



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DE LOS REGÍMENES FISCALES
DERIVADOS DE LA REFORMA ENERGÉTICA EN
MÉXICO EN MATERIA DE HIDROCARBUROS**

TESIS

Para obtener el título de

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

Simón Andrés Cruz Cerón

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Rodrigo Orantes López



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi madre, Fabiola Cerón, por haberme brindado siempre su apoyo incondicional en todos los momentos de mi vida, a mi padre, Simón Cruz, por darme el ejemplo de cómo ser un excelente ser humano y un gran profesional, y a mi hermana, Sofía Cruz, por compartir tantos momentos gratos conmigo. A los tres los admiro profundamente y agradezco infinitamente todas sus enseñanzas dadas y valores inculcados, sin ustedes la culminación de este proyecto no sería posible.

A mis amigos, Andrea, Rafael y Omar, y a todos mis compañeros de la carrera por hacer de este viaje una de las mejores etapas de mi vida.

Al Ing. Rodrigo Orantes por haberme dado su voto de confianza para elaborar bajo su dirección este trabajo, por las enseñanzas de vida y las oportunidades brindadas.

A los sinodales de este trabajo por el tiempo que se tomaron para la revisión del mismo, sus consejos y sus valiosas enseñanzas, muchas gracias.

Por último, pero no por eso menos importante, a la Universidad Nacional Autónoma de México, en específico a la Facultad de Ingeniería, por haberme dado todas las herramientas necesarias para ser un profesional destacado y comprometido con México.

ÍNDICE

Objetivo	7
Justificación	7
Resumen	8
Abstract	8
Hipótesis	9
Introducción	9
CAPÍTULO I. RESERVAS Y PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN	11
1.1 Introducción	11
1.1.1 Volumen original de hidrocarburos	12
1.1.2 Volumen no descubierto	13
1.1.3 Volumen descubierto	13
1.1.4 Recurso prospectivo	13
1.1.5 Recurso contingente	14
1.2 Reservas	14
1.2.1 Reservas Probadas	16
1.2.2 Reservas desarrolladas	17
1.2.2.1 Reservas no desarrolladas	17
1.2.2.2 Reservas no probadas	17
1.2.3 Reservas probables	17
1.2.4 Reservas posibles	18
1.2.5 Reservas Técnicas	19
1.3 Pronósticos de Producción o Métodos de Estimación de reservas	20
1.3.1 Métodos Análogos	20
1.3.2 Métodos Volumétricos	21
1.3.3 Método de balance de materia	23
1.3.4 Método de curvas de declinación	25
1.3.4.1 Declinación exponencial	26
1.3.4.2 Declinación hiperbólica	27
1.3.4.3 Declinación armónica	27

1.3.5 Método de simulación numérica.....	29
CAPÍTULO II. EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	31
2.1 Introducción a la Evaluación Económica.....	31
2.1.1 Etapas Básicas de la Evaluación Económica.....	34
2.1.1.1 Primera Etapa.....	34
2.1.1.2 Segunda Etapa.....	35
2.1.1.3 Tercera Etapa.....	36
2.2 Variables en la Evaluación Económica.....	37
2.2.1 Precio.....	37
2.2.2 Volumen.....	38
2.2.3 Costos Operativos OPEX.....	39
2.2.5 Regalías (Royalties).....	40
2.2.6 Impuestos.....	41
2.2.7 Flujo de efectivo.....	41
2.3 Indicadores Económicos.....	42
2.3.1 Valor Presente Neto VPN.....	42
2.3.2 Valor Presente de la Inversión.....	44
2.3.3 Eficiencia de la Inversión.....	44
2.3.4 Tasa Interna de retorno TIR.....	44
2.3.5 Periodo de Recuperación de la Inversión.....	45
2.3.6 Punto de máxima exposición (<i>Max Exposure Point</i>).....	46
2.3.7 Límite Económico.....	46
2.3.8 Relación Beneficio Costo RBC.....	47
CAPÍTULO III SISTEMAS FISCALES.....	48
3.1 Introducción.....	48
3.2 Panorama General de los Regímenes Fiscales.....	48
3.3 Sistema de Concesiones.....	51
3.4 Sistemas Contractuales.....	55
3.4.1 Contratos de Producción Compartida (CPC).....	56
3.4.2 Contratos de Servicios.....	60
3.4.2.1 Contratos de Servicios Puros.....	61

3.4.2.2. Contratos de Servicios con Riesgo.....	62
3.5 Renta Económica.....	63
3.6 Contractor Take y Government Take.....	67
CAPÍTULO IV REFORMA ENERGÉTICA	69
4.1 Introducción	69
4.2 Reforma Energética en materia de hidrocarburos.....	70
4.2.1 Ronda Cero	71
4.2.2 Migraciones.....	71
4.2.3 Contratos de Exploración y Extracción.....	71
4.2.4 Arreglo Institucional	73
4.3 Legislación Secundaria.....	74
4.3.1 Asignaciones	75
4.3.2 Contratos de Extracción y Exploración.....	75
4.3.2.1 Proceso.....	76
4.3.2.2 Régimen Fiscal aplicable a los Contratos de Extracción y Exploración.....	78
4.4 Rondas derivadas de la Reforma Energética.....	83
4.4.1 Ronda Cero	83
4.4.2 Ronda Uno.....	84
4.4.2.1 Licitación 1	86
4.4.2.2 Licitación 2.....	86
4.4.2.3 Licitación 3.....	87
4.4.2.4 Licitación 4.....	87
4.4.3 Ronda Dos.....	87
4.4.3.1 Licitación 1	88
4.4.3.2 Licitación 2.....	88
4.4.4 Resultados de las Licitaciones 1.2 y 1.3	89
4.4.4.1 Resultados de las Licitaciones 1.2.....	89
CAPITULO V CASO DE ESTUDIO.....	91
5.1 Introducción	91
5.2 Proyecto a Evaluar	91
5.2.1 Producción	91

5.2.2 Precio del Barril	94
5.2.4 OPEX.....	96
5.2.5 Tasa de Descuento.....	98
5.3 Evaluación bajo contrato Producción Compartida (Licitación 1.2).....	98
5.3.1 Premisas	98
5.4.1 Premisas	114
5.4.2 Resultados y Gráficas	115
5.5 Análisis de resultados	126
ÍNDICE DE FIGURAS.....	130
ÍNDICE DE TABLAS	131
GLOSARIO.....	134
NOMENCLATURA.....	136
REFERENCIAS	137

Objetivo

Dar un panorama general de las reservas de hidrocarburos, la evaluación económica de proyectos de la industria petrolera, de los sistemas fiscales en la industria petrolera y hacer un análisis más detallado al régimen aplicable en nuestro país en materia de hidrocarburos con la finalidad de obtener conclusiones acerca de los contratos que se han adjudicado, basadas en la evaluación económica de un proyecto bajo los distintos marcos fiscales que presenta la nueva legislación mexicana.

Justificación

La industria energética en nuestro país vive una época de transformación, especialmente en materia de hidrocarburos, ya que el contexto en el que se desarrolla es muy distinto al pasado; el capital privado, por ejemplo, ahora puede invertir en áreas que anteriormente no le eran permitidas, bajo esta premisa el gobierno debe idear maneras de permitir la inversión, pero cuidando siempre los intereses de la nación. Es por lo anterior que es necesario evaluar los mecanismos que ha concebido el Estado para tasar a los privados, ya que, si este nuevo aparato jurídico no está técnicamente y económicamente bien fundamentado, la apertura de la industria pudiera resultar en un desenlace catastrófico para el país. Por ello, es importante realizar esta valoración para las compañías privadas, ya que, si estos instrumentos están mal diseñados y solamente benefician a un lado, el Estado, las compañías no estarán dispuestas a invertir. En síntesis, es necesario hacer este trabajo con el objetivo de observar que efectivamente la nueva Reforma Energética y todo el marco jurídico que de ella emana permite una relación de ganar-ganar, tanto para la nación como para el privado, con lo cual México se verá fortalecido.

Resumen

El trabajo busca acercar al lector a un entendimiento básico de los sistemas fiscales aplicables en México derivados de la reforma energética, además de realizar una valoración del comportamiento de los mismos bajo distintos escenarios.

El primer capítulo comienza con un acercamiento a las reservas de hidrocarburos, desde su definición y clasificación hasta los métodos para su determinación. Se considera importante este apartado, ya que el entendimiento del concepto de reserva ayudará a comprender el resto del trabajo. Posteriormente se adentra a la evaluación de proyectos de la industria petrolera, observando las principales variables involucradas y los mecanismos para encontrar los indicadores económicos que determinarán la rentabilidad del proyecto en cuestión, se hablará del modelo determinista, así como del modelo probabilístico. Ya con los fundamentos de reservas y de la evaluación económica de proyectos revisados, se procede a la presentación del tema de los regímenes fiscales en la industria petrolera, pasando desde su definición hasta la metodología fundamental de su aplicación; posteriormente, se toca el tema de la reforma energética en México y de los sistemas derivados de ella.

Por último, se continuará con el caso práctico, el cual es un ejemplo de aplicación, y a la evaluación en sí de los sistemas aplicables en México, para con ellos obtener conclusiones y hacer recomendaciones al respecto.

Abstract

This work aims to bring the reader a basic understanding of the applicable tax systems in Mexico derived from the energy reform, in addition to an assessment of their behavior under different scenarios.

The work begins with an approach to hydrocarbon reserves, from its definition and classification up to the methods for their determination. This chapter is important because

the comprehension of the reserve concept will help to understand the rest of the work. Later we delve into the evaluation of projects in the oil industry, noting the main variables involved and mechanisms to find economic indicators that determine the profitability of the project in question. And with the fundamentals of reserves and economic evaluation of projects reviewed, we present the topic of tax regimes in the oil industry, going from its definition to the fundamental methodology of its application, then we discuss the energetic reform in Mexico and the systems derived from it.

Finally it is the study case and the actual assessment of the applicable tax systems in Mexico, in order to draw conclusions and make recommendations.

