicha cantidad represento el 54.8% de las ventas y el 99.9% de la utilidad de operación. “Este aumento se debe principalmente al incremento marginal de 0.76% en el precio de la mezcla mexicana de crudo de exportación. (PEMEX, 2012).

⁷ El Economista, 2013.

Características principales del régimen fiscal 2014, cada una se encuentra explicada cada una dentro de la Ley Federal de Derecho. En el artículo 254.

- Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos (84%). **71.5%**
- Derecho de Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización (12.8%).
- Derecho para el Fondo de Investigación Científica y Tecnológica (1%)
- Derecho Especial sobre Hidrocarburos (0.9%)
- Derecho Extracción de Hidrocarburos (0.6%)
- Derecho Extraordinario sobre Exportación de Petróleo (0.4%)
- Derecho Adicional sobre Hidrocarburos (0.4%)
- Derecho para Regular y Supervisar Exploración y Explotación (0.04%)
- Derecho para Fiscalización Petrolera (0.004%)

4.5 Nuevo Régimen Fiscal de PEMEX

El nuevo régimen fiscal tiene como objetivo principal reducir la excesiva carga tributaria que se le ha venido aplicando a PEMEX, ahora el nuevo régimen fiscal está basado en un contrato que se formalizará entre el Estado y Petróleos Mexicanos; con dicho contrato se podrá obtener la renta petrolera y los impuestos que genera la actividad industrial. Por tal motivo es importante destacar que existirá un régimen fiscal el cual será aplicado a PEMEX y a sus organismos subsidiarios. Existirá un régimen el cual estará dirigido a los contratos de utilidad compartida, este tipo de contrato serán aplicado a las asignaciones de exploración y extracción de hidrocarburos.

Petróleos mexicanos junto con sus organismos subsidiarios serán contribuyentes del ISR (Impuesto Sobre la Renta) como cualquier otra empresa en México y cubrirán las demás contribuciones, productos y aprovechamientos conforme a las normas fiscales que se le apliquen. Se tendrá que pagar una cuota fija por las áreas que se encuentren en la etapa de extracción, esto con el fin de que PEMEX tenga un incentivo, esto con el fin de no retrasar el desarrollo de las áreas. De acuerdo al tema de las regalías que se van a cobrar por la extracción de hidrocarburos, se encuentra alrededor del 10 por ciento del valor de la producción. Mientras tanto la distribución de la utilidad operativa que habrá entre el Estado y PEMEX será de acuerdos preestablecidos, los cuales estarán ajustados de acuerdo a la rentabilidad acumulada del contrato. Esto se es calculado, tomando en cuenta todos los costos que se generaron en la exploración y extracción. Con este nuevo régimen, se pretende que exista una transparencia a la hora de tomar la decisión, entre tomar las utilidades por medio de la figura de dividendo estatal o reinvertir.

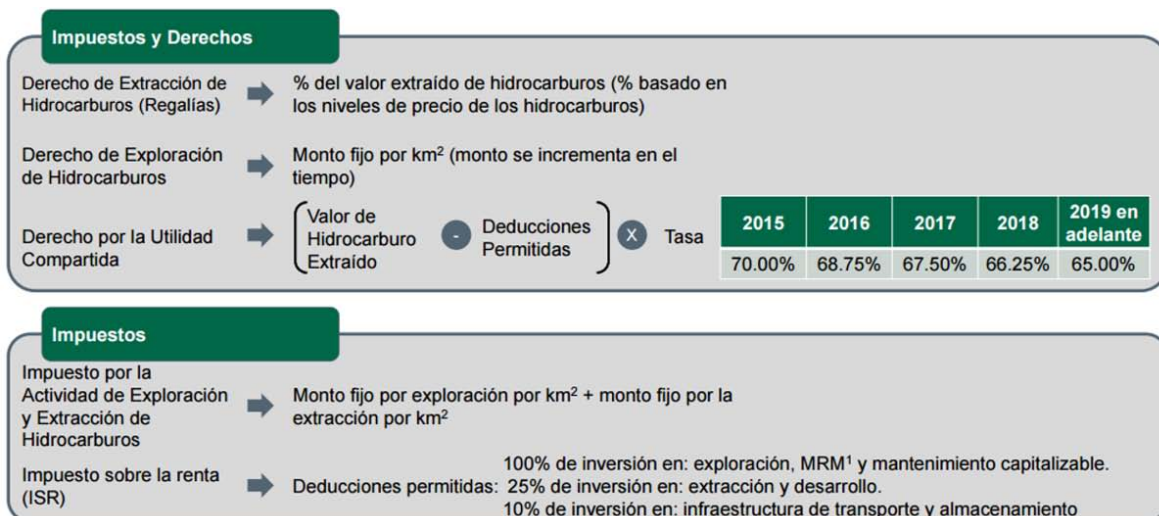


Figura 14. Régimen Fiscal para asignaciones
FUENTE: www.pemex.com

Dentro de esta nueva estructura a la que va entrar Petróleos Mexicanos, se está considerando ciertos mecanismos enfocados al correcto control y registro de todos los costos, inversiones y producciones que tenga la PEMEX, esto con el fin de presentar una continua transparencia y rendición de cuentas a la sociedad.

Este nuevo régimen fiscal se ira aplicando a PEMEX, de una forma gradual a partir de enero del 2015, se comenzara con las actividades de exploración y extracción siendo estas las áreas donde más influye dicho régimen.

Se espera que sean niveles mínimos de dividendo estatal, los cuales los entrega PEMEX año con año al Estado. Dichos niveles se fijaran para el primer año en el que entre en vigor dicha ley, se tiene como mínimo un 30 por ciento de los ingresos que se generen por los contratos de utilidad compartida. Los niveles irán reduciendo gradualmente, teniendo como finalidad eliminarse en el año 2026.

Se piensa en generar incentivos para que PEMEX, conduzca niveles óptimos de exploración, inversión y extracción de hidrocarburos, esto de acuerdo con cumplir la política nacional energética nacional, moderna y transparente.

Tanto PEMEX y sus organismos subsidiarios, tendrán la capacidad de ejercer su presupuesto de manera directa, esto sin transitar por procesos de autorización ante SHCP, habiendo excepciones cuando se afecte el balance financiero o exista un aumento de servicios personales.

Por último el régimen de deuda de PEMEX, se consolida en un solo instrumento normativo, aunado a esto es que se pretende reducir procesos redundantes y ciertos mecanismos obsoletos del régimen de deuda actual.

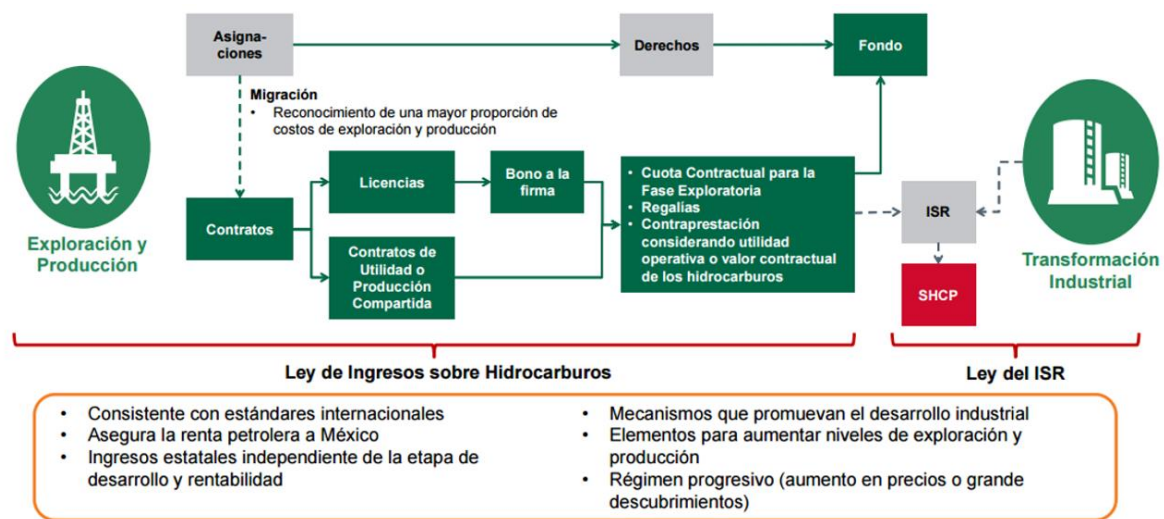


Figura 15. Régimen fiscal del sector petrolero

FUENTE: www.pemex.com

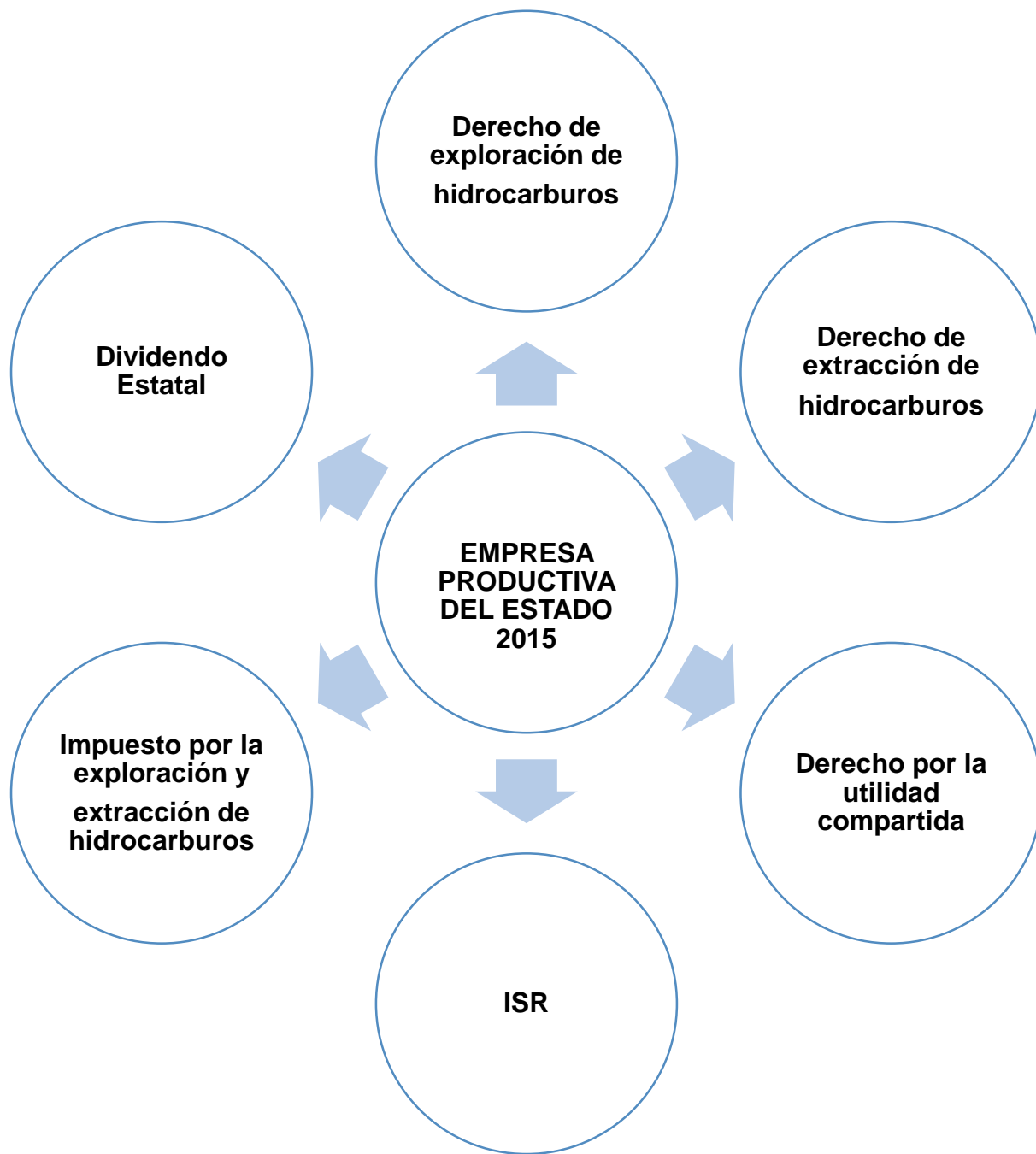


Diagrama 8. Características principales del nuevo Régimen Fiscal 2015
Fuente: CEFP

4.5.1 Derecho de exploración de hidrocarburos

Este derecho se encuentra dentro de la ley de ingresos sobre hidrocarburos el cual consta en realizar un pago mensual cada una de las áreas que fueron asignadas, pero que a su vez no se encuentren en la etapa de producción. Solo este derecho aplica, en la etapa de exploración.