Hipótesis

Al final de la evaluación de los regímenes fiscales derivados de los contratos de Producción Compartida y Licencia, rondas 1.2 y 1.3, se espera observar un comportamiento flexible, es decir, que conforme aumenten los ingresos del proyecto el Government Take aumente. Esto se debería tener porque cuando fueron diseñados los contratos, año 2013, el precio de barril rondaba los cien dólares. (Indexmundi, 2016)

Introducción

México vive una época de cambios estructurales, el acontecer nacional actual difiere mucho del que vivieron nuestros abuelos e inclusive nuestros padres, el futuro se presenta incierto pero promisorio. Se han estado desarrollando, aprobando y aplicando diferentes reformas constitucionales, dentro de las que destaca enormemente la reforma energética, la cual consiste en una modificación importante a la manera en que se ha venido manejando la industria petrolera en nuestro país. Se acabó el monopolio energético en el que vivíamos para dar paso a una apertura del Mercado, tratando de buscar la mayor remuneración posible para el pueblo mexicano derivado del sector energético.

La industria petrolera es sinónimo de riqueza y poder. En muchos países los hidrocarburos dominan la economía y México no es la excepción. Pocas industrias combinan un contraste tan drástico entre riesgo y recompensa. Los países que cuentan con estos recursos cuidan celosamente de esta riqueza y es por esta razón que los contratos con los que se llevarán a cabo las actividades de exploración y extracción de aceite y gas tomarán un papel fundamental en la nueva realidad del entorno petrolero nacional, aquí radica la importancia del entendimiento, análisis e interpretación de los regímenes fiscales que se establezcan en nuestro país. Con lo anterior se tendrá una visión más clara del beneficio que obtendrá tanto el Estado mexicano como el contratista.

Para llevar a cabo un análisis de los respectivos regímenes fiscales aplicables a la industria petrolera nacional es imperativo llevar a cabo la evaluación económica correspondiente.

En la industria petrolera, en cada segmento de ella, la realización de una completa y correcta evaluación económica es un requerimiento vital para llevar a cabo de manera óptima las ventas, fusiones, adquisiciones, pago de impuestos y licitaciones; así como para el financiamiento de la exploración, del desarrollo de campos y de los proyectos de inversión en instalaciones e infraestructura, cuestiones fundamentales que deben ser analizadas tanto por el gobierno como por los contratistas.

Pensando que en México se tiene una deficiencia de expertos en la materia y comprendiendo lo nuevo de la temática en la nación, ha surgido la idea de presentar este trabajo, con el cual se busca dar un acercamiento al lector al concepto de reserva, a los principios fundamentales de la evaluación económica de los proyectos petroleros, así como un panorama general de los regímenes fiscales y al final se presentará un análisis general de los contratos ya existentes en nuestro país.

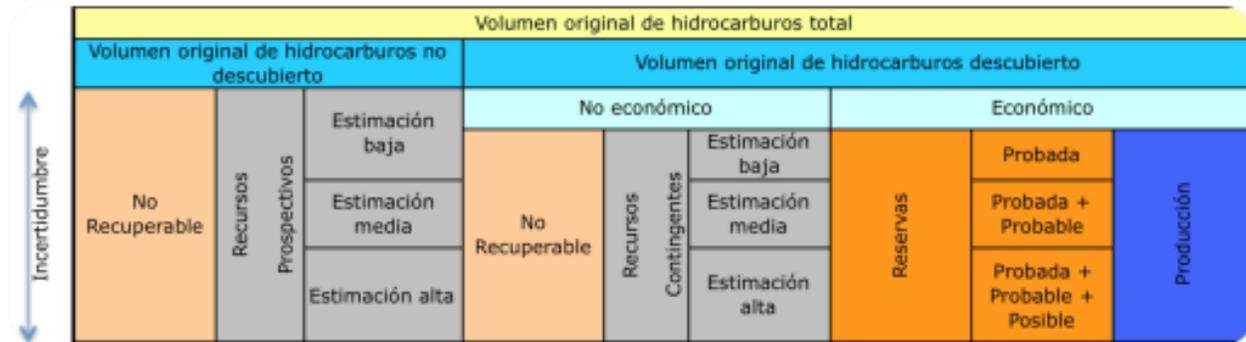
CAPÍTULO I RESERVAS Y PRONÓSTICOS DE PRODUCCIÓN.

1.1 Introducción

Las reservas respaldan el valor de cualquier compañía de exploración y producción ante los inversionistas y socios (Núñez Méndez, 2011). Cuando una empresa posee reservas es una empresa capaz de generar ganancias, y gracias a esto podrá tener el acceso a créditos y financiamientos para la realización de sus proyectos. Las reservas son el respaldo de cualquier compañía petrolera para recibir el presupuesto para la realización de un proyecto.

En esta industria los proyectos son validados a través de la determinación y cuantificación de las reservas. Para cumplir esta función, existen distintas organizaciones gremiales y de seguridad como son: *Securities and Exchange Commission* (SEC), entidad encargada de regular los mercados de valores y financieros de los Estados Unidos de Norteamérica, la *Society of Petroleum Engineers* (SPE), el *World Petroleum Council* (WPC) y la asociación de profesionales *American Association of Petroleum Geologists* (AAPG); estas se dieron a la tarea de sentar las bases y los lineamientos para llevar a cabo una clasificación estándar que permitiera realizar comparaciones entre éstas y que fuera aplicable a nivel mundial (Núñez Méndez, 2011). El resultado obtenido fue una clasificación que ubica a las reservas de acuerdo al nivel de incertidumbre y riesgo tanto técnico como económico que representa su recuperación. El objetivo en este capítulo es conocer la clasificación de reservas, así como la forma de calcular su volumen.

Figura 1.1 Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos.



Fuente: (Ramírez López, 2011).

1.1.1 Volumen original de hidrocarburos

Es la cuantificación de todas las acumulaciones de hidrocarburos naturales que se estima existen en una determinada región. Esto incluye a las acumulaciones conocidas, económicas o no, recuperables o no, a la producción obtenida de los campos explotados o en explotación, y también las cantidades estimadas en los yacimientos que podrían ser descubiertos.

El volumen original de hidrocarburos total son recursos potencialmente recuperables, ya que la estimación de la parte que se espera recuperar depende de la incertidumbre asociada, y también de las circunstancias comerciales, los desarrollos tecnológicos y la disponibilidad de datos. Por consiguiente, una porción de aquellas cantidades clasificadas como no recuperables en un momento dado pueden transformarse, en el futuro, en recursos recuperables si, por ejemplo:

- 1) Las condiciones comerciales cambian.
- 2) Ocurren nuevos desarrollos tecnológicos.
- 3) Hay datos adicionales adquiridos.

1.1.2 Volumen no descubierto

Es la cantidad de hidrocarburos evaluada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas. Al estimado de la porción potencialmente recuperable del volumen original de hidrocarburos no descubierto se le define como recurso prospectivo. (Ruíz Gastelum, 2008)

1.1.3 Volumen descubierto

Es la cantidad estimada de hidrocarburos, a una fecha dada, alojada en acumulaciones conocidas sumada a la producción de hidrocarburos obtenida de las mismas. Las acumulaciones descubiertas pueden ser económicas o no. Una acumulación es económica cuando hay generación de valor como consecuencia de la explotación de sus hidrocarburos (Pemex, 2005). Asimismo, la parte que es recuperable se clasifica en recurso contingente si no es económica, en reserva si es económica.

1.1.4 Recurso prospectivo

En general es aquel volumen de Hidrocarburos que no ha sido descubierto, pero si se descubriese, sería recuperable.

“El volumen de Hidrocarburos estimado a una fecha determinada, que todavía no se descubre pero que ha sido inferido y que se estima potencialmente recuperable, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo futuros.” (Ley Orgánica De La Administración Pública Federal, s.f.)

1.1.5 Recurso contingente

Se trata de aquel volumen que ya ha sido descubierto, pero su extracción no es rentable en las condiciones actuales.

“El volumen estimado de Hidrocarburos en una fecha dada, que potencialmente es recuperable pero que, bajo condiciones económicas de evaluación correspondientes a la fecha de estimación, no se considera comercialmente recuperable debido a una o más contingencias.” (Ley Orgánica De La Administración Pública Federal, s.f.)

1.2 Reservas

Es aquel volumen descubierto y a las condiciones actuales comercialmente recuperable.

“El volumen de Hidrocarburos en el subsuelo, calculado a una fecha dada a condiciones atmosféricas, que se estima será producido técnica y económicamente, bajo el régimen fiscal aplicable, con cualquiera de los métodos y sistemas de Extracción aplicables a la fecha de evaluación.” (Ley Orgánica De La Administración Pública Federal, s.f.)

Es decir que las reservas son esas cantidades de petróleo anticipadas a ser recuperables comercialmente por la aplicación de proyectos de desarrollo a acumulaciones, conocidas desde a una fecha dada en adelante bajo condiciones definidas.

Las reservas deben satisfacer cuatro criterios: deben ser descubiertas, recuperables, comerciales, y remanentes basados en el/los proyecto(s) de desarrollo aplicados. Las reservas se subdividen de acuerdo con el nivel de certeza asociado a las estimaciones y puede ser sub-clasificado basado en la madurez del proyecto y/o caracterizado por el estado de su desarrollo y producción.

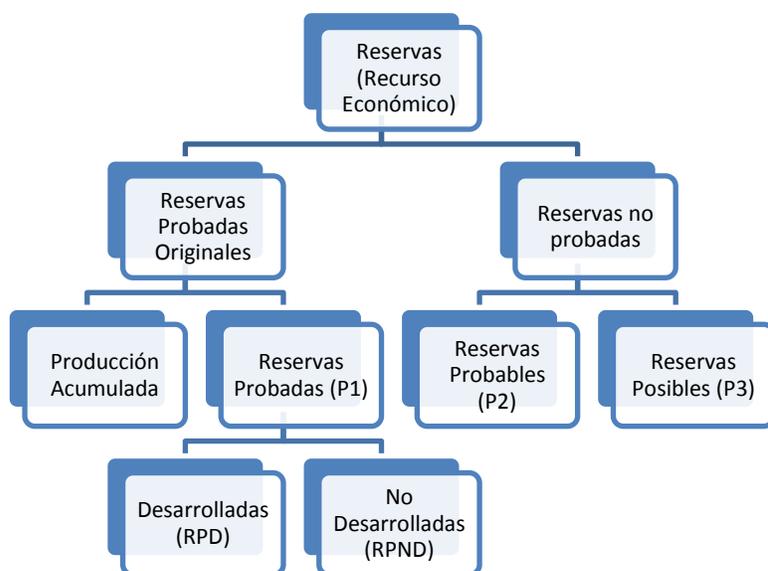
Para incluirse en la clase de Reservas, un proyecto debe estar suficientemente definido para establecer la viabilidad económica. Debe haber una expectativa razonable de que

todas las aprobaciones internas y externas necesarias están próximas, y hay evidencia de la firme intención de proceder con el desarrollo dentro de un marco de tiempo razonable.