Este pago se efectuará de la siguiente manera:

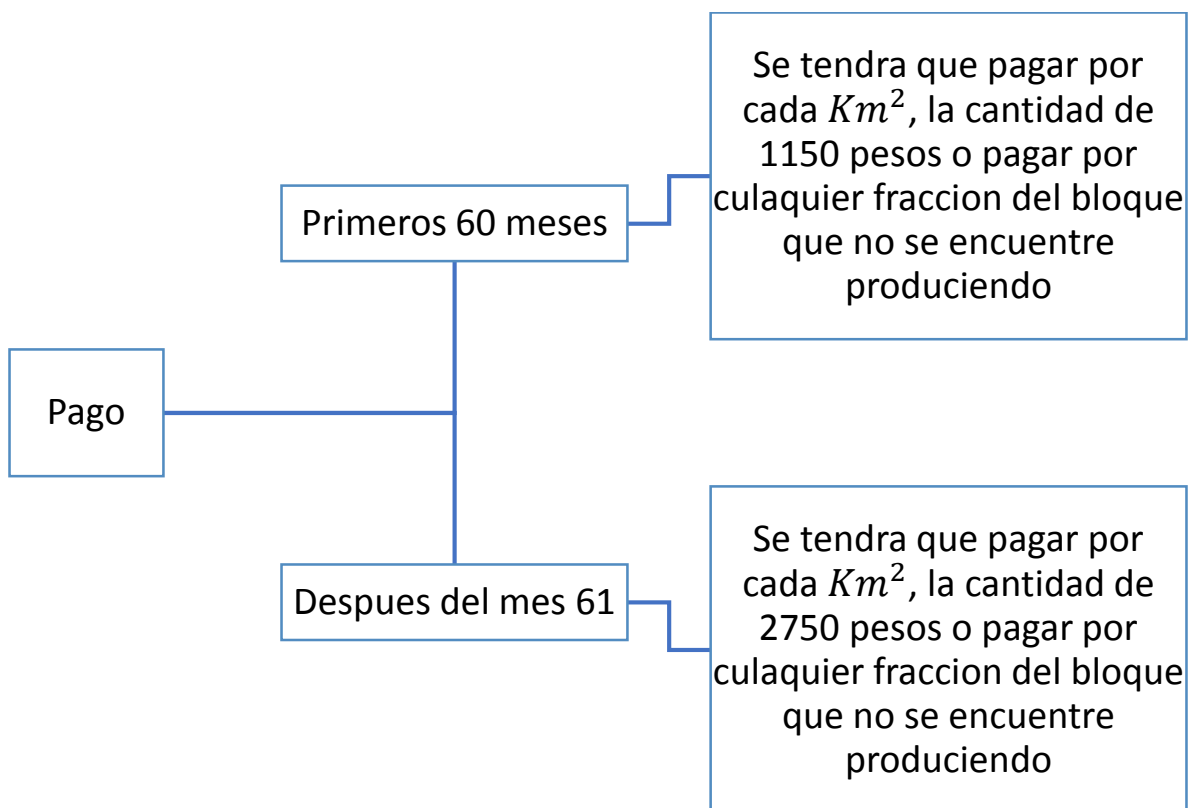


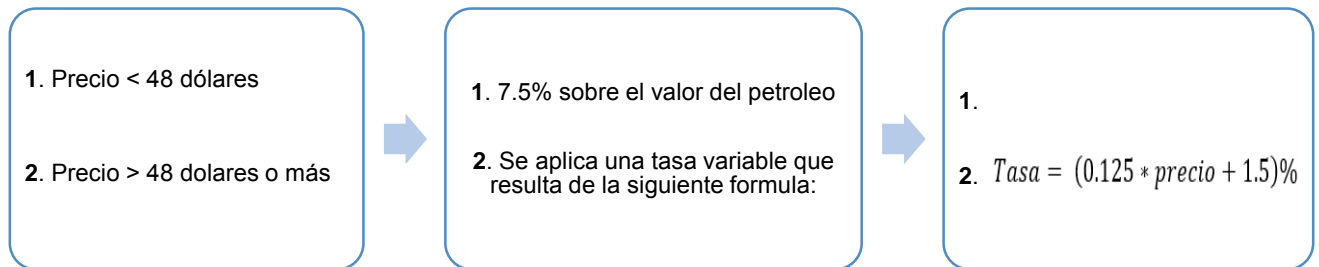
Diagrama 9. Pago por derechos de exploración de hidrocarburos.
FUENTE: Ley de Ingresos de Hidrocarburos.

El Derecho de expropiación de hidrocarburos se actualizará cada año en el mes de enero, esto va depender del índice Nacional de Precios al Consumidor en el año anterior.

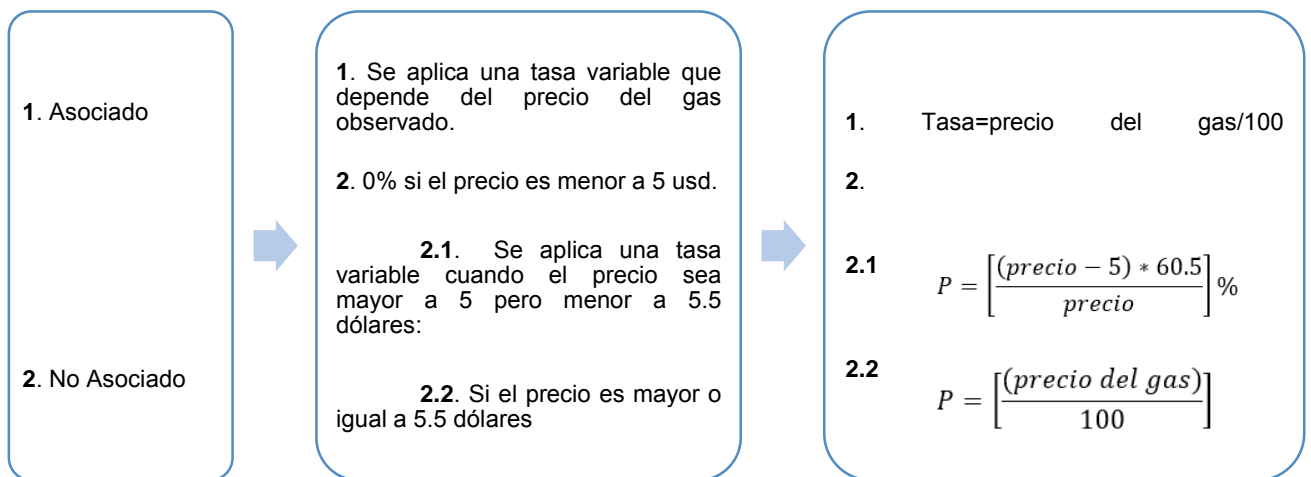
4.5.2 Derecho de extracción de hidrocarburos

El pago para este derecho va ser un equivalente de acuerdo a los ingresos equivalentes depender de los ingresos equivalentes a un porcentaje del valor de los hidrocarburos. La forma en la que se realizará el pago para este tipo de derecho será de la de acuerdo al tipo de hidrocarburo:

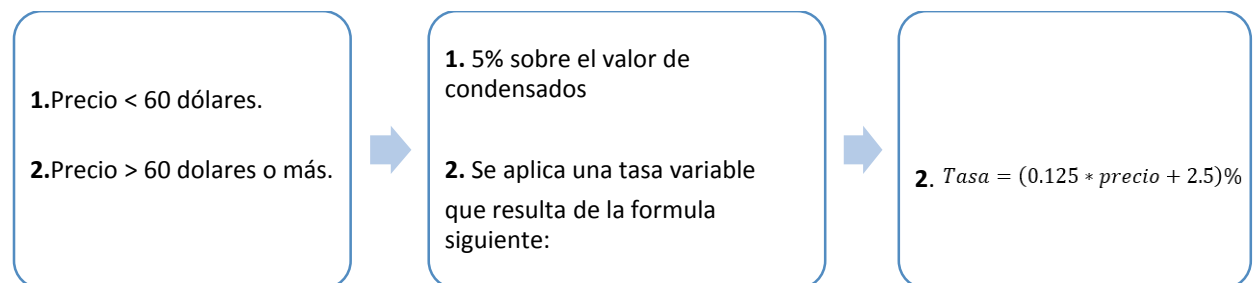
Petróleo Crudo:



Gas natural:



Condensado:



4.5.3 Derecho por la utilidad compartida

Se aplicará la tasa del 65% sobre la utilidad resultante de disminuir, del valor de los hidrocarburos las deducciones siguientes.

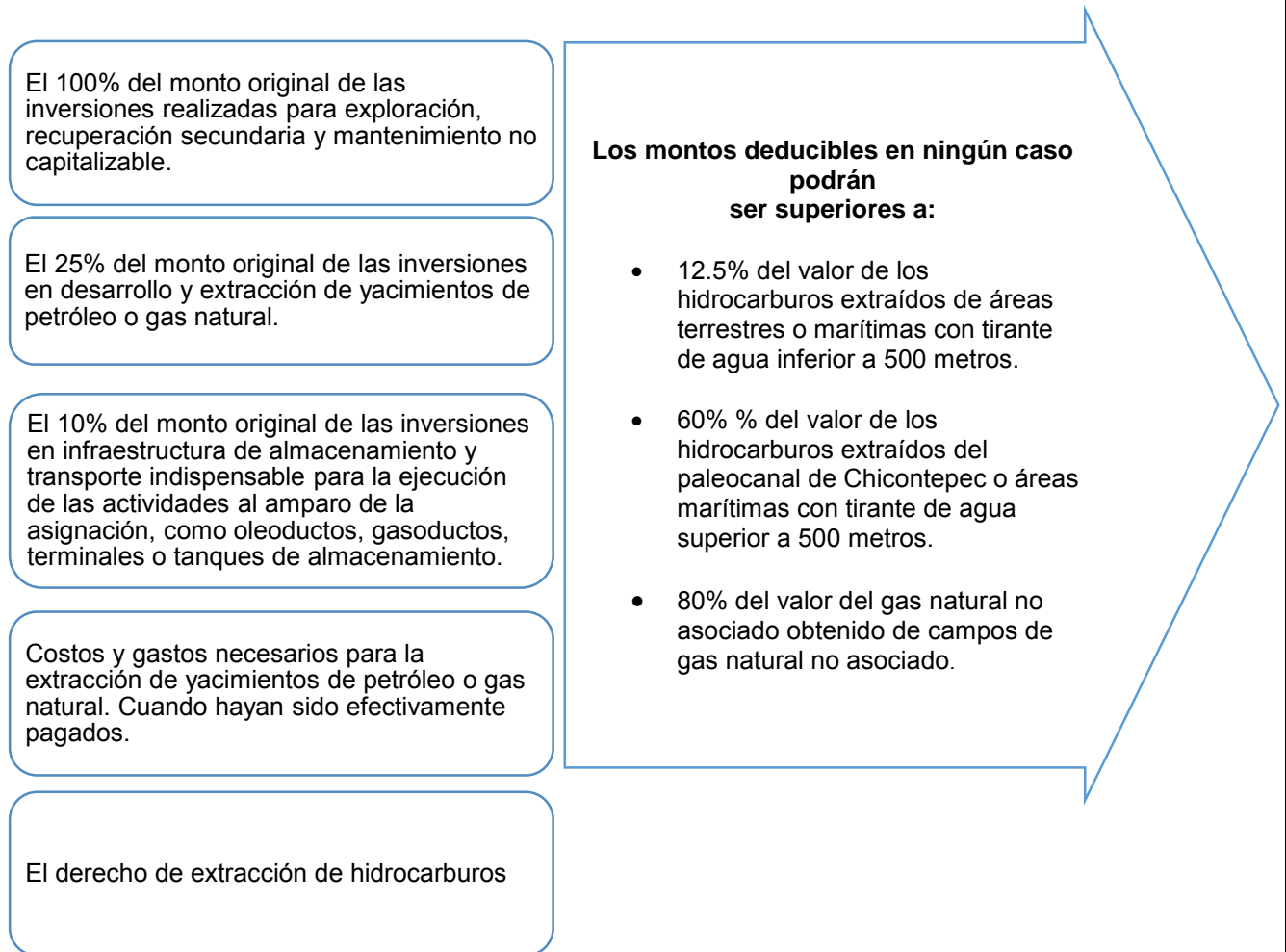


Diagrama 10. Derecho por utilidad compartida.

FUENTE: Ley de Ingresos de Hidrocarburos.

PETROLEO CRUDO

- **Precio menor a 48 dolares.** 7.5% sobre el valor del petróleo.
- **Precio de 48 dólares o más.** Se aplica una tasa variable que resulta de la formula siguiente:

$$Tasa = (0.125 * precio + 1.5)\%$$

GAS NATURAL

- **Asociado.**
Se aplica una tasa variable que depende del precio del gas observado.

$$Tasa = \left(\frac{precio\ del\ gas}{100} \right)$$

- **No Asociado.**
0% si el precio es menor a 5 usd.
Se aplica una tasa variable que resulta de la formula siguiente cuando el precio sea mayor a 5 pero menos a 5.5 dolares.

$$Tasa = \left[\frac{(precio - 5) * 60.5}{precio} \right] \%$$

- Si el precio es mayor a 5.5 usd
Se aplica una tasa variable que depende del precio del gas observado.

$$Tasa = \left(\frac{precio\ del\ gas}{100} \right)$$

CONDENSADOS

- Si el proceso es inferior a 60 dolares.
5% sobre el valor de condensados
- Más de 60 dolares.
Se aplica una tasa variable que resulta de la siguiente formula:

$$Tasa = (0.125 * precio + 2.5)\%$$

4.6. Como diseñar un sistema fiscal eficiente

Para los proyectos petroleros el principal objetivo para ambas partes es obtener la mayor cantidad de ingresos, pero esto tiene que estar en un balance entre los dos participantes, por lo tanto a continuación se da una pequeña reseña de cuáles son los objetivos principales de cada postor. Para que en base a esto se pueda diseñar un régimen fiscal adecuado para ambas partes.

4.6.1 Objetivos

Gobierno

- Su objetivo principal es obtener un valor de ingresos altos los cuales se verán reflejados en sus ingresos netos de tesorería. Pero dentro de esto también tiene como interés maximizar la riqueza de sus recursos naturales, pero a la vez mostrar una buena oportunidad para atraer la inversión extranjera.
- Los gobiernos anfitriones, también cuentan con objetivos de desarrollo y socioeconómicos, los cuales se verán reflejados en la creación de empleo, transferencia de tecnología y desarrollo de la infraestructura local.

Compañía Petrolera

- Los objetivos que se busca con las compañías petroleras, es garantizar que el retorno del capital sea consistente con el riesgo que se tiene en el proyecto aunado a los objetivos estratégicos que tenga la empresa.

4.7. Las características regímenes fiscales flexibles, neutrales y estables.

4.7.1 Régimen Fiscal Flexible.

Un régimen fiscal "flexible" es uno que proporciona al gobierno con una adecuada parte de la economía alquilar en diversas condiciones de la rentabilidad Este tipo de objetivos del régimen la renta económica.

4.7.1.1 Características.

Una de las ventajas más importantes de establecer una estructura flexible (un mecanismo progresivo de alquiler extracción) es su estabilidad en el tiempo: como mercado y proyecto condiciones cambian con el tiempo, límite de los sistemas fiscales flexibles la necesidad de una renegociación.

4.7.2 Régimen Fiscal Neutral.

Un régimen fiscal "neutral" ni alienta más inversión ni disuade inversiones que de lo contrario tendrá lugar.

4.7.2.1 Características.

1. Ventaja de un régimen fiscal neutro es su eficiencia económica.
2. Un impuesto neutro no afecta la asignación de recursos. Con respecto a la empresa inversora, un impuesto es neutro cuando que deja el ranking antes de impuestos de los posibles resultados de inversión igual a la clasificación después de impuestos.
3. Con respecto a una en particular industria, un impuesto es neutro cuando no desvía inversiones hacia o desde esa industria.

4.7.3 Régimen Fiscal Estable.

Un régimen fiscal "estable" es uno que no cambia durante un cierto período de tiempo, o uno cuyos cambios son predecibles.

4.7.3.1 Características

1. Cláusulas de estabilidad se pueden agrupar en dos categorías:
2. "**Cláusulas de congelamiento**" que mantienen el contrato y / o fiscal términos sin cambios durante la duración del contrato o durante un cierto período de tiempo; y "**cláusulas de equilibrio**" que permiten un ajuste de las condiciones contractuales con el tiempo de modo que un cambio en las circunstancias no daña o beneficia a uno fiesta en beneficio o en detrimento del otro.
3. En las industrias con ciclos de tiempo largos y frente sustancial hasta inversiones, estables y previsibles contractual y fiscal términos son una consideración importante en la inversión clasificación oportunidades, con efectos evidentes en el futuro de un país perspectivas.