Un marco de tiempo razonable para la iniciación del desarrollo depende de las circunstancias específicas y varía de acuerdo con el alcance del proyecto.

Mientras que se recomiendan 5 años como punto de referencia, se puede aplicar un marco de tiempo más largo, por ejemplo, en el desarrollo de proyectos económicos que se postergan por decisión del productor, entre otras cosas, por razones relacionadas al mercado, o para lograr objetivos estratégicos o contractuales. En todos los casos, la justificación para la clasificación como Reservas debería estar bien documentada. Para incluirse en la clase de Reservas, debe haber alta confianza en la productibilidad comercial del yacimiento apoyada por la producción real o ensayos de la formación. En ciertos casos, las Reservas pueden ser asignadas en la base de los perfiles de pozos y/o análisis de testigos que indican que el yacimiento en cuestión contiene hidrocarburo y es análogo a los yacimientos de la misma área que están produciendo o han demostrado la habilidad de producir en los ensayos de formación (World Petroleum Council, s.f.).

Diagrama 1.1 Clasificación de las reservas de hidrocarburos.



Fuente: Elaboración propia basado en (World Petroleum Council, s.f.)

1.2.1 Reservas Probadas

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas y bajo condiciones económicas actuales, que se estima serán comercialmente recuperables en una fecha específica, con una certidumbre razonable, cuya extracción cumple con las normas gubernamentales establecidas, y que han sido identificados por medio del análisis de información geológica y de ingeniería. Las reservas probadas se pueden clasificar como desarrolladas o no desarrolladas.

El establecimiento de las condiciones económicas actuales incluye la consideración de los precios, los costos de extracción, y los costos históricos en un periodo consistente con el proyecto. Además, si en la evaluación se utiliza un método determinista; es decir, sin una connotación probabilista, el término de certidumbre razonable se refiere a que existe una confiabilidad alta de que los volúmenes de hidrocarburos sean recuperados. Por el contrario, si se emplea un método probabilista, entonces la probabilidad de recuperación de la cantidad estimada deberá ser de 90 % mayor.

En general, las reservas son consideradas probadas si la productividad comercial del yacimiento está apoyada por datos reales de presión y producción; es decir, el término probado se refiere a las cantidades de hidrocarburos recuperables y no a la productividad del pozo o el yacimiento. Un requerimiento importante para clasificar a las reservas como probadas es asegurar que las instalaciones para su comercialización existan, o tener la certeza de su instalación.

El volumen considerado como probado incluye el volumen delimitado por la perforación y está definido por los contactos entre fluidos. También se incluye el volumen del yacimiento que no esté perforado pero que pueda ser razonablemente juzgado como comercialmente productor, de acuerdo a los registros geológicos y geofísicos y a los datos de ingeniería disponibles. Si los contactos de los fluidos se desconocen, la ocurrencia de hidrocarburos conocida más profunda será el límite de la reserva probada.

1.2.2 Reservas desarrolladas

Las reservas desarrolladas son aquellas que se espera sean recuperadas de pozos existentes, ya que pueden ser extraídas con la infraestructura actual mediante actividades adicionales con costos moderados de inversión. En el caso de las reservas asociadas a procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, serán consideradas desarrolladas únicamente cuando la infraestructura requerida para el proceso esté instalada o cuando los costos requeridos para ello, sean considerablemente menores a una estimación inicial. (Ruíz Gastelum, 2008)

1.2.2.1 Reservas no desarrolladas

Las reservas no desarrolladas son aquellas que se espera serían recuperadas a través de pozos nuevos en áreas no perforadas, o donde se requiere un gasto relativamente alto para terminar los pozos existentes y/o construir las instalaciones de producción y transporte. Lo anterior implica tanto procesos de recuperación primaria como recuperación secundaria y mejorada. (Núñez Méndez, 2011)

1.2.2.2 Reservas no probadas

Son volúmenes de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, al extrapolar características y parámetros del yacimiento más allá de los límites de la razonable certidumbre, o de suponer pronósticos de aceite y gas con escenarios tanto técnicos como económicos que no son los que prevalecen al momento de la evaluación. (Núñez Méndez, 2011)

1.2.3 Reservas probables

Son aquellas reservas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería, de los yacimientos, sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables que

de no serlo. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.

Las reservas probables incluyen aquellas reservas más allá del volumen probado, y donde el conocimiento del horizonte productor es insuficiente para clasificar estas reservas como probadas.

En cuanto a los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, las reservas atribuibles a estos procesos son probables cuando un proyecto o prueba piloto ha sido planeado, pero aún no se encuentra en operación, y cuando las características del yacimiento parecen favorables para una aplicación comercial. (Núñez Méndez, 2011)

1.2.4 Reservas posibles

Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables y posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores. En general, las reservas posibles pueden incluir los siguientes casos:

- Reservas que están basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables en el mismo yacimiento.
- Reservas en formaciones que parecen estar impregnadas de hidrocarburos, basados en análisis de núcleos y registros de pozos, pero pueden no ser comercialmente productivas.
- Reservas adicionales por perforación intermedia que está sujeta a incertidumbre técnica.

-Reservas incrementales atribuidas a mecanismos de recuperación mejorada cuando un proyecto o prueba piloto está planeado, pero no en operación, y las características de roca y fluido del yacimiento son tales, que una duda razonable existe de que el proyecto será comercial.

-Reservas de un área de la formación productora que parece estar separada del área probada por fallas geológicas, y que la interpretación indica que el área de estudio está estructuralmente más baja que el área probada.

Los datos de las reservas de hidrocarburos no son fijos, sino que tienen un carácter dinámico debido a que se encuentran en un ajuste continuo, a medida que se cuenta con mayor y mejor información. (Ruíz Gastelum, 2008)

1.2.5 Reservas Técnicas

En la filosofía basada en el riesgo, la cantidad de reserva para cada categoría (probada, probable y posible) es calculada de manera determinista como un volumen discreto. Las reservas probadas son las que tienen la mayor certidumbre de ser producidas un 90% de producir ese volumen o más. La acumulación de las probadas más las probables (2P) tienen un riesgo menor o igual al 50% y las reservas probadas más probables más posibles (3P) tienen un riesgo mayor de no ser producidas, un 10% de probabilidad de producir ese volumen o más. La lógica basada en el riesgo busca capturar tanto la incertidumbre volumétrica (rango de los posibles volúmenes recuperables de un desarrollo) y la madurez del proyecto (riesgo del no desarrollo) en un sistema único.

- Reserva 1P: Es la reserva probada.

- Reserva 2P: Es la suma de la reserva probada más la reserva probable.

-Reserva 3P: Es la suma de la reserva probada más la reserva probable, más la reserva posible. (Nuñez Méndez, 2011)

1.3 Pronósticos de Producción o Métodos de Estimación de reservas

Los pronósticos de producción son estimaciones de lo que se espera obtener de los yacimientos; estos pronósticos se basan en el esquema de explotación (tecnología empleada), propiedades petrofísicas del propio yacimiento y las propiedades de los fluidos. Los utilizamos para identificar matemáticamente una tendencia del comportamiento de la presión o de la producción (Núñez Méndez, 2011).

Los pronósticos nos permiten cuantificar los volúmenes originales de hidrocarburos, producciones esperadas y volúmenes remanentes.

Existen dos principales tipos de métodos: los determinísticos y los probabilísticos. Dentro de los determinísticos, la mayoría son del tipo volumétrico: balance de materia, curvas de declinación y simulación numérica; mientras que los probabilísticos modelan la incertidumbre de parámetros como porosidad, saturación de agua, espesores netos, como funciones de probabilidad que producen, en consecuencia, una función de probabilidad para el volumen original.

1.3.1 Métodos Análogos

Los métodos análogos son ampliamente usados en la estimación de recursos, particularmente en la etapa de exploración y de inicio del desarrollo, cuando la información de mediciones directas es limitada o escasa. La metodología está basada en la suposición que el yacimiento análogo es comparable con el yacimiento objetivo tomando en cuenta las propiedades del yacimiento y del fluido que controlan la recuperación final de petróleo. Por medio de la selección de análogos apropiados, donde los datos de desempeño

basados en planes de desarrollo comparables¹ están disponibles, un perfil de producción similar se puede pronosticar.

Los yacimientos análogos están definidos por rasgos y características similares, incluyendo, pero no limitándose solamente a: profundidad aproximada, presión, temperatura, mecanismo de empuje en el yacimiento, contenido original de fluidos, densidad del fluido del yacimiento, tamaño del yacimiento, espesor neto, espesor saturado, litología, heterogeneidad, porosidad, permeabilidad, y plan de desarrollo, entre otros. Los yacimientos análogos están formados por los mismos, o muy similares, procesos sedimentarios, diagenéticos, de presión, temperatura, historia química y mecánica, y deformación estructural. (Ruíz Gastelum, 2008)

1.3.2 Métodos Volumétricos

Es un método ampliamente utilizado, sobre todo en las etapas iniciales en que se comienza a conocer el yacimiento, ya que requiere de muy poca información; sin embargo, serán aplicados solamente cuando los datos geológicos sean suficientes, ya que su base teórica es la estimación de propiedades tanto de la roca como de los fluidos, entre las principales podemos mencionar: porosidad (Φ), permeabilidad (k), saturación de fluido, (S_o , S_w , S_g), así como la geometría del yacimiento, su área y espesor neto.

El cálculo del volumen original (N), será obtenido mediante el volumen de roca, la porosidad, la saturación de aceite inicial y el factor de volumen del hidrocarburo mediante la fórmula:

Fórmula de N

$$N = \frac{7758 A h \phi S_{oi}}{B_{oi}}$$

¹ Incluyendo tipo de pozos, espaciamento entre pozos y estimulaciones, entre otros.