Esto es particularmente cierto para la industria del petróleo y el gas, en el que los ciclos de proyectos largos son, junto con una gran incertidumbre con respecto a los precios de los recursos y los resultados del proyecto.

4. La estabilidad del régimen fiscal también la confianza empresarial impactos y afecta el nivel de inversión en y el ritmo del desarrollo de los proyectos existentes.
5. Las cláusulas contractuales y la estabilidad fiscal se utilizan tanto en condiciones de favor y sistemas contractuales. Según un estudio reciente, de 110 países analizados, el 77 por ciento ofreció estabilidad fiscal, lo cual es una protección.

Además de las características descritas anteriormente, el gobierno anfitrión debe tomar en consideración sus relativos de posición con otros países.

En una competencia pura mundo, los países con potencial geológico favorable, los altos precios en boca de pozo, bajo desarrollo costos y bajo riesgo político tienden a ofrecer condiciones fiscales más duras que las que tienen menos favorable geología, los bajos precios en boca de pozo, el alto costo de desarrollo y alto riesgo político la económica la fuerza y la estabilidad política del país, el balance de suministro de petróleo, el mercado regional demandas, las condiciones económicas globales y la salud financiera del sector petrolero también influir en términos fiscales.

Es importante tener en cuenta que un buen diseño fiscal sin institucional complementaria. Estructuras aún no pueden lograr los objetivos deseados: el diseño tiene que estar dentro de los órganos de administración y la capacidad de auditoría de las instituciones pertinentes.

4.8 Sistemas Fiscales e Indicadores Económicos

Para poder evaluar un sistema fiscal, las compañías y los gobiernos utilizan diferentes medidas:

Para las compañías petroleras, se tiene como principal objetivo optimizar su cartera de activos. Utilizando ciertas medidas económicas para comparar las oportunidades de inversión en todo el mundo y evaluar su relación perfil de riesgo-recompensa.

- La compañía deberá vigilar durante la vida económica de un proyecto, si los ingresos generados han cubierto la inversión inicial de capital que se realizó y que el retorno sobre el capital sea consistente con el riesgo asociado con el proyecto en particular y con los objetivos estratégicos de la empresa.
- Los gobiernos anfitriónes están principalmente interesados en evaluar si el sistema fiscal que será aplicado cumple sus objetivos. Los gobiernos vigilan los beneficios-financiero y sociales que se derivan de los proyectos para ver si son consistentes con su nivel de riesgo y con los objetivos del gobierno de la política del sector. Si se ve a nivel nacional los gobiernos anfitriónes monitorean el impacto que tienen los ingresos de flujo generados por el sector del petróleo en su conjunto sobre los indicadores macroeconómicos (inflación principalmente, el crecimiento del PIB, la balanza de pagos).

Para poder evaluar el desempeño de un proyecto, se cuentan con varios indicadores económicos, de los cuales el más común a utilizarse es el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR) y el coeficiente de rentabilidad (PR).

El VPN proporciona una evaluación del proyecto de patrimonio neto al inversor en términos absolutos, mientras que la TIR y la PR son medidas relativas utilizadas para clasificar los proyectos de presupuesto de capital.

Los valores económicos no están destinados a ser interpretados de manera independiente, sino que debe ser usado en conjunción con otras medidas del sistema y parámetros de decisión. Una combinación de indicadores es generalmente necesario adecuadamente evaluar el desempeño económico de un contrato.

CAPÍTULO 5. CONCEPTOS BASICOS

5.1 Introducción

Los proyectos petroleros dentro de la industria depende mucho de la evaluación de la parte técnica y la económica, por tal motivo es necesario saber a qué se enfocan cada una de ellas. La parte económica está enfocada a determinar si un proyecto va llegar a ser rentable o no.

La parte técnica, debe aprobar que el proyecto tenga un esquema coherente desde el punto de vista técnico, lo cual servirá para poder obtener la utilización eficiente y la correcta administración de los recursos limitados para poder obtener el mayor provecho a los recursos. Las características económicas dentro de la industria petrolera son:

Grandes periodos de tiempo entre las inversiones y la ganancia resultante.

- Las decisiones se toman en ambientes de gran incertidumbre y riesgo.
- Los factores técnicos y económicos interactúan complejamente.
- Los costos operativos incrementan con el tiempo mientras en otras industrias declinan.

Los proyectos petroleros representan una gran inversión, por tal motivo es necesario realizar varios estudios para mitigar el riesgo y trata de predecir los flujos de caja y para seguir el rendimiento de proyectos contra presupuesto.

5.2 Indicadores Económicos

Para poder entender mejor el tema del régimen fiscal es necesario conocer los indicadores económicos que son los que nos ayudaran a entender el régimen fiscal mexicano, donde el VPN junto con la tasa interna de retorno, son los que nos ayudan a determinar si un proyecto es rentable o no y con esto saber si es conveniente ejecutar o no el proyecto.

5.3 Flujo de Efectivo⁸

Se considera un Estado financiero proyectado de las entradas y salidas de efectivo en un periodo determinado. Este se realiza con el fin de conocer la cantidad de efectivo que requiere el negocio para operar durante un periodo determinado (días, meses, años, etc.). El flujo de efectivo ayuda a planear y controlar a corto y mediano plazo las necesidades de recursos.

$$\text{Flujo de efectivo} = \text{Ingreso Operativo} - \text{Inversiones}$$

El flujo de efectivo nos sirve para lo siguiente:

- Cuando exista un excedente de efectivo, y tomar la decisión del mejor mecanismo de inversión a corto plazo.
- Cuando exista un faltante de efectivo, nos ayuda a tomar a tiempo las medidas necesarias para solventar ese faltante, por ejemplo pedir un préstamo.
- Saber cada cuando y cuanto pagar prestamos adquiridos con anterioridad.
- Cuando efectuar desembolsos importantes de dinero para mantener en operación a la empresa.
- Saber con cuanto se efectivo se dispone para pagar prestaciones adicionales a los trabajadores (aguinaldos, vacaciones, reparto de utilidades, etc.).

5.4 Valor Presente Neto [VPN]⁹

Es el valor neto o el beneficio neto que se obtiene de un proyecto cuando todos los costos se han actualizado al presente mediante la tasa de interés de cuenta. El VPN puede tomar valores mayores, menores e iguales a cero.

Si se tiene un VPN positivo o mayor a cero se puede interpretar que nuestro proyecto va ser rentable (esto desde un punto financiero) por lo cual es conveniente ejecutar nuestro proyecto en base a este resultado.

⁸ Glinz i. Planeación y administración de proyectos de ciencias de la tierra. Facultad de ingeniería, UNAM, México, 2007.

⁹ Pappas j. Fundamentals of managerial economics, Florida, USA, 1980.

Con otras palabras un VPN positivo no dice que nuestro proyecto tiene la capacidad de generar suficiente dinero para que se recupere la inversión realizada y además nos quede una ganancia.

Por otro un VPN negativo o menor que cero, que no es conveniente echar andar el proyecto ya que no sería una correcta decisión. Debido a que si el VPN es menor que cero nos dice que el proyecto no generara los ingresos para poder cubrir la inversión que se realizó.

En el caso de que el VPN sea igual a cero, nos dice que el proyecto genera los ingresos suficientes para poder cubrir la inversión mas no tendrá la capacidad para generar ganancias.

$$VPN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FE_t}{(1+i)^t}$$

Dónde:

VPN: Valor presente neto

I₀: Inversión inicial

FE_t: Flujo de Efectivo neto del periodo *t*

N: Numero de periodos

i: Tasa de interés

5.5 Valor Presente de la Inversión [VPI]¹⁰

Es llevar el valor de la inversión al presente. El valor presente de las inversiones que se realizaron durante cierto periodo de un proyecto.

5.6 Índice de rentabilidad

El índice de rentabilidad también se conoce como el índice de utilidad o eficiencia de inversión.

Este criterio también se puede considerar fundamental para poder decidir sobre el proyecto, el cual nos indica la utilidad por unidad monetaria que invertimos, se define con la siguiente formula:

¹⁰ Pappas j. Fundamentals of managerial economics, Florida, USA, 1980.

$$\text{Indice de rentabilidad} = \frac{VPN}{VPI}$$

Dónde:

VPI: Valor presente de la inversión

VPN: Valor presente de la inversión

5.7 Tasa interna de retorno [TIR]

Es la tasa de interés representada en porcentaje, se enfoca en igualar los pagos que se realizan por una inversión, con los pagos hechos por la misma. El saldo aún pendiente de una inversión puede verse como la porción de la inversión inicial que está por recuperarse después de los pagos de interés y los ingresos que han agregado y deducido, respectivamente, hasta el momento sobre la escala del tiempo que se esté considerando. Es la tasa de interés a la cual el VPN se hace cero.

La TIR, se expresa con la siguiente ecuación matemática:

$$-I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{Fe_t}{(1+i^*)^t} = 0$$

Dónde:

Fe_t : Flujo de efectivo

t : Tiempo

i : Tasa de descuento

5.8 Limite económico¹¹

Es el punto donde los ingresos obtenidos por la venta de un producto, en este caso los hidrocarburos, se iguala teniendo el mismo costo producirlos que venderlos. Es el punto máximo acumulado de flujo de efectivo antes de impuestos.

¹¹ Bolívar H. elementos para la evaluación de proyectos de inversión, 2da edición. FI, UNAM, 2005.

5.9 Royalty (regalía)

Se considera como el derecho que hay que pagar al titular de una patente por utilizarla o explotarla comercialmente.

5.10 CAPEX

El CAPital EXpenditures (CAPEX o inversiones en bienes de capitales) son inversiones de capital que crean beneficios. Un CAPEX se ejecuta cuando un negocio invierte en la compra de un activo fijo o para añadir valor a un activo existente con una vida útil que se extiende más allá del año imponible. Los CAPEX son utilizados por una compañía para adquirir o mejorar los activos fijos tales como equipamientos, propiedades o edificios industriales.

5.11 OPEX

Un OPEX, del inglés "Operating expense", es un costo permanente para el funcionamiento de un producto, negocio o sistema. Se puede traducir como el gasto de funcionamiento, gastos operativos, o gastos operacionales.

5.12 Reservas de Hidrocarburos

Las reservas de hidrocarburos son volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos del gas natural que se prevé que sean recuperados comercialmente, provenientes de acumulaciones conocidas en una fecha dada.

Cabe destacar que todas las reservas tienen un cierto grado de incertidumbre, por lo tanto la incertidumbre dependerá de la cantidad y calidad de la información geológica, petrofísica, geofísica que este interpretada en ese momento.

La incertidumbre de acuerdo a su nivel, se podrá clasificar las reservas en, probadas o no probadas.

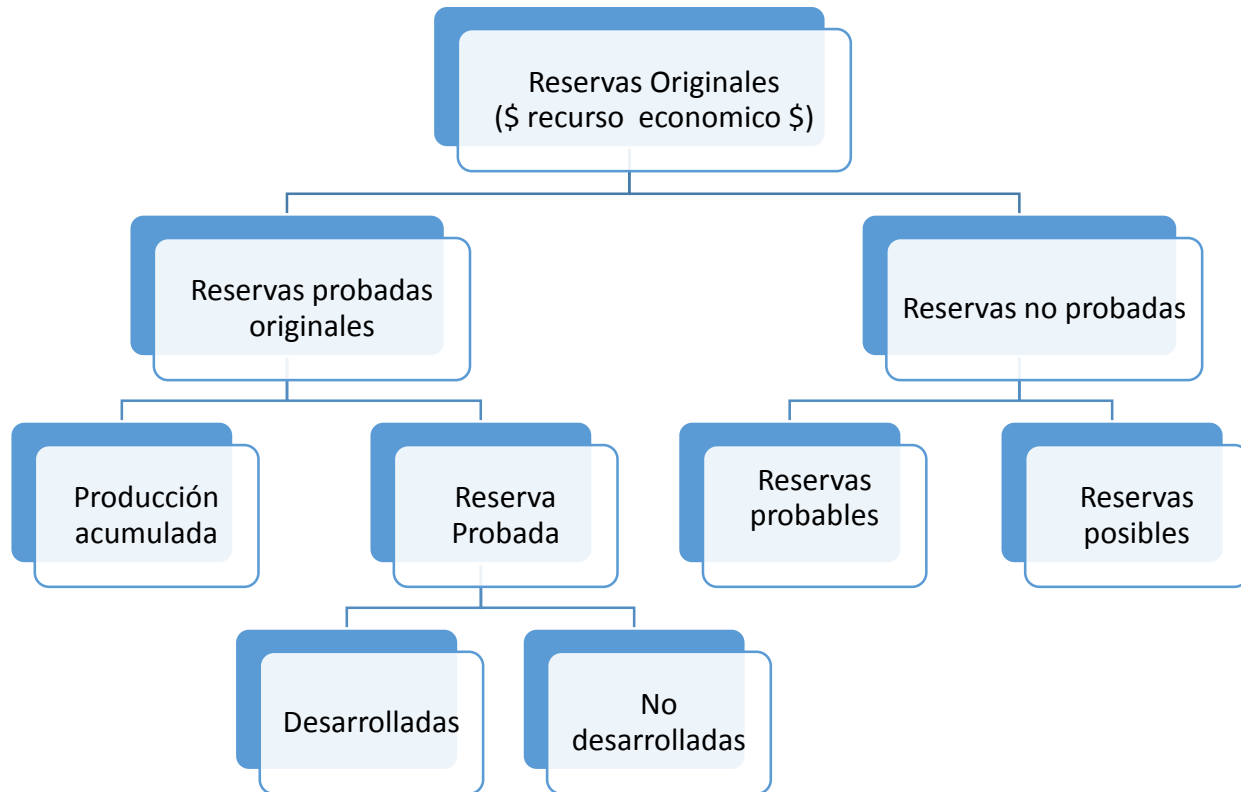


Diagrama 11. Clasificación de las reservas

5.12.1 Reservas probadas: [Reserva 1P]

Es el volumen de hidrocarburos que ya fue evaluado a condiciones atmosféricas, y de acuerdo a los estudios geológicos y de ingeniería, se puede estimar que este tipo de reservas tienden a ser recuperables comercialmente a partir de una fecha dada. Esto depende también de las condiciones económicas actuales, los métodos operacionales y la regulación gubernamental.

5.12.2 Reservas Probables: [Reserva 2P]+ [Reserva 1P]

Son las reservas que aún no han sido probadas y de acuerdo a los estudios geológicos como de ingeniería, este tipo de reservas tienden a ser comercialmente recuperables.

5.12.3 Reservas Posibles: [Reserva 3P] + [Reserva 2P] + [Reserva 1P]

Es el volumen de hidrocarburos de acuerdo a los estudios geológicos y de ingeniería, nos indican que este tipo de reservas tienden a ser menos probables a ser recuperables comercialmente.

CAPÍTULO 6. ANÁLISIS DEL NUEVO RÉGIMEN FISCAL

6.1 Introducción

El nuevo régimen para Pemex, fue propuesto por el presidente Enrique Peña Nieto, en el cual tenía como objetivo hacer crecer a Pemex, que se modernice y desarrolle su verdadero potencial como empresa del Estado. Actualmente, el régimen fiscal de Pemex está sustentado en un esquema rígido de derechos, las cuales se cobran independientemente de las necesidades de la empresa y de las perspectivas de inversión en el sector petrolero.

Cabe destacar que en otros países, como por ejemplo Brasil y Colombia, las empresas petroleras que son propiedad del Estado el precio que deben de pagar por tener derecho; es mucho menor que, el que se paga en México. Con respecto al remanente, existen dos opciones, una es reinvertirlo a la empresa, segunda que el remanente pague un dividendo a la hacienda pública. Por tal motivo Pemex tenía un gran problema; no es cuánto, es lo que contribuye Pemex sino la forma en que contribuye.

Las principales características del nuevo régimen fiscal serán las siguientes:

1. En primera instancia, Pemex mantendrá los recursos necesarios para cubrir sus costos de operación y de capital en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.
2. Segundo, se mantendría un esquema de regalías y derechos pero estos serían más moderados que los que Pemex paga en la actualidad.
3. Tercero, y reforzando el concepto de tratar a Pemex como una empresa, las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos ahora estarán sujetas al impuesto sobre la renta.

6.2 Campo Trión

El pozo Trión se encuentra ubicado dentro de las aguas territoriales al norte del Golfo de México, a 178 Km frente a la costa del Estado de Tamaulipas, estando delimitando al norte por la frontera marítima con los Estados Unidos a 39 km.

El pozo Trión se encuentra dentro de las 47 oportunidades exploratorias que existen dentro de El Proyecto Trión-Área, en el área del cinturón Subsalino. Existen campos

petroleros productores cercanos pero están ubicados del lado de los Estados Unidos los cuales son el Silvertip, Tobago, Trident y Great White.

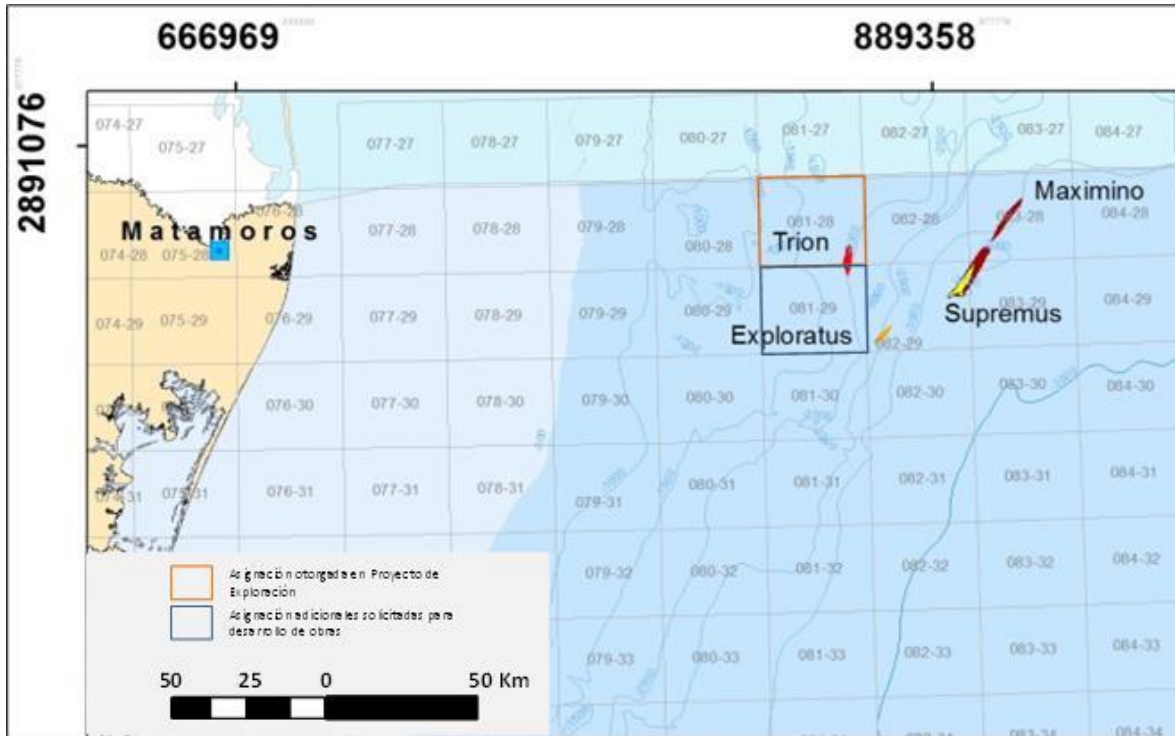


Figura 16. Ubicación de Trión.
FUENTE: Wood Mackenzie

En diciembre de 2012, se perforó el pozo descubridor Trión-1, con un tirante de agua de 2,525m. El cual tuvo éxito su perforación ya que se reportó oficialmente en enero de 2013 una reserva 3P de 397 MMbbls. El pozo Trión fue el primer descubrimiento de petróleo en aguas profundas en México.

Después se perforó un pozo delimitador llamado Trión-1DL, el cual comenzó su perforación el 3 de septiembre de 2013, teniendo un tirante de agua de 2,564m.

El cual tenía como finalidad encontrar el contacto aceite agua. Dicho pozo encuentra su objetivo y reporta el contacto agua-aceite 4,338 mvbnm (metros verticales bajo el nivel del mar) después realiza un sidetrack la cual alcanzó una profundidad de 4,550 mdbmr (Metros desarrollados bajo mesa rotatoria).

Este pozo termina su perforación el 31 de enero de 2014, en la actualidad se encuentra taponado definitivamente.

En base a lo anterior, en la actualidad se encuentran dos pozos perforados en el campo Trión, los cuales reportan los siguientes volúmenes originales de aceite y gas.

Tipo de Reserva	Volumen Original Aceite Mmb	Volumen Original de Gas Mmmpc
1P	-	-
2P	-	-
3P	1034	1071

Tabla 5. Volumen original de aceite y gas al 1 de enero del 2014, Campo Trión.
Fuente: Pemex

En cuanto a las reservas del campo se muestran en la siguiente tabla.

Campo	Crudo Mmb	Gas natural Mmmpc	PCE Mmbpce
Total campo Trión	246.4	255.3	304.6

Tabla 6. Reservas 3P, estimadas de aceite, gas y PCE del campo Trión.
Fuente: Pemex

6.3 Plan de Desarrollo del campo Trión

La infraestructura total para la explotación del campo Trión estará integrada por los siguientes componentes principales

- Plataforma Semisumergible con cubierta de proceso (200 Mbd / 300 MMpcd) manifold de producción
- 16 Pozos de producción verticales inteligentes (8 pozos de producción por manifold)
- 1 pozo letrina para inyección de aguas residuales.
- 2 centros de separación y bombeo submarino.
- 2 Risers de producción mezcla agua aceite.
- 2 Risers de producción de gas.

- 1 Riser de exportación de aceite.
- 1 Riser de exportación de gas.
- 1 Ducto de exportación de aceite.
- 1 Ducto de exportación de gas.
- 2 Umbilicales de potencia para los centros de separación y bombeo submarino.
- 2 Umbilicales de control.
- 16 Líneas de descarga.
- 2 ductos de interconexión de manifolds (11 km total).
- SDU's.
- 16 Umbilicales de campo manifold-pozo (control, datos, inyección de químicos).

En la Figura 17, Infraestructura de desarrollo del campo Trión, se muestra el esquema de desarrollo del campo.

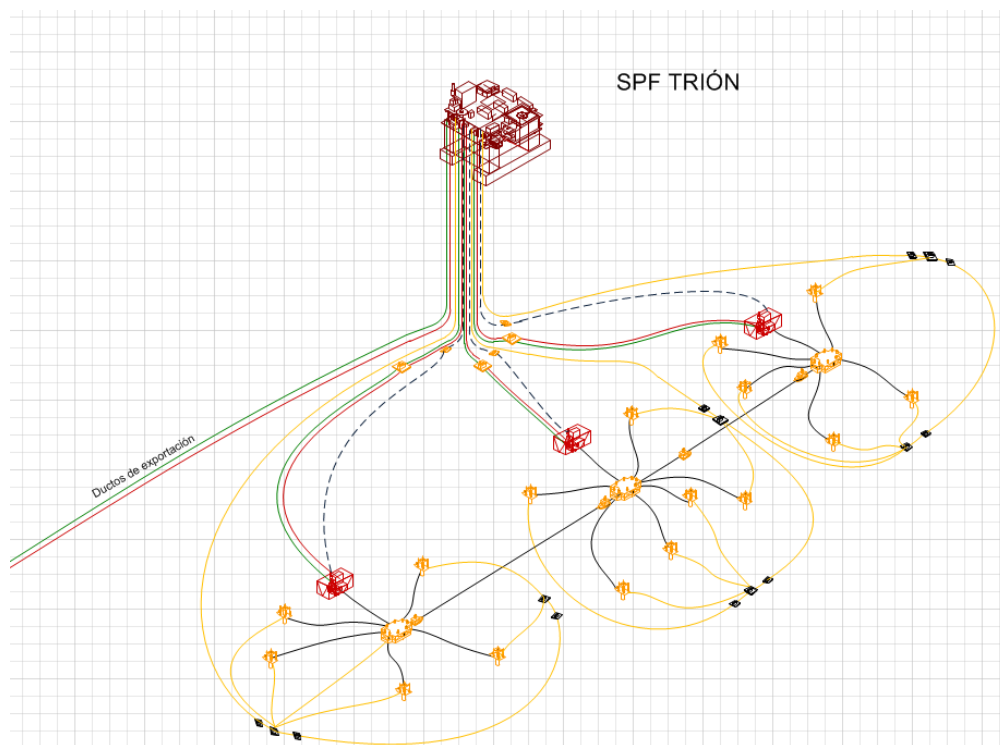


Figura 17. Infraestructura de desarrollo del campo Trión

6.4 Pronósticos de producción de gas y condensado

Para poder tener los perfiles de producción del campo Trión, se tuvieron que determinar mediante un Modelo integrado del Activo (MiAc) donde se integra el

modelo del yacimiento mediante el balance de materia para cada yacimiento que lo conforma, modelo de productividad de pozos y modelo de red de transporte hasta el punto de entrega, que para este caso será una bomba multifásica¹².

Para la elaboración de estos modelos se utilizó la información petrofísica, PVT de fluidos e información de los probadores de formación.

El desarrollo planteado inicialmente es la perforación de 16 pozos de desarrollo los cuales incorporarán su producción a manifolds y estos a su vez a un sistema submarino de bombeo multifásico.

6.4.1 ACEITE

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Trión Qo (bpd)	2,54	49,17	79,49	78,80	78,66	77,74	69,40	50,58	39,22	29,75	22,91	17,98	13,89	10,78	8,47
	8	8	0	3	8	5	5	4	5	1	2	4	6	6	1
Trión Np (MMb)	1	19	48	77	105	134	159	178	192	203	211	218	223	227	230

Tabla 7. Producción Aceite, anualizada de campo Trión.

Fuente: PEMEX.

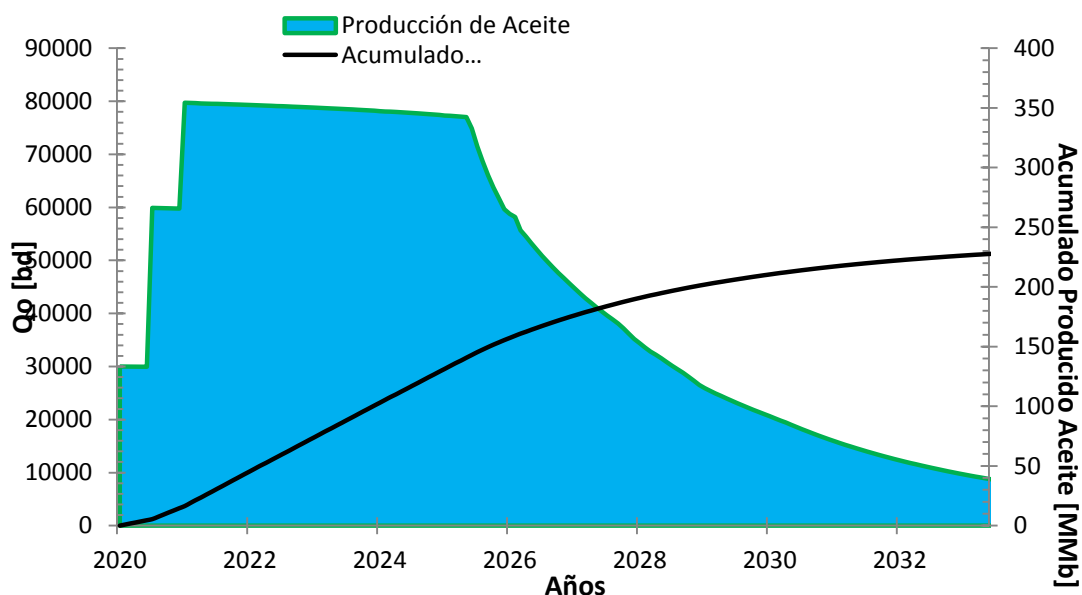


Figura 18. Pronóstico de producción de aceite campo Trión.

Fuente: PEMEX.

¹² Pemex.com

6.4.2 GAS

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Trión Qg (MMpcd)	2	50	89	84	74	66	60	55	56	67	81	90	93	92	90
Trión Gp (MMMpc)	1	19	52	82	110	134	156	176	197	221	251	284	318	351	384

Tabla 8. Producción Gas, anualizada de campo Trión.

Fuente: PEMEX.