Donde:

N = volumen original de aceite @ condiciones std, en [bls]

A = área del yacimiento [m^2]

h = espesor promedio [m] (intervalo productor)

φ = porosidad promedio [fracción]

S_{oi} = saturación de aceite inicial [fracción]

B_{oi} = factor de volumen del aceite @ condiciones iniciales [bls/bls]

El valor 7758 es el factor de conversión para obtener el resultado en barriles. (Ruíz Gastelum, 2008)

El volumen bruto de la roca se determina a partir de un mapa de isopacas del yacimiento; los valores promedio de la porosidad y saturación de aceite, a partir de datos de registros de pozos y de análisis de núcleos ;y el factor de volumen del aceite, de análisis *PVT* o por medio de correlaciones.

Además, por medio de este método es posible calcular o estimar las reservas de hidrocarburos, al multiplicar el volumen original de hidrocarburos por un factor de recuperación, el cual es estimado a partir de las propiedades petrofísicas del sistema roca fluidos y de las propiedades de los fluidos.

Algunas ventajas del método volumétrico:

- Es muy económico.
- No requiere de mucha información.
- Da una estimación aceptable para el comienzo del proyecto.
- Es la base de otros métodos.

Algunas desventajas del método volumétrico:

- No es muy exacto.
- Realiza demasiadas consideraciones promedio.

-Considera propiedades homogéneas, con lo cual se aleja de la realidad.

1.3.3 Método de balance de materia

El método de balance de materia es usado en la estimación del volumen original de hidrocarburos tanto en sus fases exploratorias como en la recuperación primaria de hidrocarburos. Dicho método está basado en la ley de conservación de masa, es decir; considera solo la transformación de esta, existiendo siempre un balance en el que no existen pérdidas, la masa que entra es igual a la masa que sale, de forma similar la masa que se expande es igual a la masa que se produce. Utiliza el volumen de control para cuantificar los cambios existentes en el mismo.

La Ecuación de Balance de Materia (EBM), expresa la relación que debe existir durante todo el tiempo en un yacimiento, que se produce en condiciones que se aproximen al estado de equilibrio. En el caso de yacimientos de aceite negro, de gas seco o gas húmedo, en los que la composición y la densidad no cambian notablemente al disminuir la presión, el balance puede realizarse en base a sus volúmenes como lo veremos más adelante en el presente capítulo. (Núñez Méndez, 2011)

Para la aplicación de la EBM se deben hacer ciertas consideraciones dentro de las que destacan:

- Modelo de tanque homogéneo e isotrópico (La roca y las propiedades de los fluidos son considerados los mismos para el yacimiento.)
- El aceite y el gas se comportan en el yacimiento en forma similar a como lo hicieron en el laboratorio durante el análisis PVT.
- El campo ha sido desarrollado.
- El volumen es constante en los yacimientos de gas y en los de aceite saturado.

- Existe un equilibrio en la presión en todo el yacimiento y durante todo el tiempo de la explotación. Esto implica que en el yacimiento no existen presiones diferenciales de gran magnitud y que no ocurra cambio en la composición del fluido, excepto el indicado en los análisis PVT.

- No ocurre el mecanismo de empuje por segregación gravitacional del gas y no se produce gas del casquete. Estas suposiciones son necesarias únicamente para la deducción.

Principales ventajas del Método de Balance de Materia:

- Económico.

- Se requiere de poca información.

- Da una buena aproximación del comportamiento del yacimiento.

- Permite calcular volúmenes originales.

- Es más exacto que los métodos volumétricos.

- Puede servir como base en el empleo de otros métodos.

- Ayuda a determinar los diferentes mecanismos de empuje que actúan en el yacimiento.

Principales desventajas del Método de Balance de Materia:

- Considera homogéneas las propiedades de la roca y de los fluidos en todo el yacimiento, lo cual provoca un error en la interpretación de los datos recopilados.

- No considera el movimiento de los fluidos.

- No toma en cuenta el factor geométrico del yacimiento, ya que no es posible conocer la distribución de los fluidos en la estructura.

1.3.4 Método de curvas de declinación

Este es un método que supera en exactitud a las técnicas volumétricas y al balance de materia ya que lleva implícito las heterogeneidades que se presentan en el yacimiento y la dirección de flujo de fluidos en las mediciones de gasto de producción, en las cuales se fundamenta. El método consiste en realizar una gráfica que compare los gastos de producción contra el tiempo. De esta manera, la curva obtenida podrá ser extrapolada a fin de estimar gastos futuros de producción y por ende hacer posible la determinación de las reservas del yacimiento. (Núñez Méndez, 2011)

Una suposición en el uso de curvas de declinación es que todos los factores que influenciaron la curva en el pasado, serán los mismos durante la vida productiva. Estos factores son los siguientes:

- Cambios en los métodos de producción
- Reparaciones
- Tratamientos a pozos
- Cambios en las condiciones de los aparejos o en las instalaciones superficiales de producción.

Se debe tener mucho cuidado en la extrapolación de estas curvas al futuro. Cuando la forma de una curva cambia debe ser determinada la causa; así como el efecto sobre la reserva evaluada.

Una expresión general para el ritmo de declinación, D , puede ser expresada como:

$$D = -\frac{dq}{dt} = kq^n$$

Donde:

D = ritmo de declinación

q = ritmo de producción [*bls/día, bls/mes, bls/año*]

t = tiempo [*días, meses, años*]

$k = \text{constante}$

$n = \text{exponente}$

El ritmo de declinación en esta ecuación puede ser constante o variable con el tiempo, dando lugar a tres tipos básicos de declinación de la producción:

1. Exponencial o declinación constante.
2. Declinación hiperbólica.
3. Declinación armónica.

Para la determinación de cuál de los tipos de declinación se trata, se puede graficar el gasto de producción vs. el tiempo (q vs. t), si el resultado es una línea recta la declinación es de tipo constante o exponencial, si es una curva se procederá a graficar el logaritmo natural del gasto de producción vs. logaritmo natural del tiempo ($\ln q$ vs. $\ln t$), si el resultado es una línea recta la declinación es de tipo hiperbólica, si es una curva la declinación es de tipo armónica. (Ruíz Gastelum, 2008)

1.3.4.1 Declinación exponencial

($n=0$)

$$\ln(q_o) = \ln(q_i) - Dt$$

Donde:

q_o = gasto en cualquier instante de la producción.

q_i =gasto inicial.

D = constante de declinación

t = tiempo

La producción acumulada:

$$N_p = \frac{q_i - q_o}{D}$$

1.3.4.2 Declinación hiperbólica

($0 < n < 1$)

Para la condición inicial:

$$k = \frac{D_i}{q_i^n}$$

Las relaciones de ritmo de producción-tiempo están dadas por:

$$\left(\frac{q_i}{q_t}\right)^n = (1 + nD_i t)$$

Y el cálculo de la producción acumulada está dada por:

$$N_p = \frac{q_i^n (q_i^{1-n} - q_t^{1-n})}{(1 - n)D_i}$$

1.3.4.3 Declinación armónica

($n=1$)

Para la condición inicial:

$$k = \frac{D_i}{q_i}$$

Las relaciones de ritmo de producción-tiempo están dadas por:

$$\frac{q_i}{q_t} = (1 + D_i t)$$

Y la producción acumulada:

$$N_p = \frac{q_i}{D_i} \ln\left(\frac{q_i}{q_t}\right)$$

Tabla 1.1 Resumen de las ecuaciones para la tasa de declinación, el ritmo de producción, el tiempo y la producción acumulada para las curvas de declinación exponencial, hiperbólica y armónica

Tipo de Declinación	Tasa de Declinación	Gasto de Producción, q	Tiempo, t	Producción Acumulada, N _p
Exponencial n=0	$\frac{\ln(\frac{q_i}{q_0})}{t}$	$q_i \exp(-Dt)$	$\frac{\ln(\frac{q_i}{q_0})}{D}$	$\frac{q_i - q_0}{D}$
Hiperbólica 0<n<1	$\frac{D_i}{D_0} = (\frac{q_i}{q_0})^b$	$\frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}}$	$\frac{(\frac{q_i}{q_2})^b - 1}{bD_i}$	$\frac{q_i}{D_i} (1 - (\frac{q_0}{q_i})^{1-b})$
Armónica n=1	$\frac{D_i}{D_0} = \frac{q_i}{q_0}$	$\frac{q_i}{(1 + D_i t)}$	$\frac{q_i - q_0}{D_i q_0}$	$\frac{q_i}{D_i} = \ln(\frac{q_i}{q_0})$

Fuente: Elaboración propia basado en (Poe, 2007)

Principales ventajas del Método de Curvas de Declinación:

- Es más exacto que los métodos volumétricos y el balance de materia.
- Nos da buena estimación de los pronósticos de producción.
- Permite obtener volúmenes originales.
- Permite realizar el cálculo de reservas.
- Considera de manera implícita la heterogeneidad del yacimiento.
- Considera de manera implícita la dirección de flujo de los fluidos.

Principales desventajas del Método de Curvas de Declinación:

- Requiere de mucha información.
- Si cambia alguna condición en el estado mecánico del pozo la extrapolación de las gráficas se invalida.
- Si cambia el esquema de explotación la extrapolación de las gráficas se invalida.

1.3.5 Método de simulación numérica

Actualmente el método de simulación numérica de yacimientos es el más exacto para realizar los pronósticos de producción, así como el cálculo de reservas, entre otras cosas. Este método consiste en dividir o discretizar al yacimiento en partes muy pequeñas llamadas “celdas” y asignarle a cada una de ellas características y propiedades tanto de la formación como de los fluidos, acopladas a ecuaciones de balance de materia y de flujo de fluidos en medios porosos. Esto permite la consideración de las heterogeneidades y las direcciones de flujo de los fluidos en el yacimiento, lo cual da como consecuencia una aproximación muy cercana a la realidad acerca del comportamiento del yacimiento y, por ende, de los pronósticos de producción.

Las ecuaciones obtenidas al realizar un modelo matemático del yacimiento son ecuaciones diferenciales en derivadas parciales no lineales, cuya solución se obtiene mediante métodos numéricos de manera discreta, es decir, en un número de puntos preseleccionados en tiempo y en espacio. (Ruíz Gastelum, 2008)

La simulación matemática tiene como base a la ecuación de difusión.

Principales ventajas del Método de Simulación Matemática:

- Es un método muy exacto.
- Permite visualizar el comportamiento del yacimiento bajo distintos esquemas de explotación.
- Permite calcular volúmenes originales.
- Permite realizar pronósticos de producción muy cercanos a la realidad.
- Considera las heterogeneidades y las direcciones de flujo en el yacimiento.
- Si es ajustado y operado de manera adecuada, resultara la mejor herramienta.