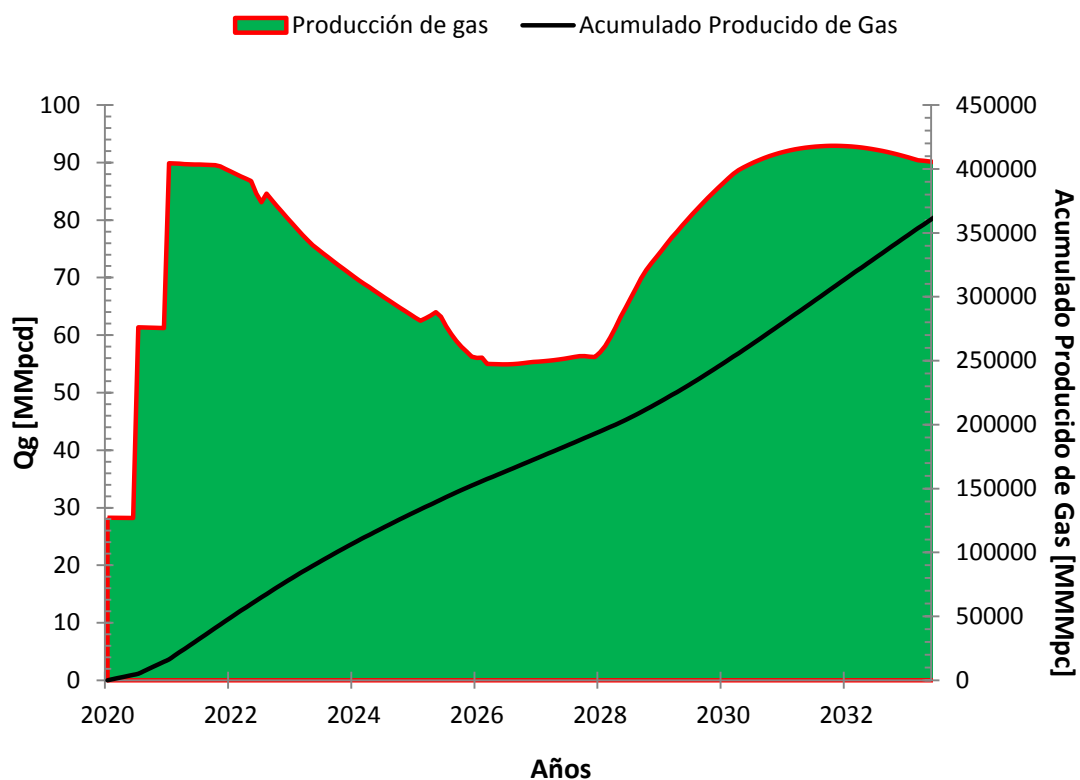


Figura 19. Pronóstico de producción de gas campo Trión

FUENTE: PEMEX

6.5 Evaluación económica.

A continuación se presentan en la siguiente tabla las principales variables con las que cuenta el campo Trión las cuales nos ayudaran para poder obtener los indicadores económicos del campo.

Año	Producción de aceite (Mbd)	Producción de gas (MMpcd)	Total de ingresos (MMpesos)	Gasto de operación (MMpesos)	Inversión (MMpesos)	Costo total (MMpesos)	Flujo de efectivo antes de impuestos (MMpesos)	Impuestos (MMpesos)	Flujo de efectivo después de impuestos (MMpesos)
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	4,298	4,298	-4,298	0	-4,298
2017	0	0	0	0	5,063	5,063	-5,063	0	-5,063
2018	0	0	0	0	7,554	7,554	-7,554	0	-7,554
2019	0	0	0	0	21,552	21,552	-21,552	0	-21,552
2020	2.5	2.4	1,243	912	24,547	25,459	-24,216	492	-24,708
2021	49.2	50.0	24,006	1,420	10,348	11,768	12,238	9,385	2,854
2022	79.5	89.5	38,994	1,422	1,100	2,522	36,473	14,972	21,501
2023	78.8	84.1	38,554	1,280	1,100	2,380	36,174	14,949	21,225
2024	78.7	74.2	38,376	988	3,365	4,353	34,023	15,188	18,835
2025	77.7	66.2	37,664	751	3,365	4,116	33,548	15,132	18,416
2026	69.4	60.3	33,650	583	3,365	3,948	29,702	15,285	14,417
2027	50.6	55.1	24,774	456	3,365	3,821	20,953	11,415	9,538
2028	39.2	56.2	19,563	349	1,430	1,779	17,784	9,017	8,768
2029	29.8	67.0	15,340	280	1,100	1,380	13,960	7,103	6,857
2030	22.9	81.4	12,477	83	1,100	1,182	11,295	5,062	6,233
2031	18.0	90.0	10,375	83	1,043	1,125	9,250	4,115	5,135
2032	13.9	92.9	8,561	83	1,043	1,125	7,436	3,280	4,156
2033	10.8	92.0	7,069	83	1,043	1,125	5,944	2,593	3,351
2034	8.5	89.8	5,942	83	1,043	1,125	4,817	1,280	3,537
2035	0	0	0	0	3,672	3,672	-3,672	0	-3,672
2036	0	0	0	0	3,672	3,672	-3,672	0	-3,672
229.7*	383.6*	316,590	8,854	104,166	113,020	203,570	129,267	74,303	

*Producción Acumulada

**Tabla 9. Principales variables del campo Trión.
FUENTE: PEMEX.**

Cabe mencionar que el proyecto iniciara el FEL 2014, lo cual significa que aún no se tiene producción del campo Trión, por lo que toda la producción es incremental y por lo tanto, la evaluación que aquí se presenta es la evaluación de la producción incremental.

6.6 Evaluación económica incremental

A continuación se realiza una evaluación dentro del periodo 2016-2036 y considerando únicamente la componente incremental del campo Trión, se muestran en la tabla 10, donde las estimaciones de producción de aceite y gas, ingresos, gasto de operación, inversión, costo total, impuestos y flujos de efectivo antes y después de impuestos.

Año	Producción de aceite (Mbd)	Producción de gas (MMpcd)	Total de ingresos (MMpesos)	Gasto de operación (MMpesos)	Inversión (MMpesos)	Costo total (MMpesos)	Flujo de efectivo antes de impuestos (MMpesos)	Impuestos (MMpesos)	Flujo de efectivo después de impuestos (MMpesos)
2015	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0	0	0	0	4,298	4,298	-4,298	0	-4,298
2017	0	0	0	0	5,063	5,063	-5,063	0	-5,063
2018	0	0	0	0	7,554	7,554	-7,554	0	-7,554
2019	0	0	0	0	21,552	21,552	-21,552	0	-21,552
2020	2.5	2.4	1,243	912	24,547	25,459	-24,216	492	-24,708
2021	49.2	50.0	24,006	1,420	10,348	11,768	12,238	9,385	2,854
2022	79.5	89.5	38,994	1,422	1,100	2,522	36,473	14,972	21,501
2023	78.8	84.1	38,554	1,280	1,100	2,380	36,174	14,949	21,225
2024	78.7	74.2	38,376	988	3,365	4,353	34,023	15,188	18,835
2025	77.7	66.2	37,664	751	3,365	4,116	33,548	15,132	18,416
2026	69.4	60.3	33,650	583	3,365	3,948	29,702	15,285	14,417
2027	50.6	55.1	24,774	456	3,365	3,821	20,953	11,415	9,538
2028	39.2	56.2	19,563	349	1,430	1,779	17,784	9,017	8,768
2029	29.8	67.0	15,340	280	1,100	1,380	13,960	7,103	6,857
2030	22.9	81.4	12,477	83	1,100	1,182	11,295	5,062	6,233
2031	18.0	90.0	10,375	83	1,043	1,125	9,250	4,115	5,135
2032	13.9	92.9	8,561	83	1,043	1,125	7,436	3,280	4,156
2033	10.8	92.0	7,069	83	1,043	1,125	5,944	2,593	3,351
2034	8.5	89.8	5,942	83	1,043	1,125	4,817	1,280	3,537
2035	0	0	0	0	3,672	3,672	-3,672	0	-3,672
2036	0	0	0	0	3,672	3,672	-3,672	0	-3,672
229.7*	383.6*	316,590	8,854	104,166	113,020	203,570	129,267	74,303	

*Producción Acumulada

FUENTE: PEMEX

Tabla 10. Principales variables evaluación incremental del campo Trión.

FUENTE: PEMEX.

En base a esta tabla, podemos utilizar ciertas variables para poder calcular los indicadores económicos aplicándole el nuevo régimen fiscal.

Indicadores económicos	Unidades	Total
VPN antes de impuestos	MMpesos	59,257
VPI	MMpesos	58,424
VPN/VPI	peso/peso	1.01
RBC	peso/peso	1.95
TIR	%	29
Periodo de recuperación de inversión	años	6
VPN después de impuestos	MMpesos	9,813
VPN/VPI después de impuestos	peso/peso	0.17
RBC después de impuestos	peso/peso	1.09
TIR después de impuestos	%	14
Periodo de recuperación de inversión	años	6

Tabla 11. Principales variables de la parte incremental del campo Trión.

FUENTE: PEMEX

Para la componente asociada a la producción incremental del campo Trión, el VPN antes de impuestos es de 59,257 millones de pesos, con un VPI de 58,424 millones de pesos y una eficiencia de inversión de 1.01 peso/peso. Después de impuestos el VPN es de 9,813 millones de pesos.

6.7 Caso practico

6.7.1 Caso Mexicano

La forma en la que se tratara este caso práctico será la siguiente, se creó un modelo en Excel en el cual se programaron todas las fórmulas que se presentan dentro de la ley de hidrocarburos, las cuales nos servirán para saber el porcentaje que le corresponde pagar a las empresas al gobierno.

Se necesita la información que se encuentra en la Tabla 9, con la cual podremos trabajar en el Excel, los títulos de la tabla que están con un recuadro azul son los valores que ocuparemos para poder aplicar el régimen fiscal.



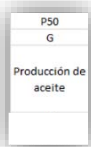
Figura 4. Información utilizada para el Excel

A continuación se presenta, en que parte del Excel se colocaran dichos valores.

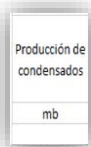
year	Producción de aceite	Producción de condensados	Producción de gas	Gasto operativo total	Gasto operativo por abandono	Inversión total en exploración y EOR	Inversión total en desarrollo	Inversión total en almac y transporte	Producción de aceite	Producción de condensados	Producción de gas	Gasto operativo total	Gasto operativo por abandono	Inversión total en exploración y EOR	Inversión total en desarrollo	Inversión total en almac y transporte
	mb	mb	mmpc	md	mus	md	md	md	mb	mb	mmpc	md	mus	md	md	md
1	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1	0	0.0000	0	0	0.0000	0.0000	0.0000
2	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	296413.7931	0.0000	2	0	0.0000	0	0	0.0000	0.0000	296413.7931
3	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	349172.4138	0.0000	3	0	0.0000	0	0	0.0000	0.0000	349172.4138
4	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	520965.5172	0.0000	4	0	0.0000	0	0	0.0000	0.0000	520965.5172
5	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1486344.8276	0.0000	5	0	0.0000	0	0	0.0000	0.0000	1486344.8276
6	912.5000	0.0000	876.0000	62896.5517	0.0000	0.0000	1692896.5517	0.0000	6	912.5	0.0000	876	62896.55172	0.0000	0.0000	1692896.5517
7	17958.0000	0.0000	18250.0000	97931.0345	0.0000	0.0000	713655.1724	0.0000	7	17958	0.0000	18250	97931.03448	0.0000	0.0000	713655.1724
8	29017.5000	0.0000	32667.5000	98068.9655	0.0000	0.0000	75862.0690	0.0000	8	29017.5	0.0000	32667.5	98068.96552	0.0000	0.0000	75862.0690
9	28762.0000	0.0000	30696.5000	88275.8621	0.0000	0.0000	75862.0690	0.0000	9	28762	0.0000	30696.5	88275.86207	0.0000	0.0000	75862.0690
10	28725.5000	0.0000	27083.0000	68137.9310	0.0000	0.0000	232068.9655	0.0000	10	28725.5	0.0000	27083	68137.93103	0.0000	0.0000	232068.9655
11	28360.5000	0.0000	24163.0000	51793.1034	0.0000	0.0000	232068.9655	0.0000	11	28360.5	0.0000	24163	51793.10345	0.0000	0.0000	232068.9655
12	25331.0000	0.0000	22009.5000	40206.8966	0.0000	0.0000	232068.9655	0.0000	12	25331	0.0000	22009.5	40206.89655	0.0000	0.0000	232068.9655
13	18469.0000	0.0000	20111.5000	31448.2759	0.0000	0.0000	232068.9655	0.0000	13	18469	0.0000	20111.5	31448.27586	0.0000	0.0000	232068.9655
14	14308.0000	0.0000	20513.0000	24068.9655	0.0000	0.0000	98620.6897	0.0000	14	14308	0.0000	20513	24068.96552	0.0000	0.0000	98620.6897
15	10877.0000	0.0000	24455.0000	19310.3448	0.0000	0.0000	75862.0690	0.0000	15	10877	0.0000	24455	19310.34483	0.0000	0.0000	75862.0690
16	8358.5000	0.0000	29711.0000	5724.1379	0.0000	0.0000	75862.0690	0.0000	16	8358.5	0.0000	29711	5724.137931	0.0000	0.0000	75862.0690
17	6570.0000	0.0000	32850.0000	5724.1379	0.0000	0.0000	71931.0345	0.0000	17	6570	0.0000	32850	5724.137931	0.0000	0.0000	71931.0345
18	5073.5000	0.0000	33908.5000	5724.1379	0.0000	0.0000	71931.0345	0.0000	18	5073.5	0.0000	33908.5	5724.137931	0.0000	0.0000	71931.0345
19	3942.0000	0.0000	33580.0000	5724.1379	0.0000	0.0000	71931.0345	0.0000	19	3942	0.0000	33580	5724.137931	0.0000	0.0000	71931.0345
20	3102.5000	0.0000	32777.0000	5724.1379	0.0000	0.0000	71931.0345	0.0000	20	3102.5	0.0000	32777	5724.137931	0.0000	0.0000	71931.0345
21	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	84000.0000	0.0000	0.0000	0.0000	21	0	0.0000	0	84000.0000	0.0000	0.0000	0.0000
22	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	22	0	0.0000	0	0	0.0000	0.0000	0.0000

Figura 20. Excel, incorporación de datos.

Procedimiento para rellenar la parte roja:



➔ En esta parte se coloca el valor de la “Producción de aceite”, de la Tabla 9, pero se multiplica por los días del año (365).



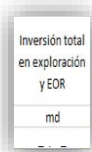
➔ En esta parte, colocaremos cero, ya que no contamos con esta información.



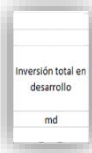
➔ En esta parte se coloca el valor de la “Producción de gas”, de la Tabla 9, pero se multiplica por los días del año (365).



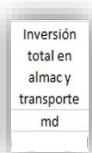
➔ Aquí con la información que tenemos acerca del campo Trión, se conoce que hay 16 pozos en esta campo, por lo tanto al multiplicar los el número de pozos por el costo de cada uno, nos da la cantidad de 84000, lo cual se coloca en la celda después de la última producción.



→ Se coloca “cero”, porque no existe dicha inversión.



→ En esta columna, se multiplica el valor que tenemos de la tabla 9, por 1000 y se divide entre tipo de cambio (Valor del dólar).



→ Se coloca “cero”, porque no existe dicha inversión.

Este mismo procedimiento se realizará para llenar la parte azul del Excel, pero aquí utilizaremos información de la tabla 10.

Supuestos

Precio del aceite	70.00	usd / b
Precio del gas	5.30	usd / mpc
Equivalencia: 1 mpc gas =	5	bpce
Servidumbre de producción de aceite	0.00	%
Servidumbre de producción de gas	0.00	%
Renta de servidumbre ocupación	0.00	usd / hec anual
Area del bloque	53.6	km ²
Area de ocupación	0.0000	km ²
Tipo de cambio	14.50	pesos / usd
Tasa de interés	12.00	%
Periodo para acarrear costos recuperables	60	años
Periodo para acreditar pérdidas	10	años

Figura 21. Valores supuestos

Todos estos supuestos, son valores que se pueden modificar, con el fin de que este programa de Excel sea capaz de adaptarse a las condiciones de cualquier campo Mexicano y a su vez poder aplicarles el régimen fiscal, de una forma sencilla y rápida.

Términos fiscales

Regalía del aceite (fija)	10.25	%
Regalía del gas (fija)	3.42	%
Bono a la firma	0.00	mm usd
Mecanismos de ajuste		
Tasa límite de recuperación de costos	65.00	%
Contraprest. a favor del gobierno		
TIR	Ofertas en subas	% contratista
0.00	10%	0.90
0.20		1.00
0.35		
Tasa del ISR	35.00	%

Figura 22. Términos fiscales

En la figura 6, está diseñada para que la regalía del aceite como la del gas, se calcule de forma automática, apoyándose del precio del aceite y del gas que colocamos en la Figura 5, (por tal motivo baje o suba el precio, solo basta cambiarlo y la regalía se calculara), se calcula de acuerdo a los términos que presenta la ley de ingresos sobre hidrocarburos.

Cuando se realiza una licitación de un campo en México, los contratistas interesados tendrán que pasar una serie de etapas, las cuales la CNH será la encargada de darle seguimiento y corroborar si los contratistas cumplen los requisitos de cada una de las etapas; si el contratista cumplió en todo lo anterior, podrá llegar a la etapa de la subasta del bloque. Esta subasta consta básicamente de que contratista ofrece un porcentaje mayor en favor del gobierno, pero cabe destacar que a mayor porcentaje ofrecido las ganancias netas del contratista disminuirán significativamente.

Como aún no se lleva a cabo una subasta de bloques en México, no se puede saber ni pronosticar el porcentaje con el que iniciara ni en el que terminara todo estará en función de la competencia entre los contratistas.

El Excel con el que se está trabajando está diseñado para saber de forma rápida las ganancias que se obtendrán aplicando diferentes porcentajes. Más adelante presentare cuatro casos para poder apreciar como varían las ganancias de los contratistas. Los resultados se presentan en la siguiente tabla, Figura 7, en la cual se pueden apreciar los flujos de efectivo a favor del gobierno y a favor del contratista.

	mmusd	mmusd @12%	mmusd	mmusd @12%
Ingresos Brutos	18,117	5,195	18,117	5,195
Costos	7,372	3,456	7,983	3,670
Costos operativos	695	222	695	222
Inversiones	6,678	3,234	7,288	3,448
Pagos a superficiarios	0	0	0	0
Renta petrolera	10,745	1,739	10,134	1,525
Renta petrolera después de regalías	9,027	1,239	8,416	1,025
Flujos a favor del Estado	4,992	1,228	4,593	1,141
Bono	0	0	0	0
Cuota FE	0	0	0	0
Regalías	1,718	500	1,718	500
Contraprestación	720	113	408	60
Imp. a la Actividad de Expl. y Extrac de Hc.	4	1	4	1
Impuesto sobre la Renta	2,550	612	2,463	579
Flujos netos a favor del contratista	5,753	512	5,541	384
Porcentaje de la renta petrolera a favor del gobierno		70.6		74.8
Reserva recuperable al límite econ. (mmbls)		613.42		613.42
Tasa interna de retorno (%)		15.91		14.88
Horizonte económico		19		19
Periodo de recuperación del contratista		9.73		9.44
CAPEX (usd / bls)		10.89		11.88
OPEX (usd / bls)		1.13		1.13

Figura 23. Ingresos y Costos

Aunado a esto se presenta una gráfica en la cual se grafica las entradas y salidas de flujos del contratista, para el caso P50 y P90.

Salidas y entradas de flujos del contratista

- Ingreso bruto
 - Inv. Almac. y transporte
 - Costos operativos
 - Imp. ISR
 - Bono
 - Inv. Desarrollo
 - Imp. Regalías
 - Imp. Otros
 - Inv. Exploración y EOR
 - Costo de abandono
 - Imp. Contraprestación
 - Servidumbres y ocupación
- Flujo de Efe. desp de Imp.

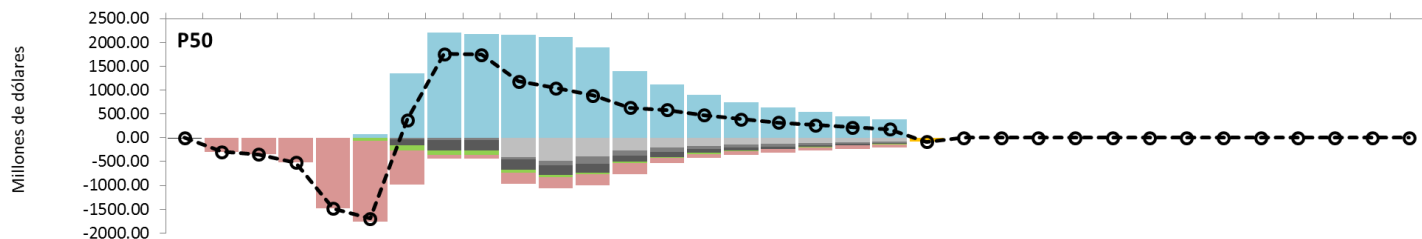


Figura 24. Flujo de efectivo para el modelo P50.

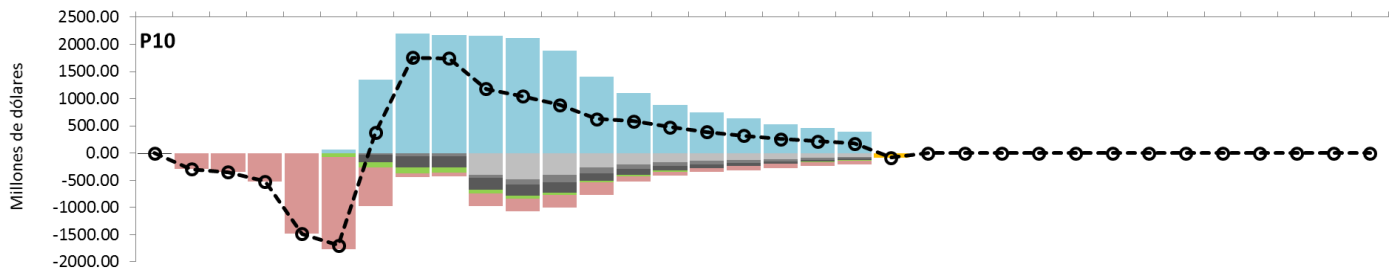


Figura 25. Flujo de efectivo para el modelo P90.

En esta grafica se observa como al inicio los flujos son negativos debido a que representan los costos de perforación, cuando comienza la primer barra azul significa la primera producción obtenida, con lo cual se comienza a tener ganancias.

Por último se presenta una gráfica final, la cual es un resumen final de todo lo anterior explicado ya que en esta grafica se compara las ganancias que obtiene el gobierno y el contratista.

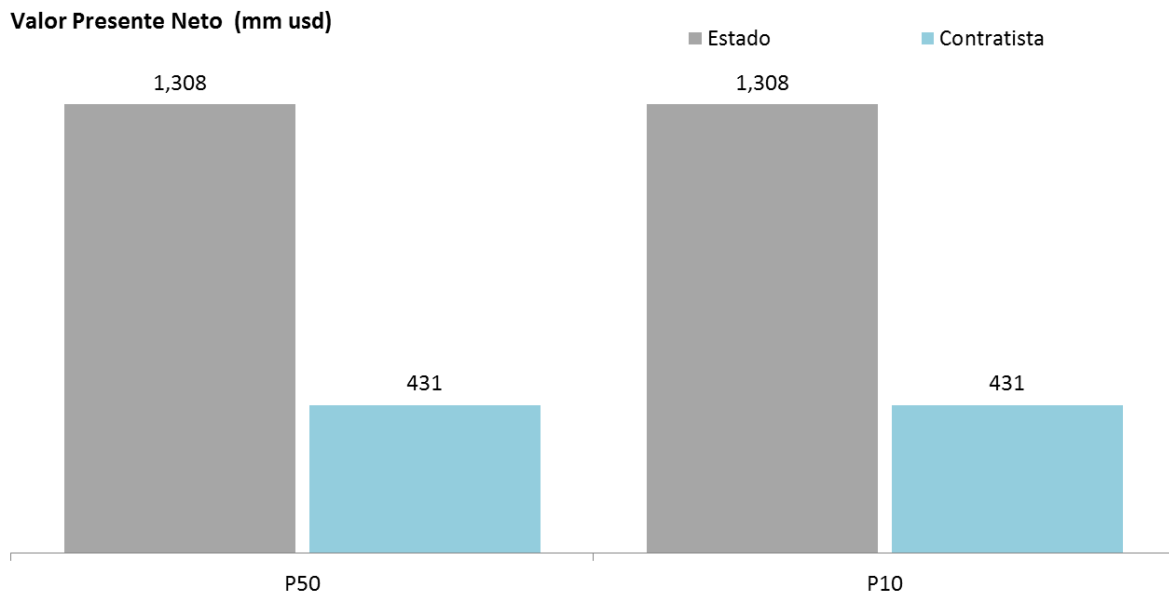


Figura 26. VPN para el Estado y el Contratista.

Estas graficas fueron resultado de que el consorcio ganador del bloque ofreció el 10% para el gobierno. Ya que se explicó cómo funciona el Excel, presentare cuatro casos diferentes en los cuales aplicare diferentes porcentajes que ofrecerán el contratista, 5%, 15%, 30% y 28.2%.

Caso 1.

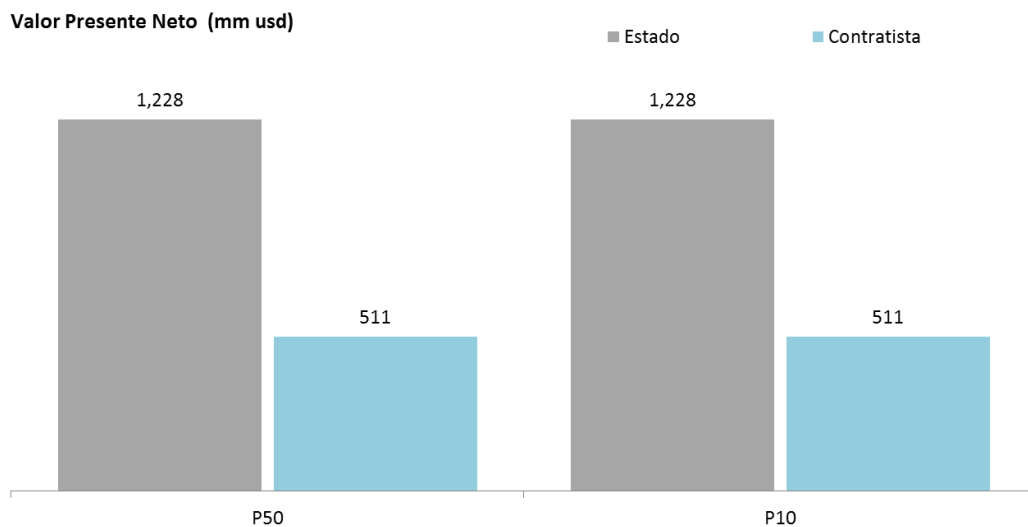


Figura 27. Oferta de subasta 5%.

CASO 2.

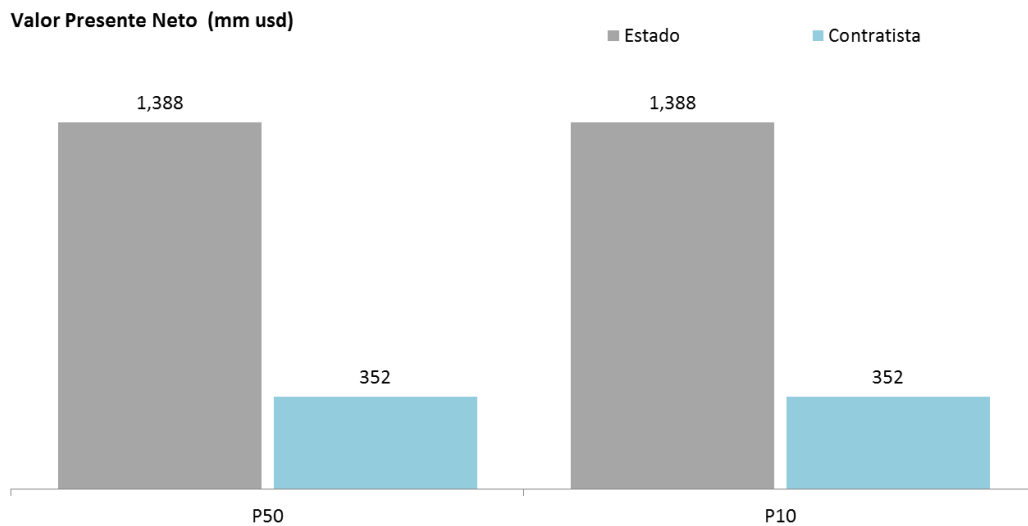


Figura 28. Oferta de subasta 15%.

CASO 3.