Principales desventajas del Método de Simulación Matemática:

- Es un método que requiere de mucha información.
- Suele ser el método más costoso de los cuatro.

- Puede requerir de grandes tiempos de cómputo y procesamiento de la información.
- Los simuladores no distinguen la calidad de la información.
- Requieren de un constante mantenimiento.

CAPÍTULO II EVALUACIÓN ECONÓMICA.

2.1 Introducción a la Evaluación Económica

Las técnicas de ingeniería petrolera son utilizadas para estimar las reservas de aceite y gas, así como para realizar los pronósticos de producción. Las herramientas económicas sirven para conocer y calcular los ingresos provenientes de la venta de los hidrocarburos, las inversiones (CAPEX), los costos operativos (OPEX), los impuestos, el flujo de caja, y varios indicadores de rentabilidad para una correcta toma de decisiones al momento de planear y de llevar a cabo un proyecto (Améndola, 2016).

El éxito de una inversión está basado en la correcta evaluación económica de las distintas oportunidades de inversión y de los resultados de las mismas. Las evaluaciones económicas sirven también como un buen medio de comunicación entre los equipos técnicos y administrativos de una empresa. La mayoría de las decisiones de inversión están fundamentadas directamente en el impacto financiero general que pudiera tener una oportunidad de inversión más que cualquier otro parámetro o especificación técnica. Por ello, aunque un proyecto pueda ser factible técnicamente, si no es viable económicamente no será realizado.

Para evaluar un proyecto de inversión primero debemos definirlo de acuerdo a los lineamientos oficiales emitidos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, según su definición: un proyecto de inversión es el conjunto de obras y acciones que se llevan a cabo para la construcción, ampliación, adquisición, modificación, mantenimiento o conservación de activos fijos, con el propósito de solucionar una problemática, atender una necesidad específica o desarrollar una oportunidad de negocio que capture el valor económico a lo largo del tiempo (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2016) .

En la industria petrolera pudiéramos clasificar a los proyectos de inversión en: proyectos de exploración y proyectos de explotación.

Los proyectos de Exploración son el conjunto de actividades que se llevaran a cabo cumpliendo las mejores prácticas internacionales, con el objetivo de identificar acumulaciones de hidrocarburos en el subsuelo, para que ya descubiertas, se puedan evaluar sus características y volúmenes asociados. El objetivo principal de este tipo de proyectos es el de incorporar reservas, para así maximizar el negocio a largo plazo.

Los proyectos de Explotación son el conjunto de actividades de campo o gabinete asociadas a elementos físicos con el propósito de generar valor económico a través de la explotación óptima de reservas de hidrocarburos asociadas a un yacimiento o campo petrolero.

Un proyecto petrolero es la conexión entre la acumulación de hidrocarburos y el proceso de toma de decisiones, por medio de factores técnicos y económicos que interactúan entre sí, y en donde las tomas de decisiones se realizan en ambientes de mucha incertidumbre y riesgo. Una particularidad de estos proyectos es que siempre representan una gran inversión, razón por la cual es fundamental llevar a cabo las evaluaciones y estudios necesarios que mitiguen el riesgo y ofrezcan una predicción aceptable de la posible rentabilidad del mismo.

El proceso de evaluación económica de proyectos sigue diferentes etapas:

1. Visualización y definición de las oportunidades de inversión
2. Comprobación de que existe un mercado para el producto o productos de nuestro proyecto
3. Realización de un análisis de factibilidad técnica
4. Ordenamiento de las variables económicas que serán la base de la evaluación económica
5. Evaluación económica del proyecto en sí, con el fin de definir si el proyecto dejará ganancias.

El primer paso consiste en definir la oportunidad a la que se le asignarán recursos con la promesa de un retorno en el futuro de ese capital más una ganancia. Lo que sigue después es demostrar si existe un mercado que demande el producto, analizando la oferta y la

demanda, así como el posible precio de venta de los hidrocarburos y sus derivados, y el entorno geopolítico en el que se encuentra. Posteriormente se debe realizar un estudio mediante el cual se determinará si es posible obtener el producto deseado y cuál será el capital requerido para ello; por último, realizaremos la evaluación económica del proyecto con el fin de obtener los indicadores económicos necesarios para observar si el proyecto es rentable, es decir si cumple con la promesa de generar ganancias.

Como se menciona anteriormente la evaluación económica es el proceso con el cual se determina si un proyecto dará rendimientos, los resultados emanados de ella son uno de los principales recursos que utilizan los tomadores de decisión para llevar a cabo un proyecto, ya que es el paso final de un largo proceso de evaluación financiera y técnica. En la evaluación se considera cómo ocurrirán los flujos de efectivo, tanto positivos como negativos, a través del tiempo; y se los descuenta a una tasa de interés, conocida como tasa de descuento, que representa el costo de oportunidad para así determinar el valor presente de los flujos. Es importante siempre considerar los flujos de efectivo debidos netamente al proyecto evaluado.

Las variables a considerar para la evaluación económica de un Proyecto son las que determinarán si el proyecto generará ganancias partiendo de un capital. Las variables se obtendrán a través de los estudios de mercado, técnicos y económicos, para así obtener los indicadores económicos necesarios para la correcta asignación de recursos y ejecución del Proyecto.

Las variables fundamentales son:

- Los ingresos por el producto, los cuales se obtendrán al calcular el producto del volumen estimado de producción por el precio de venta en el mercado
- Los egresos, los cuales se dividen en la inversión inicial requerida para comenzar el Proyecto
- Los costos de operación necesarios para mantener con vida al Proyecto en cuestión.

Las anteriores variables son las imprescindibles para comenzar cualquier evaluación; sin embargo, no son todas las que se debieran considerar, ya que faltarían egresos como: la carga impositiva, el pago de derechos y demás variables que plantee el régimen fiscal en turno.

2.1.1 Etapas Básicas de la Evaluación Económica

La evaluación económica de proyectos de aceite y gas puede ser representada en estas tres etapas básicas.

2.1.1.1 Primera Etapa

La etapa inicial consiste en obtener toda la información técnica, que incluye:

Un pronóstico de producción del hidrocarburo que se dará debido al Proyecto a evaluar, donde el Proyecto pudiera ser un sólo pozo, un yacimiento, un campo, una licencia de un polígono en tierra, un bloque en costa afuera bajo un régimen de tipo CPC (Contrato de Producción Compartida), o cualquier otro tipo de activo o grupo de activos. Estos pronósticos deben ser preparados por los profesionistas que estiman las reservas de hidrocarburos y los ingenieros que convierten estas reservas en vectores de producción.

Un pronóstico de los precios del aceite y del gas a los cuales se espera vender su producción. En grandes compañías petroleras, estos precios son aprobados por y para la compañía con el fin de ser usados en todas sus evaluaciones económicas. Es importante hacer un buen pronóstico del precio para no caer en un error de optimismo o pesimismo con base en el resultado del proyecto.

Una proyección de las inversiones a realizar, las cuales serán necesarias para explorar y desarrollar un proyecto. Estas proyecciones son, generalmente, dadas por los ingenieros que han evaluado el método más óptimo para el desarrollo del proyecto y la producción de los hidrocarburos, en términos de una administración integral del campo y estrategias de desarrollo. Para propósitos de las evaluaciones económicas, no siempre es necesaria una gran subcategorización de las inversiones a realizar, pero si es recomendable separar las inversiones en inversión de exploración e inversión de explotación y desarrollo para que el tomador de decisión vea claramente cuanto capital estará en riesgo contra el capital que se necesite una vez que se haya hecho el descubrimiento. Cualquier otra subdivisión más explícita será solo indispensable cuando el régimen fiscal o los términos del contrato lo especifiquen de esa manera.

Una proyección anual de los costos operativos que requerirá el proyecto para mantener la producción. Ésta información también la darán los ingenieros y estará comúnmente dividida en costos fijos y costos variables dependientes de la producción. Los costos de transporte de los hidrocarburos, de la cabeza del pozo al punto de venta también son considerados.

2.1.1.2 Segunda Etapa

Cada país tiene un conjunto de leyes fiscales y términos de contratos que regulan la manera en que las compañías productoras de hidrocarburos deberán pagar un capital a distintas agencias gubernamentales. A este conjunto se le conoce generalmente como el régimen fiscal del país.

Se deberá construir un modelo basado en el régimen fiscal en turno que pueda calcular el flujo de efectivo del proyecto después de impuestos que la compañía recibirá a lo largo del tiempo de vida del Proyecto. Cumplir con el flujo de caja asignado, será siempre la meta

de cualquier evaluación económica, porque a partir de este flujo de caja se derivarán todos los indicadores económicos que nos ayudarán en la toma de decisiones.

Considero fundamental entender la evaluación económica, a las variables que intervienen y a los indicadores económicos que de ella emanan, para así comprender mejor toda la temática de regímenes fiscales y el análisis al régimen fiscal aplicable a nuestro país.

2.1.1.3 Tercera Etapa

El último paso para una evaluación económica es llevar las proyecciones de los flujos de caja a través del tiempo, que obtuvimos en el paso anterior, a la obtención de varios indicadores económicos que permitirán tomar las decisiones respectivas. Un concepto fundamental en el cual están basados los indicadores económicos es el valor del dinero en el tiempo.

El concepto del valor del dinero en el tiempo se puede ilustrar con una simple pregunta:

¿Qué preferirías, tener 100 USD hoy o tener 100 USD en un año? La respuesta es simple, es mejor tener el dinero hoy, ya que tendrías mayor oportunidad de hacer cosas hoy mismo, como ponerlos en el banco a una tasa del 10%, y en un año tendrías 110 USD, que son más que 100 USD.

Si viéramos este ejemplo de atrás hacia adelante, donde un Proyecto te dejara tener 110 USD en un año, con la tasa del 10%, esos 110 USD dentro de un año equivalen a 100 USD hoy. Este proceso de convertir los flujos de efectivo futuros a valores presentes se llama descontar, y la cantidad a la cual ese valor futuro es equivalente hoy se le conoce como valor presente y si juntamos todos los valores presentes obtendremos el valor presente neto VPN.

El VPN es la mejor medida del valor actual de cualquier proyecto individual en términos monetarios. La tasa de interés a la cual descontamos, que era la tasa del banco del

ejemplo anterior, es llamada tasa de descuento y, generalmente, representa el costo del capital de la empresa. Existen varios métodos utilizados para obtener esta tasa de descuento, pero la mayoría de las compañías utilizan un valor estándar en los nuevos proyectos para mantener una homogeneidad entre los resultados de las distintas evaluaciones económicas.

Además del VPN, existen otros indicadores económicos:

- TIR: tasa de descuento a la cual el VPN es igual a cero.
- Tiempo de Recuperación (Payback); es un indicador significativo para saber qué tiempo tarda el Proyecto en recuperar la inversión inicial con las ganancias propias del Proyecto.
- El índice de rentabilidad: es una medida del poder de ganancia de cada dólar invertido en el Proyecto.

Existen muchos indicadores económicos más que tendrán sus respectivas ventajas y desventajas, pero que al ser analizadas en conjunto usualmente darán un panorama muy acertado del futuro del Proyecto. (Ramírez López, 2011)

2.2 Variables en la Evaluación Económica

2.2.1 Precio

Esta variable está regida por la ley de la oferta y la demanda en un mercado de libre competencia. Dada la gran cantidad de factores que pueden afectar al precio de los hidrocarburos, lo único verdaderamente cierto es el precio de hoy, y el histórico de precios; sin embargo, para estimar el futuro del precio lo mejor que podemos hacer es un pronóstico del precio basándonos en el histórico de precios y la geopolítica mundial.

Los pronósticos de precios proveen una estimación de lo que se espera recibir por la producción en el futuro. Conjuntamente con el pronóstico de producción; el pronóstico de precios determina los ingresos futuros de los proyectos. (Ruíz Gastelum, 2008)

Existen diferentes tipos de precios al calcular el flujo de efectivo: el precio base y el precio offset.

El precio base es el pronóstico creado para las distintas áreas donde es vendido el producto. El precio offset son 'precios' que ajustan el precio base mediante factores tales como la calidad del producto, distancia hacia el mercado y cargos de transportación.

El precio offset es sustraído del precio base para determinar el precio neto. Este precio neto es el que multiplica el pronóstico de producción para generar los ingresos de la compañía.

2.2.2 Volumen

Uno de los elementos clave en la evaluación económica de un proyecto de aceite y gas es el pronóstico esperado del producto (aceite, gas, condensado, etc.). Este pronóstico es multiplicado por el precio para obtener un pronóstico de los ingresos esperados del proyecto.

Los pronósticos pueden realizarse a los productos aceite, gas, agua y cualquier otro producto usando el análisis de curva de declinación. (Ruíz Gastelum, 2008)

Se pueden crear pronósticos utilizando una de las tres ecuaciones:

- Exponencial: Decremento de la producción con una tasa de declinación constante. Se usa generalmente para pronosticar la producción del aceite cuando está bajo saturado, y para pronosticar el gas cuando tiene presión alta.

- Armónica: Decremento de la producción con una tasa de declinación directamente proporcional a la tasa de producción. Se usa generalmente para pronosticar la producción de agua.

- Hiperbólica: Decremento de la producción con una tasa de declinación proporcional a un exponente fraccional de la tasa de producción. Se usa generalmente para pronosticar la producción de gas cuando no tiene presión alta.

Los tres métodos de declinación se utilizan para determinar vectores de producción de los hidrocarburos.

2.2.3 Costos Operativos OPEX

Los Costos Operativos (OPEX, Operational Expenditures) son aquellos de desembolso de capital que tiene como finalidad mantener con vida y funcionando al Proyecto. Hay diferentes tipos de costos operativos.

Costos Fijos: son aquellos gastos que existen por el solo hecho de existir la empresa, independientemente si ésta produce o no; o provee o no sus servicios y que deben afrontarse para su mantenimiento y correcto funcionamiento, entre estos podemos mencionar:

- Sueldo y honorario de los empleados de base.
- Mantenimiento.
- Servicios.
- Impuestos fijos.
- Alquileres.
- Cargo por depreciación.

Costos Variables: son los gastos directamente proporcionales a la cantidad de producción o servicio, entre los principales podemos destacar:

- Materias primas.
- Mano de obra directa.
- Materiales.
- Costo de operación del equipo. (Ruíz Gastelum, 2008)

2.2.4 Inversiones CAPEX

Las Inversiones (CAPEX, Capital Expenditures) son aquellos desembolsos de capital que crearan beneficios. Un CAPEX se realiza cuando se 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 en el cual se adquirió.

La inversión se cuantifica mediante el costo de todos los elementos, tanto físicos (maquinaria, equipo, terrenos, etc.) como de capital de trabajo, que permitirán la puesta en marcha de un cierto proyecto o la actualización de éste; ya que las erogaciones posteriores se contabilizan como costos.

2.2.5 Regalías (Royalties)

En una definición simple se le puede ver como el pago que se hace al titular de una propiedad o un recurso por hacer uso de la misma para fines comerciales. Es un derecho del titular y una obligación del usuario. (Núñez, 2012)

2.2.6 Impuestos

Del latín “impostus”, y se refieren a la acción de realizar un tributo. El impuesto en sí es una clase de tributo, obligación pecuniaria en favor del acreedor tributario regido por el derecho público, y se caracteriza por no requerir una contraprestación directa o determinada por parte de la administración hacendaria. Tienen como objeto financiar al Estado. (Núñez, 2012)

Existen dos tipos de impuesto, los impuestos directos y los impuestos indirectos:

- Los impuestos directos gravan sobre los ingresos que percibe una persona física o moral. Un ejemplo de este tipo de impuestos es el ISR (Impuesto Sobre la Renta).
- Los impuestos indirectos gravan el consumo y el intercambio de mercancías. El ejemplo más común de este impuesto es el IVA (Impuesto al Valor Agregado).

2.2.7 Flujo de efectivo

Es el 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 Proyecto para mantenerse operando durante un periodo de tiempo determinado. El flujo de efectivo ayuda a planear y controlar las necesidades de recursos.

Es un concepto fundamental para la realización de una correcta evaluación económica de un proyecto. (Ramírez López, 2011)

Conocer el flujo de efectivo nos sirve para:

- Tomar decisiones para una inversión a corto plazo.
- Tomar decisiones para solicitar más capital.

-Análisis detallado de los flujos de dinero a través del tiempo.

Lo podríamos definir como:

$$\text{Flujo de Efectivo} = \text{Ingresos} - \text{Egresos}$$

Para un Proyecto petrolero, en su forma más simple sería:

$$\text{Flujo de Efectivo} = (\text{Precio} \times \text{Volumen}) - \text{OPEX} - \text{CAPEX} = \text{Ingresos Operativos} - \text{CAPEX}$$

$$\text{Ingresos Operativos} = (\text{Precio} \times \text{Volumen}) - \text{OPEX}$$

2.3 Indicadores Económicos

Los indicadores económicos son una serie de datos estadísticos que permiten evaluar y predecir las tendencias económicas de un proyecto; siendo señales resultantes del comportamiento de las principales variables económicas, financieras y técnicas que a través de un análisis comparativo, se observan entre un período de tiempo determinado y otro. Dicho proceso identifica las variables que inciden en el incremento y disminución de los indicadores, y su relevancia en el proyecto, para definir la rentabilidad del mismo y determinar si es viable su realización desde el punto de vista económico. (Ramírez López, 2011)

2.3.1 Valor Presente Neto VPN

El Valor Presente Neto es uno de los indicadores económicos más reconocidos y utilizados a nivel mundial. El VPN significa el valor neto que se obtiene de un proyecto cuando todos los flujos de efectivo se han actualizado al presente mediante la utilización de una tasa de interés de descuento, costo de capital o costo de oportunidad. El VPN puede ser mayor, igual o menor a cero.

Para un VPN positivo tenemos que el Proyecto será rentable y es viable ejecutarlo, si el VPN es igual a cero significa que nuestro proyecto no nos da ganancia alguna ni pérdida, y si nuestro VPN adquiere un valor negativo, nos indica que nuestro proyecto no generará los recursos suficientes para dar ganancias, teniendo además pérdidas. (Ramírez López, 2011)

Formula de VPN

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

Donde:

VPN = Valor Presente Neto

FE_t =Flujo de Efectivo neto en el período t

n = número de períodos de vida de un proyecto

i = tasa de descuento

t = período en el que nos encontramos

Algunas ventajas:

- Cálculos muy sencillos.
- Considera el valor en el tiempo.
- Considera todos los flujos de caja y los homogeneiza a través del tiempo.

Algunas desventajas:

- Mide la rentabilidad en valor absoluto, depende de la inversión inicial y puede resultar complicado de comparar con otros proyectos con diferente inversión y diferente plazo de tiempo.
- Es estático.

2.3.2 Valor Presente de la Inversión

El VPI es simplemente la sumatoria de las inversiones a lo largo del Proyecto descontadas a una tasa de descuento. (Núñez Méndez, 2011)

$$VPI = \sum_{t=1}^n \frac{Inversión_t}{(1+i)^t}$$

2.3.3 Eficiencia de la Inversión

Este indicador económico nos ayudará a decidir sobre el futuro del Proyecto, ya que nos dice de forma efectiva cuanto rendimiento se tiene por unidad invertida. (Ramírez López, 2011)

Es el resultado de la división del VPN sobre el VPI.

$$EI = \frac{VPN}{VPI}$$

2.3.4 Tasa Interna de retorno TIR

Es la tasa de interés que efectivamente da nuestro Proyecto sobre la inversión, o también se puede ver como el valor que debiera adquirir nuestra Tasa de Descuento para volver nuestro VPN igual a cero, es decir, se enfoca en igualar los costos con las ganancias a través del tiempo. Es otro indicador de rentabilidad de nuestro Proyecto. (Ramírez López, 2011)

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

Ventajas:

- Cálculos muy sencillos, al igual que el VPN.
- Considera el valor en el tiempo.
- Considera todos los flujos de caja, homogeneizándolos a través del tiempo.

Desventajas:

- Mide la rentabilidad en valor absoluto, depende de la inversión inicial y puede resultar complicado de comparar con otros proyectos con diferente inversión y diferente plazo de tiempo.
- Es estática.