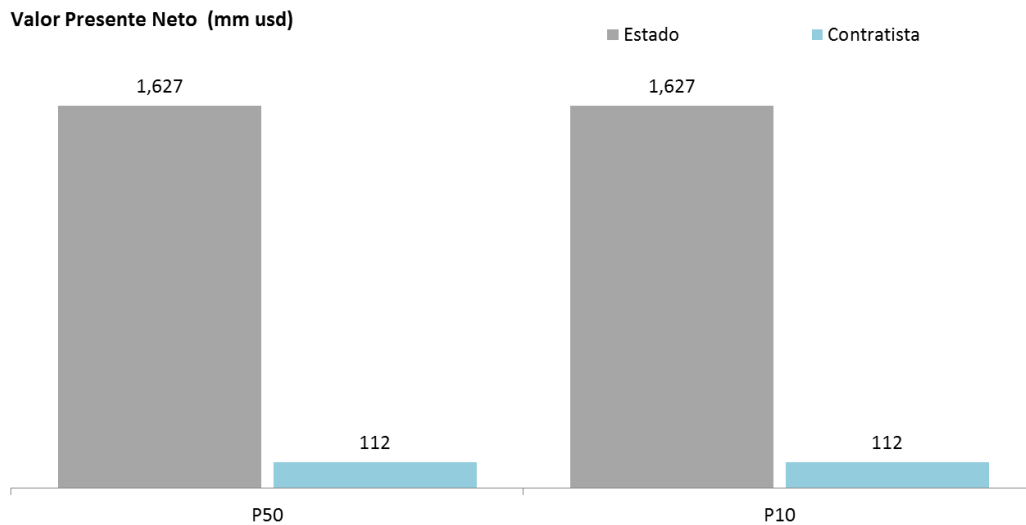


Figura 29. Oferta de subasta 30%.

Se observa como comienza a bajar considerablemente los ingresos obtenidos por el contratista, todo esto en función de del porcentaje que ofrecerá el contratista al gobierno.

A continuación se muestra en el caso 4, que ofrecer un porcentaje de 40%, se comienza a tener pérdidas en vez de tener ganancias, es muy difícil que un contratista ofrezca ese porcentaje tan alto al gobierno,

CASO 4.

Términos fiscales

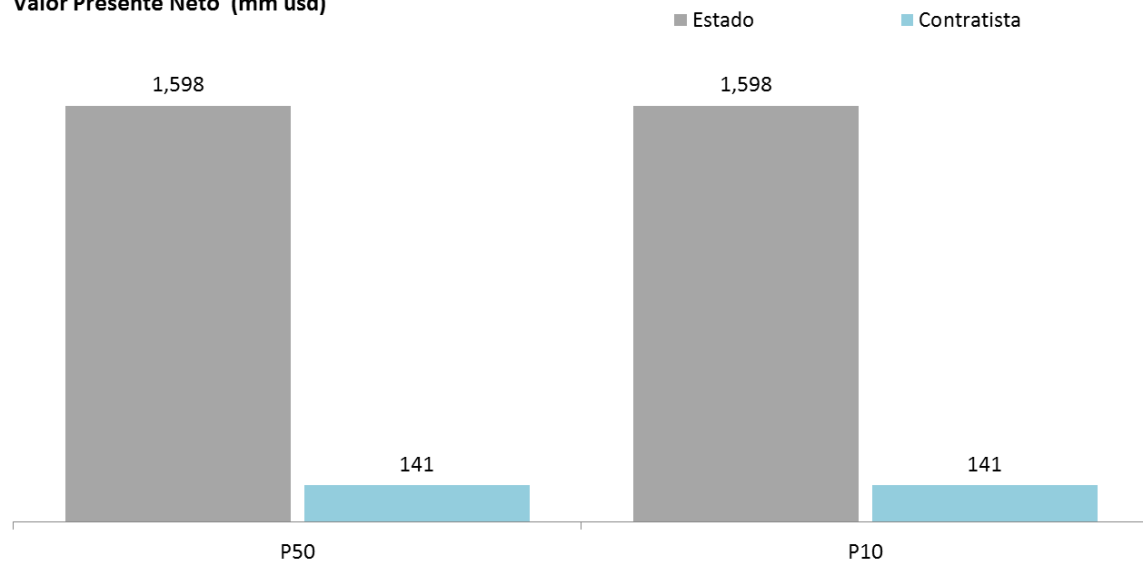
Regalía del aceite (fija)	10.25	%
Regalía del gas (fija)	3.42	%
Bono a la firma	0.00	mm usd
Mecanismos de ajuste		
Tasa límite de recuperación de costos	65.00	%
Contraprest. a favor del gobierno		
TIR	Ofertas en subas % contratista	
0.00	28.20%	0.72
0.20		1.00
0.35		
Tasa del ISR	35.00	%

Figura 30. Oferta de subasta 28.20%.

	P50		P10	
	mmusd	mmusd @12%	mmusd	mmusd @12%
Ingresos Brutos	18,117	5,195	18,117	5,195
Costos	7,372	3,456	7,372	3,456
Costos operativos	695	222	695	222
Inversiones	6,678	3,234	6,678	3,234
Pagos a superficiarios	0	0	0	0
Renta petrolera	10,745	1,739	10,745	1,739
Renta petrolera después de regalías	9,027	1,239	9,027	1,239
Flujos a favor del Estado	6,286	1,598	6,286	1,598
Bono	0	0	0	0
Cuota FE	0	0	0	0
Regalías	1,718	500	1,718	500
Contraprestación	2,568	629	2,568	629
Imp. a la Actividad de Expl. y Extrac de Hc.	4	1	4	1
Impuesto sobre la Renta	1,995	467	1,995	467
Flujos netos a favor del contratista	4,459	141	4,459	141
Porcentaje de la renta petrolera a favor del gobierno	91.9		91.9	
Reserva recuperable al límite econ. (mmbls)	613.42		613.42	
Tasa interna de retorno (%)	13.14		13.14	
Horizonte económico	19		19	
Periodo de recuperación del contratista	9.38		9.38	
CAPEX (usd / bls)	10.89		10.89	
OPEX (usd /bls)	1.13		1.13	

Oferta de subasta 28.20%.

Valor Presente Neto (mm usd)



Oferta de subasta 28.20%.

6.7.2 Caso Americano

El régimen americano a comparación del mexicano, es que en vez de utilizar la subasta el gobierno pide un solo pago al inicio, el cual es conocido como bono a la firma, al realizar este pago los contratistas tienen el derecho de comenzar a realizar trabajos de exploración con la cual tienen dos opciones descubrir o no descubrir un yacimiento.

Si el contratista descubre un yacimiento entonces el gobierno ya comenzara a cobrar regalías y aplicarle el impuesto sobre la renta, donde la tasa del ISR es igual del 35%. En el caso contrario de no descubrir nada, el contratista perderá toda su inversión.

Caso 1.

Términos fiscales

Regalía del aceite (fija)	18.75 %
Regalía del gas (fija)	0.00 %
Bono a la firma	50.00 mm usd
Mecanismos de ajuste	
Tasa límite de recuperación de costos	0.00 %
Contraprest. a favor del gobierno	

Tasa del ISR	35.00 %
--------------	---------

Figura 31. Bono a la firma de 50 mm.

El colocar el valor del bono de **50 mm**, es un supuesto decidí tomar esta cantidad ya que en promedio se piden de 30 a 40 millones por bloque no explorado, en este caso estamos considerando que el campo Trion se ubica en un bloque ya explorado con lo cual la incertidumbre baja y esto es lo que ocasiona un aumento en su costo por el bono a la firma.

	P50	
	mmusd	mmusd @12%
Ingresos Brutos	17,235	4,991
Costos	7,372	3,456
Costos operativos	695	222
Inversiones	6,678	3,234
Pagos a superficiarios	0	0
Renta petrolera	9,862	1,535
Renta petrolera después de regalías	8,214	1,051
Flujos a favor del Estado	5,126	1,394
Bono	725	647
Cuota FE	0	0
Regalías	1,649	484
Contraprestación	0	0
Imp. a la Actividad de Expl. y Extrac de Hc.	4	1
Impuesto sobre la Renta	3,423	864
Flujos netos a favor del contratista	4,736	141
Porcentaje de la renta petrolera a favor del gobierno		90.8
Reserva recuperable al límite econ. (mmbbls)		613.42
Tasa interna de retorno (%)		13.08
Horizonte económico		19
Periodo de recuperación del contratista		9.09
CAPEX (usd / bls)		10.89
OPEX (usd /bls)		1.13

Figura 32. Bono de 50 mm.

Se colocaran dos casos más para poder ver la forma en la que el bono afecta al VPN de las empresas.

Valor Presente Neto (mm usd)

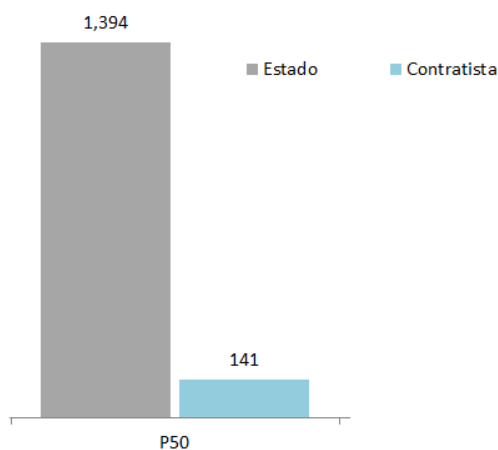


Figura 33. Bono de 50mm

Caso 2.

Términos fiscales

Regalía del aceite (fija)	18.75 %
Regalía del gas (fija)	0.00 %
Bono a la firma	100.00 mm usd
Mecanismos de ajuste	
Tasa límite de recuperación de costos	0.00 %
Contraprest. a favor del gobierno	
TIR	
0.00 0.15	0.00
0.15 0.30	comb lin
0.30 inf	0.00
Tasa del ISR	35.00 %

	P50	
	mmusd	mmusd @12%
Ingresos Brutos	17,235	4,991
Costos	7,372	3,456
Costos operativos	695	222
Inversiones	6,678	3,234
Pagos a superficiarios	0	0
Renta petrolera	9,862	1,535
Renta petrolera después de regalías	8,214	1,051
Flujos a favor del Estado	5,176	1,439
Bono	1,450	1,295
Cuota FE	0	0
Regalías	1,649	484
Contraprestación	0	0
Imp. a la Actividad de Expl. y Extrac de Hc.	4	1
Impuesto sobre la Renta	3,423	864
Flujos netos a favor del contratista	4,686	96
Porcentaje de la renta petrolera a favor del gobierno		93.7
Reserva recuperable al límite econ. (mmbls)	613.42	
Tasa interna de retorno (%)	12.72	
Horizonte económico	19	
Periodo de recuperación del contratista	9.04	
CAPEX (usd / bls)	10.89	
OPEX (usd /bls)	1.13	

Figura 34. Bono a la firma de 100 mm.

Valor Presente Neto (mm usd)

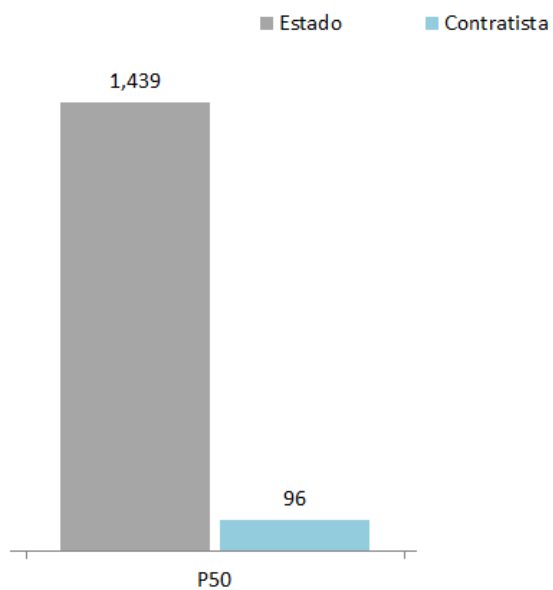


Figura 35. Bono de 100 mm

Caso 3.

Términos fiscales

Regalía del aceite (fija)	18.75 %
Regalía del gas (fija)	0.00 %
Bono a la firma	157.00 mm usd
Mecanismos de ajuste	
Tasa límite de recuperación de costos	0.00 %
Contraprest. a favor del gobierno	

Tasa del ISR	35.00 %
--------------	---------

Ingresos Brutos	17,235	4,991
Costos	7,372	3,456
Costos operativos	695	222
Inversiones	6,678	3,234
Pagos a superficiarios	0	0
Renta petrolera	9,862	1,535
Renta petrolera después de regalías	8,214	1,051
Flujos a favor del Estado	5,233	1,489
Bono	2,277	2,033
Cuota FE	0	0
Regalías	1,649	484
Contraprestación	0	0
Imp. a la Actividad de Expl. y Extrac de Hc.	4	1
Impuesto sobre la Renta	3,423	864
Flujos netos a favor del contratista	4,629	45
Porcentaje de la renta petrolera a favor del gobierno		97.0
Reserva recuperable al límite econ. (mmbls)		613.42
Tasa interna de retorno (%)		12.33
Horizonte económico		19
Periodo de recuperación del contratista		10.99
CAPEX (usd / bls)		10.89
OPEX (usd / bls)		1.13

Figura 36. Bono a la firma 157 mm

Valor Presente Neto (mm usd)

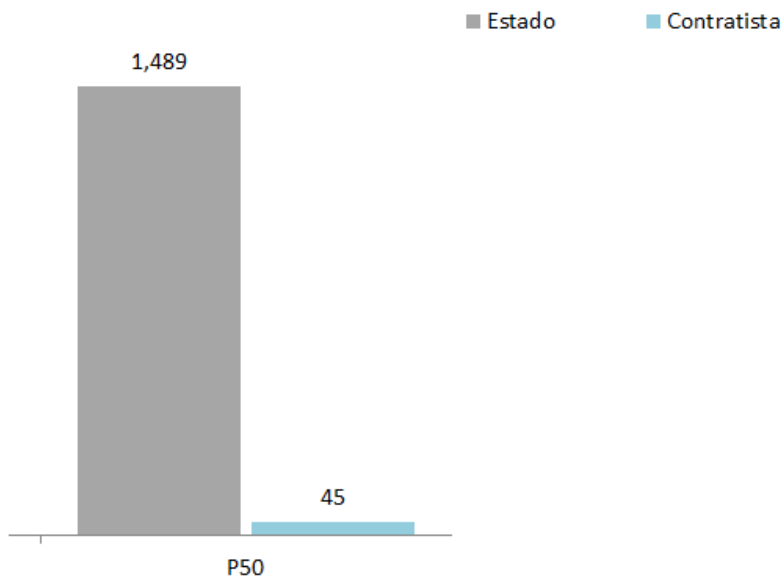


Figura 37. Bono de 157 mm.

Para dejar todo de una forma sintetizada se colocara en dos tablas los valores obtenidos con el régimen de Estados Unidos y el régimen mexicano para poder ver la diferencia que existe entre ambos y en que valores se igualan.