2.3.5 Periodo de Recuperación de la Inversión

Este método también es denominado como “payback” y consiste en la determinación del tiempo necesario para que los flujos de caja netos positivos sean iguales al capital invertido, es decir que se trata de calcular el período necesario para cubrir la inversión inicial y su costo de financiamiento. (Ramírez López, 2011)

El método de análisis del período de recuperación de la inversión permite al inversionista comparar los proyectos en base al tiempo de recuperación, tomando en cuenta que siempre se le dará mayor preferencia a las de menor tiempo de recuperación. La base de este análisis es la liquidez que pueda generar el proyecto y no realmente la rentabilidad del mismo. Tiende a que los inversionistas busquen una política de ganancias acelerada. Como aspecto negativo, el método sólo considera los flujos de caja netos positivos durante el plazo de recuperación y no considera los flujos que se obtienen después de este plazo, es decir que no determina lo valioso que puede llegar a ser un proyecto. El período de recuperación se obtiene sumando los flujos netos de caja actualizados, solamente hasta

el período en que se supera la inversión inicial. Según el criterio para la recuperación de la inversión, se acepta el proyecto cuando es menor que el horizonte económico de la inversión, puesto que de esa forma se recupera la inversión inicial antes del plazo previsto en que el proyecto será capaz de generar ganancias. Si el período de recuperación es igual al horizonte económico se cubre la inversión inicial en el plazo total, por lo que el proyecto resulta indiferente, no se gana ni se pierde dinero.

2.3.6 Punto de máxima exposición (*Max Exposure Point*)

Al sumar los flujos de efectivo descontados del proyecto, el punto de máxima exposición será el valor más negativo que adquiera dicha sumatoria; esto nos indica cuánto sería la mayor pérdida posible del proyecto y en qué momento de vida del proyecto se tendrá. (Núñez Méndez, 2011)

2.3.7 Límite Económico

Es el punto donde los ingresos obtenidos por la venta son iguales a los costos requeridos para producirlos. Es el valor máximo que tomará nuestro VPN o el punto máximo acumulado de flujo de efectivo. (Ramírez López, 2011)

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

2.3.8 Relación Beneficio Costo RBC

Este indicador económico compara de forma directa los ingresos (beneficios) y los costos de nuestro proyecto. Para calcular esta relación se debe hallar el cociente de los beneficios descontados, traídos a valor presente, para dividirlos entre los valores presentes de las inversiones (CAPEX) y los costos (OPEX) a un tiempo dado. Cuando el punto en que la relación sea igual a uno; tendremos nuestro límite económico; por debajo de cero el Proyecto está perdiendo rentabilidad. (Arias Nácar, 2012)

$$RBC = \frac{\text{Ingresos}}{\text{Egresos}} = \frac{\text{Volumen} \times \text{Precio}}{\text{CAPEX} + \text{OPEX}}$$

CAPÍTULO III SISTEMAS FISCALES

3.1 Introducción

En la actualidad la industria petrolera es un área estratégica en la economía y estabilidad de cualquier país, es por esta razón que los gobiernos han ideado instrumentos jurídicos que permiten la exploración, el desarrollo y la extracción de hidrocarburos, para que tanto el contratista como el Estado salgan beneficiados. El primero obteniendo ganancias económicas aceptables; y el segundo obteniendo renta de los recursos naturales y manteniendo la seguridad energética. Estos instrumentos jurídicos que resultan en regímenes fiscales exclusivos para la industria de los hidrocarburos son de lo que se hablará más a detalle en este capítulo.

3.2 Panorama General de los Regímenes Fiscales

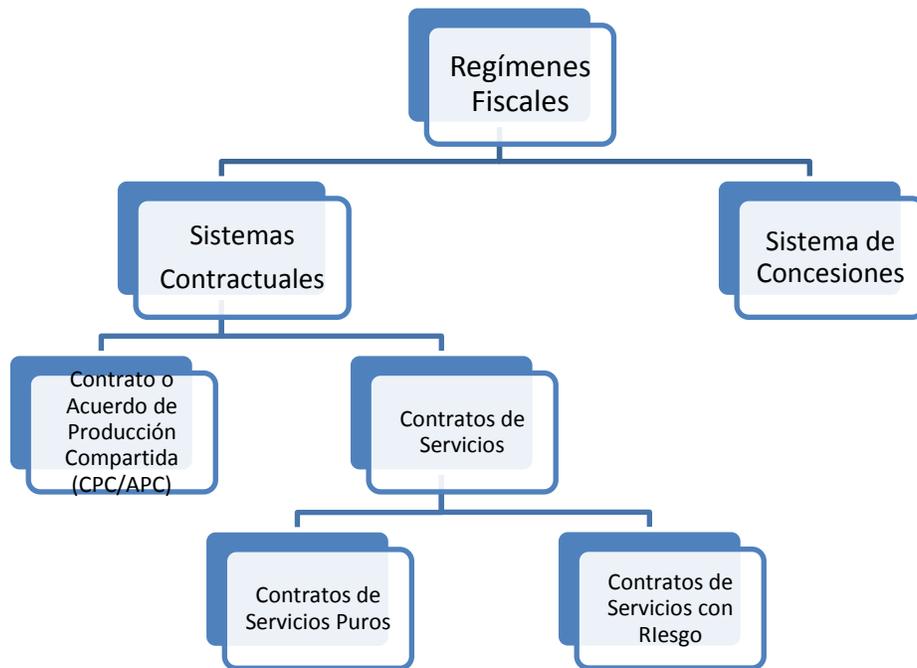
En la industria petrolera los regímenes fiscales se pueden dividir en dos grandes grupos: concesiones y contratos.

Bajo un sistema de concesión (Royalties/Tax), la compañía obtiene los derechos de explorar y Producir en un área determinada y se puede quedar con la producción de hidrocarburos después de pagar los tributos requeridos. Usualmente la compañía debe pagar por el bono a la firma, regalías, impuestos por ingresos, impuestos especiales y pagos por utilización de área. El proceso general incluye primero el pago de regalías, posteriormente deducciones al ingreso neto por la depreciación de los activos, los costos de perforación y por demás costos operativos. Por último, se pagan los impuestos al ingreso calculados con el ingreso tributable, en donde la tasa impositiva es determinada por el gobierno de cada país. Demás pagos e impuestos dependerán de la regulación específica de cada país.

El Sistema por contrato se puede dividir en 2 categorías: Contratos de Producción Compartida (CPC o PSC por sus siglas en inglés) o Acuerdos de Producción Compartida (APC o PSA por sus siglas en inglés) y en Contratos de Servicios. Bajo el esquema CPC/APC, el gobierno mantiene la propiedad de los recursos naturales del subsuelo durante todo el proceso de exploración y producción. Lo más común es que el Estado o la empresa petrolera nacional contrate a una compañía o consorcio para llevar a cabo todas las operaciones de exploración y explotación. Después de que el contratista recupere una parte de sus costos (*Cost Recovery*), ambas partes, estado y contratista, se dividirán la ganancia restante. Dependiendo del contrato, el gobierno requerirá otro tipo de pagos como regalías, impuestos al ingreso. La forma contable de este régimen sería primero restar el pago de regalías del ingreso bruto al gobierno, similar al régimen de concesión, después la recuperación de los costos, donde habrá un límite preestablecido en el contrato, que puede variar entre el 30% y el 60% del ingreso bruto. Después de la recuperación de costos, la producción remanente (*profit-oil o profit-gas*) se divide entre las partes. Para finalizar, el contratista debe pagar la tasa impositiva aplicable por su porción de las ganancias. Aquí también podrían existir otro tipo de pagos dependiendo el país. (Johnston, 1992)

Los contratos por servicio pueden ser contratos de servicio puro o contratos de servicio con riesgo. En este tipo de regulación, la empresa petrolera planea y ejecuta los proyectos de explotación, recibiendo una tarifa por el servicio (ya sea en dinero o en especie) y, dependiendo del tipo de contrato la compañía podrá recuperar todos sus costos o alguna parte de ellos, dependiendo de los acuerdos a los que haya llegado el Estado con el contratista.

Diagrama 3.1 Regímenes Fiscales



Fuente: Elaboración propia basado en (Johnston, 1992)

El Sistema de concesión se utiliza en países como Australia, Canadá, Noruega, Arabia Saudita y Estados Unidos; el Sistema de producción compartida es utilizado en países como China, Egipto, Indonesia (país creador) y Tanzania; el contrato de servicio es frecuente en Filipinas y en México. En diversos países se utilizan una combinación de sistemas, como por ejemplo Argentina, Brasil, Iraq, Rusia, Nigeria, Malasia, entre otros.

En síntesis, los tres principales tipos de sistemas son:

- El Sistema concesionario, también conocido como Sistema de regalías e impuestos (Royalties and Tax System, como se conoce internacionalmente).
- Contratos de Producción Compartida o Arreglos de Producción Compartida (CPC o APC).
- Contratos de Servicios (Servicio Puro o Servicio con Riesgo).

Los países siempre buscan tener mayor actividad exploratoria, con el fin de aumentar reservas y mejorar su perfil crediticio. Por lo tanto, estas actividades los pueden colocar en un mayor nivel económico, por encima de otras naciones. También mejora su calidad de vida y seguridad. Considerando variables económicas como la tasa de descuento, impuestos, regalías y costos administrativos, entre otros, se puede evaluar que tan atractivo es el Proyecto basándonos en la predicción del porcentaje de la ganancia final que le será dada al gobierno, este indicador se denomina GT (Government Take). Para los dos sistemas, R/T y CPC, este porcentaje representa el cociente de la división del ingreso neto del gobierno entre el ingreso neto antes de ser repartido. Según Johnston, el GT promedio es de 70%. Sin embargo, esto variará dependiendo el país.

Cada país tiene sus propias regulaciones establecidas por la autoridad, ya sea bajo un Sistema de concesiones o un contrato fiscal. No hay un Sistema especializado que se adapte óptimamente a todos los campos petroleros. Es necesario analizar la locación y características del yacimiento a explotar. Usualmente, un sistema más moderado impulsa a las compañías a realizar mayores inversiones. Si el sistema fuese complejo y hubiese distorsiones en los cálculos y estas favorecieran en exceso al gobierno, el contratista no estaría dispuesto a invertir.

3.3 Sistema de Concesiones

Estos acuerdos son los más antiguos y surgieron casi de la mano con el nacimiento de la industria, cuando el Estado no contaban con la capacidad técnica, económica y desconocía por completo la industria petrolera.