Resumen

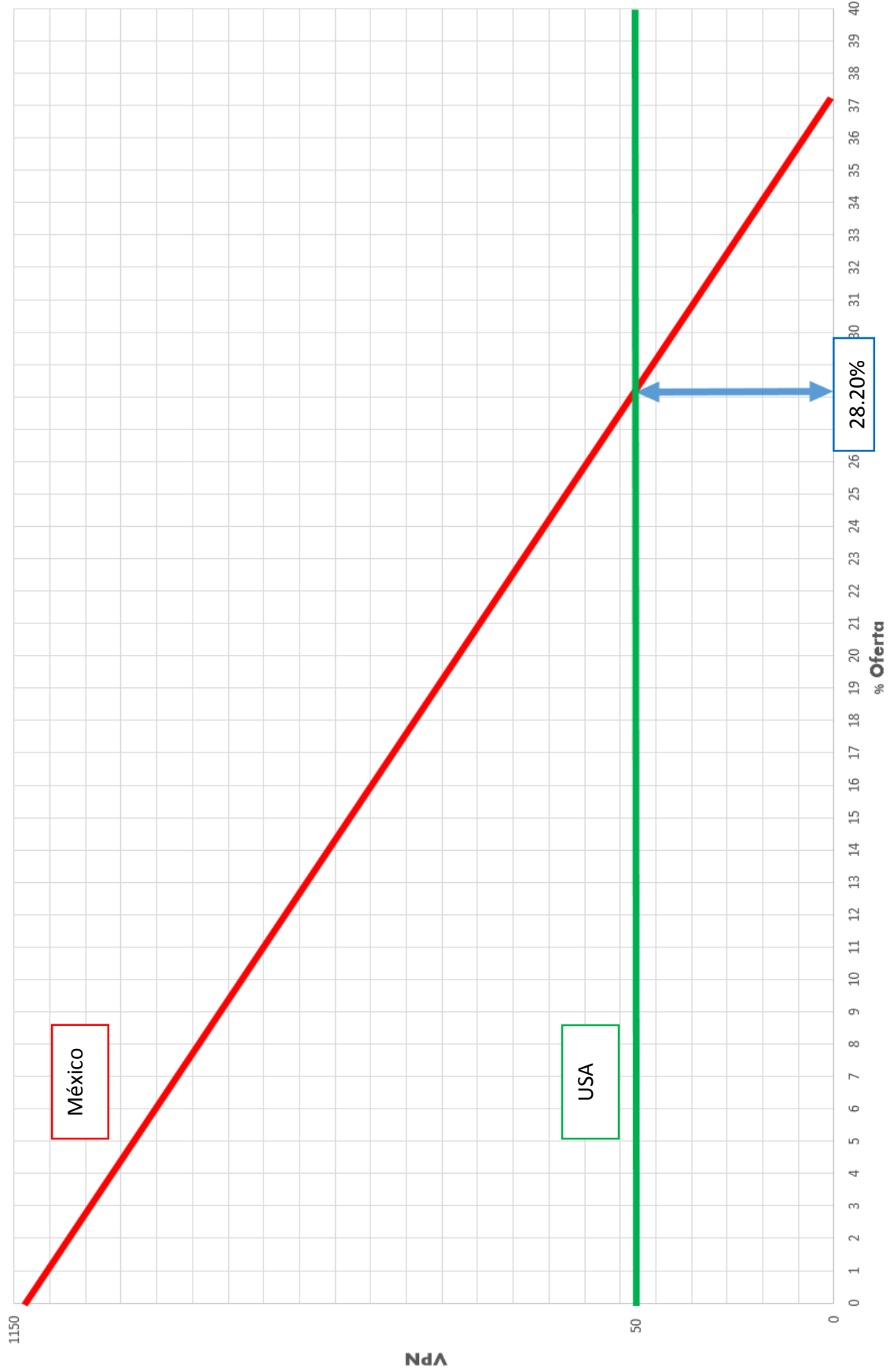
<i>Estados Unidos</i>	VPN (mm usd)	
BONO (mm usd)	Estado	Contratista
50	1394	141
100	1439	96
157	1489	45

Tabla 12. Resumen USA

<i>México</i>	VPN (mm usd)	
Oferta en la subasta	Estado	Contratista
5%	1228	511
10 %	1308	431
15%	1388	352
28.20%	1598	141
30%	1627	112

Tabla 13. Resumen México.

Comparativo México vs USA



Comparando el Régimen fiscal Mexicano con el de USA, se llega a lo siguiente:

	México	Estados Unidos (GoM)
<i>Tipo de Contrato</i>	Producción Compartida	Licencia
<i>Variable de subasta</i>	Participación de producción al Estado + Inversión	Bono a la firma
<i>Bono a la firma</i>	✗	✓
<i>Renta</i>	✓	✓
<i>Regalía</i>	Tasa sensible al precio	Tasa = 18.75 %
<i>Impuesto sobre la renta (ISR)</i>	Tasa = 30 %	Tasa = 35 %
<i>Otros pagos al Estado</i>	Contraprestación	✗

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con el trabajo presentado, se llega a la conclusión viéndolo desde el punto de vista de los contratistas se puede decir que el régimen fiscal mexicano no es el adecuado para los campos de aguas profundas, debido a que este es bastante rígido con las operadoras, ya que aunque disminuyo la carga fiscal a comparación del régimen pasado, aun quita una gran parte de las ganancias considerando los altos costos que se llevan al perforar campos en aguas profundas. Por razones obvias este régimen está diseñado para estar en favor del gobierno, ya gran parte de las ganancias van para el Estado.

Al comparar el régimen mexicano con el de Estados Unidos, se observa que el americano es menos rígido en cuestión de la forma de cobrar al contratista.

El diseño de una estructura fiscal se debe considerar que este debe tener un equilibrio entre varios temas relacionados como los precios, costos también es muy importante considerar los riesgos que existen en la exploración de hidrocarburos. Por eso no se puede considerar un régimen fiscal perfecto, ya que cada sistema fiscal tiene sus ventajas y desventajas, pero con el fin de maximizar el valor de los ingresos del gobierno.

Como se pudo ver en el caso práctico, el régimen fiscal mexicano, es demasiado estricto debido ya que le quita un gran porcentaje a los contratistas por medio de los impuestos que maneja.

Como conclusión final, el régimen fiscal es más efectivo para los contratistas si se presentan las siguientes condiciones, que el contratista ofrezca el 0% - 28.20%, para el gobierno con lo cual las ganancias que obtendría el contratista seria mayores que las que se obtuvieran con el régimen americano, siendo que en el régimen americano se pague un bono de 50 millones.

Es importante destacar que todo esto es un supuesto, utilizando diferentes casos para poder tener diferentes escenarios y poder tener una idea de que pasara cuando tengamos cifras oficiales.

Glosario

Recurso Prospectivo P90 (Estimación Baja). Existe una probabilidad de al menos 90% de que las cantidades de hidrocarburos realmente recuperados igualarán o excederán el volumen calculado.¹³

Recurso Prospectivo P50 (Mejor Estimación). Existe una probabilidad de al menos 50% de que las cantidades de hidrocarburos realmente recuperados igualarán o excederán el volumen calculado.¹⁴

Recurso Prospectivo P10 (Estimación Alta). Existe una probabilidad de al menos 10% de que las cantidades de hidrocarburos realmente recuperados igualarán o excederán el volumen calculado.¹⁵

RP. Se refiere a la estimación media del recurso prospectivo a descubrir y desarrollar en un proyecto exploratorio.

¹³ Sistema de gerencia de Recursos de Petróleo (PRMS por sus siglas en inglés), patrocinado por SPE, WPC, AAPG y SPEE.

¹⁴ Sistema de gerencia de Recursos de Petróleo (PRMS por sus siglas en inglés), patrocinado por SPE, WPC, AAPG y SPEE.

¹⁵ Sistema de gerencia de Recursos de Petróleo (PRMS por sus siglas en inglés), patrocinado por SPE, WPC, AAPG y SPEE.

Bibliografía

- *Agencia Nacional de Hidrocarburos, A. (2009). Modelo de Contrato de Exploración y Producción E&P. Colombia.*
- *Ahmed, U. (2004). Máximo aprovechamiento de los campos petroleros maduros. Schlumberger.*
- *Pemex. (2013). Estimación de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2013. México.*
- *Claude Duval, H. L. (1986). International Petroleum Exploration and Exploitation Agreements: Legal, Economic and Policy Aspects. New York: Barrows Company Inc.*
- *Partido Acción Nacional. (2013). Iniciativa con proyecto de decreto que reforma, adiciona y deroga diversas disposiciones a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. México, Distrito Federal.*
- *Comisión Nacional de Hidrocarburos . (24 de Febrero de 2014). Comparative Analysis of Host Government Granting Instruments.*
- *Pemex. (Marzo de 2013). Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2013.*
- *Mondino, P. N. (s.f.). Los contratos de servicio en la industria petrolera latinoamericana. Perú .*
- *Rodríguez, A. (29 de Noviembre de 2013). Producción compartida de petróleo: una estimación de los ingresos públicos adicionales hasta 2018. Observatorio Económico. México.*
- *Johnston, D. (2014). International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts . Tulsa, Oklahoma : PennWell Books.*
- *Núñez, J. C. (2012). Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos. Bolivia: Fundación Jubileo.*
- *Pemex. (2013). Registro de Información Geológica, CNH. Obtenido de <http://www.cnh.gob.mx/RIG/PDF/PROVINCIAS%20PETROLERAS.pdf>*
- *Casanova, R. (23 de Abril de 2014). Oro Negro. Obtenido de Tratamiento fiscal de los contratos Farm-In – Farm-Out (FIA): <http://revistaoronegro.com/2014/04/23/TRATAMIENTO-FISCAL-DE-LOS-CONTRATOS-FARM-IN-FARM-OUT-FIA/>*
- *Radon, J. (s.f.). The ABCs of Petroleum Contracts: License-Concession Agreements, Joint Ventures, and Production-sharing Agreements.*
- *Mondino, P. N. (s.f.). Los contratos de servicio en la industria*
- *Pemex. (2010). Registro de Información Geológica, CNH. Obtenido de <http://www.cnh.gob.mx/RIG/PDF/PROVINCIAS%20GEOLOGICAS.pdf>*

- **PEMEX. (2013). Estimación de Reservas de Hidrocarburos al 1 de enero de 2013. México.**
- **Hidrocarburos, C. N. (2010). Factores de Recuperación de Aceite y Gas en México. México.**
- **Pemex. (2013). Registro de Información Geológica, CNH. Obtenido de <http://www.cnh.gob.mx/RIG/PDF/PROVINCIAS%20PETROLERAS.pdf>**
- **Academia de Ingeniería. (s.f.). Estado del arte y prospectiva de la ingeniería en México y el mundo.**
- **Fernanda Galicia Montes, D. H. (2013). Terminación de pozos en shale gas y shale oil. D.F.: UNAM.**
- **Halliburton. (s.f.). Solutions Blog. Obtenido de <http://halliburtonblog.com/what-is-a-mature-field/>**
- **Secretaría de Energía. (2014). Obtenido de http://www.energia.gob.mx/webSener/leyes_Secundarias/**
- **Secretaría de Gobernación. (11 de Agosto de 2014). Decreto por el que se expide la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. Diario Oficial de la Federación.**
- **Van der Schaar Investments. (2014). Pertamina. Obtenido de <http://www.indonesia-investments.com/doing-business/indonesian-companies/pertamina/item341>**
- **Agencia Nacional de Hidrocarburos, A. (2009). Modelo de Contrato de Exploración y Producción E&P. Colombia.**
- **Directorate General of Oil and Gas. (Marzo de 2013). Obtenido de <http://www.migas.esdm.go.id/>**
- **Energy, M. o. (2010). Production Sharing Contract for Exploration and Production of Oil and Natural Gas. Brasil.**
- **GP&A Gonzalez- Peña Herrera y Asociados. (2011). Régimen Tributario de los hidrocarburos en el Ecuador. Quito: GP&A .**
- **Kable. (2014). offshore-technology.com. Obtenido de Big Foot Oil Field, Gulf of Mexico, United States of America: <http://www.offshore-technology.com/projects/bigfootoilfield/>**
- **Norwegian Petroleum Directorate. (2014). Production licences. Obtenido de <http://www.npd.no/en/Topics/Production-licences/>**
- **Petrobell. (2012). Memoria 2012.**

- http://www.petrobell.com.ec/docs/downloads/1412353679_Memoria%202012.swf
- **Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador. (2014). La Secretaría. Obtenido de <http://www.hidrocarburos.gob.ec/la-secretaria/>**
- **Sistema de Información de Petróleo y Gas Colombiano. (s.f.). contratación petrolera. Obtenido de http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/contratacion_petrolera.pdf**
- **Targetmap. (2009). Producción de Petróleo de EUA en 2009. Obtenido de <http://www.targetmap.com/viewer.aspx?reportId=9396>**
- **Texas, S. o. (2003). Oil and Gas Lease, Sample. Texas, Estados Unidos.**
- **Cinco Ley, H. (17 de abril de 2008). Academia Mexicana de Ingeniería. Obtenido de http://academiadeingenieriademexico.mx/archivos/seminarios/reforma_energetica/Situacion%20actual%20y%20futura%20de%20la%20ciencia%20y%20la%20tecnologia%20en%20la%20industria%20de%20hidrocarburos.pdf**
- **Comisión Nacional de Hidrocarburos. (24 de Febrero de 2014). Comparative Analysis of Host Government Granting Instruments.**
- **Gobierno de la República. (2014). Reforma Energética. Obtenido de http://www.nl.gob.mx/pics/pages/economia_energia_base/ReformaEnergeticaMexico.pdf**
- **Grunstein, M. (2010). De la caverna al mercado, Una vuelta al mundo de las negociaciones petroleras. México: Felou.**
- **Johnston, D. (2014). International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts . Tulsa, Oklahoma : PennWell Books.**
- **Núñez, J. C. (2012). Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos. Bolivia: Fundación Jubileo.**
- **Pemex. (2010). Registro de Información Geológica, CNH. Obtenido de <http://www.cnh.gob.mx/RIG/PDF/PROVINCIAS%20GEOLOGICAS.pdf>**
- **PEMEX. (2013). Estimación de Reservas de Hidrocarburos al 1 de enero de 2013. México.**

- **Romero, A. M. (Marzo de 2006). *PEMEX: Ante la expectativa de la inversion privada mediante los contratos en la industria petrolera. México.***
- **Secretaría de Energía. (febrero de 2012). *Secretaría de Energía. Obtenido de http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/ENE_2012_2026.pdf***
- **Society of Petroleum Engineers (SPE), A. A. (2007). *Petroleum Resources Management System.***