En aquellos tiempos el Estado no tenía otra opción más que ceder a las compañías petroleras el derecho de poder extraer recursos del subsuelo nacional. Las primeras formas de estos instrumentos que se conocen, son las concesiones mineras, de las cuales se fundamentaron las concesiones para los recursos petroleros.

Este tipo de contratos se han utilizado en diferentes regiones del mundo por lo que es común encontrar a las concesiones con diferente nombre. En los Estados Unidos son conocidas como “leases”, mientras que en el Mar del Norte las concesiones son conocidas como “licenses”, aunque para fines de estudio y generalizar un nombre son como sistema de regalías/impuestos (Royalties/Taxes), como ya lo mencionamos en la introducción.

Existen diferentes formas de concesión, tan es así que en un principio se les consideraba que no brindaban una ventaja competitiva al país que las ponía en práctica, ya que se creía que era una manera fácil de poner en marcha la industria de los hidrocarburos y demostraba que el país anfitrión no se encontraba desarrollado y las compañías petroleras sacarían un provecho superlativo de la explotación de los recursos, pero con el paso del tiempo se ha demostrado todo lo contrario, razón por la cual las concesiones en la actualidad son utilizadas por países desarrollados como 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 decir, era un descuento que se aplicaba directamente sobre los ingresos brutos.

En materia de impuestos, en el pasado las concesiones no contemplaban el pago de impuestos de los particulares; sin embargo, esto ha ido cambiando a nuestros días, porque 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 el contrato (Diario Oficial de la Federación, 2015).

Entender su lógica contable es bastante sencillo, y es por eso que para un país en donde no se tiene gran experiencia en la implantación de sistemas fiscales para proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos es buena idea comenzar con un régimen de este tipo.

Concesiones Actuales: Se cuenta con un pago de impuestos equivalente a un porcentaje de los ingresos derivados de la producción. Las áreas son delimitadas y se otorgan plazos fijos. El derecho sobre los hidrocarburos se obtiene cuando es producido, a excepción de Estados Unidos.

Figura 3.1 Diagrama de Flujo de un Sistema Concesionario

Diagrama de Flujo de un Sistema Concesionario		
CONTRATISTA	1 Barril de Aceite \$ 50.00	ESTADO
Ganancias del Contratista		Regalías e Impuestos
	20%	
	Regalía	\$ 10.00
	\$ 40.00	Ingreso Neto
	Deducciones	
\$15.00	(OPEX, Amortizaciones, etc.)	
	\$ 25.00	Ingreso Gravable
	Impuestos	
	30%	\$ 7.50
\$ 17.50	Ingresos después de Impuestos	
\$ 32.50		\$ 17.50
65%		35%

Fuente: Elaboración propia basado en (Johnston, 1992)

Regalías

Ingresos Brutos – Regalías = Ingresos Netos

$$\$ 50 - \$ 10 = \$ 40$$

Deducciones

Todos los costos operativos (OPEX), depreciación, amortizaciones son deducibles de impuestos, por lo tanto, al ingreso neto se le resta este monto para obtener el ingreso gravable.

Ingresos Netos – Deducciones = Ingresos Gravables

$$\$ 40 - \$ 15 = \$ 25$$

Impuestos

Como ya lo mencionamos, el ingreso remanente después de las regalías y las deducciones se denomina ingreso gravable. Se le aplica la tasa de impuestos a este ingreso gravable.

Ingresos Gravables – Impuestos = Ingresos después de Impuestos

La repartición del ingreso bruto queda 65% para el contratista y 35% para el Estado.

La repartición del ingreso neto, el cual es $\$ 50 - \$ 15 = \$ 35$, quedaría de 50% para el Estado ($\$ 17.50/\$ 35$) y de 50% para el contratista ($\$ 17.50/\$ 35$).

Tabla 3.1 Ecuaciones Básicas de un Sistema de Concesión

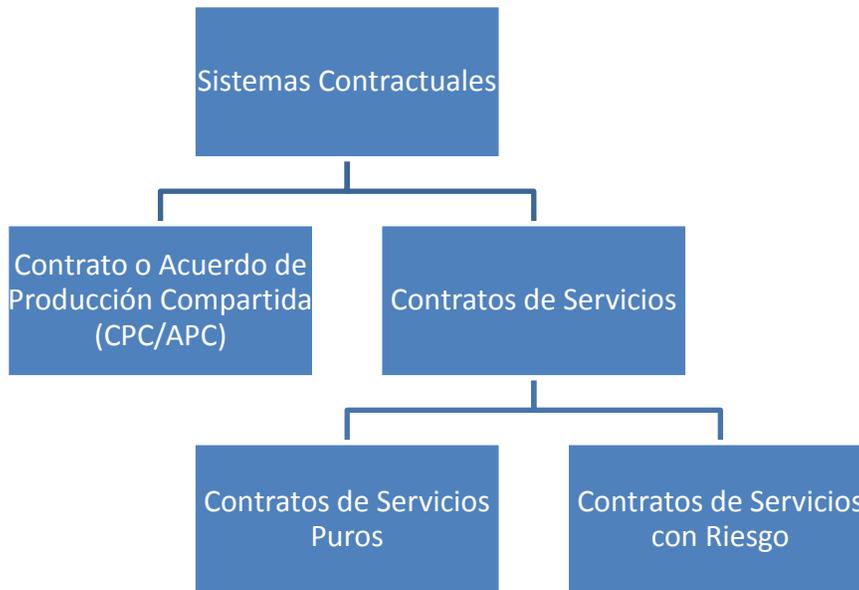
Ecuaciones Básicas		Sistema de Concesión
Ingresos Brutos	=	Producción x Precio
Ingresos Netos	=	Ingresos Brutos – Regalías
Ingresos Netos (%)	=	100% - % Regalías
Ingresos Gravables	=	Ingresos Netos – OPEX – Deducciones – Amortizaciones – Demás costos deducibles de impuestos
Ingresos Netos después de Impuestos	=	Ingresos Brutos – Regalías – CAPEX – OPEX – Impuestos

Fuente: Elaboración propia basado en (Johnston, 1992)

3.4 Sistemas Contractuales

Los contratos son producto de las circunstancias o factores que se presenten al momento de realizar el acuerdo 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, y como ya se ha mencionado anteriormente existen tres tipos de contratos.

Diagrama 3.2 Sistemas Contractuales



Fuente: Elaboración propia basado en (Johnston, 1992)

3.4.1 Contratos de Producción Compartida (CPC)

Los Contratos de Producción Compartida no se pueden considerar como un modelo contractual sencillo, debido a que sus términos fiscales no son del todo fáciles. En el contrato de producción compartida la producción a boca de pozo nunca se comparte, ya que se divide hasta el punto de medición fiscal.

El contratista se encarga de la exploración, desarrollo y producción asumiendo todos los costos y riesgos que esto conlleve. 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 (Cost Recovery), esto se paga con la producción de los hidrocarburos extraídos, teniendo en cuenta las condiciones que ponga el gobierno.

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

Bajo este tipo de acuerdos el contratista opera bajo su propio riesgo, asumiendo los gastos y bajo el control del Estado, la utilidad neta de la empresa está sujeta a impuestos, si se produce petróleo será de propiedad del Estado y la empresa tiene derecho a recuperar un porcentaje del total de los costos incurridos durante el desarrollo del proyecto.

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 ayudará a la empresa a recuperar los gastos operativos. Después de recibir esa primera parte, vendrá otra, la cual se le conoce como “crudo por ganancia” la 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 del 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”.

Es importante destacar que las empresas pagarán por su cuenta todos los impuestos que generen sus actividades operativas y los ingresos generados.

Figura 3.2 Diagrama de Flujo de un CPC

Diagrama de Flujo de un CPC		
CONTRATISTA	1 Barril de Aceite \$ 50.00	ESTADO
Ganancias del Contratista		Regalías e Impuestos
	10%	
	Regalía	\$ 5.00
	\$ 45.00	Ingreso Neto
	Recuperación de Costos	
\$ 20.00	Límite del	
	40% sobre I.B.	
	\$ 27.00	Ingreso Gravable
\$ 10.80	Repartición de la Producción (40%/60%)	\$ 16.20
	Impuestos	
\$ 3.24	30%	\$ 3.24
\$ 25.56		\$ 24.44
51%		49%

Fuente: Elaboración propia basado en (Johnston, 1992)

Regalía

$$\text{Ingresos Brutos} - \text{Regalías} = \text{Ingresos Netos}$$

Recuperación de Costos (Cost Recovery)

Antes de la repartición de la producción, el contratista tiene permitido recuperar el importe de algunos costos incurridos durante el desarrollo del proyecto, en el caso de ejemplo el contratista tiene permitido recuperar hasta un 40% del valor de los ingresos brutos, si los costos incurridos llegarán a sobrepasar este límite, se recuperarían el siguiente período contable (carry forward). Desde un punto de vista general, la recuperación de costos es la única diferencia real entre este tipo de contratos y los sistemas concesionarios.

Repartición de la Producción

Ingresos remanentes después del pago de regalías y de la recuperación de costos, son conocidos como la producción a repartir (profit oil/profit gas). Su análogo en el sistema concesionario sería el ingreso gravable. La terminología debe ser precisa por el asunto de la potestad del hidrocarburo, ya que en el caso de un sistema concesionario el término ingreso gravable implica ser el dueño del hidrocarburo, cosa que no existe en este tipo de contratos, donde el Estado mantiene en todo momento la tutoría de los hidrocarburos.

En el ejemplo, el contratista tiene derecho al 40% de la producción a repartir, este porcentaje ya será sujeto a impuesto. Si este fuera un contrato de servicio, a este porcentaje del 40% se le conocería como tarifa por servicio (*service fee*).

Impuestos

Al 40% de la producción a repartir se le aplica la tasa de impuestos determinada por la ley.

La repartición del ingreso bruto queda en 51% para el contratista y en 49% para el Estado.

La repartición del ingreso neto, el cual es $\$ 50 - \$ 20 = \30 , quedaría de 23 % para el contratista ($\$ 7 / \$ 30$) y del 77% para el Estado ($\$ 23 / \$ 30$).

Tabla 3.2 Ecuaciones Básicas de un Sistema de Concesión

Ecuaciones Básicas	Contrato de Producción Compartida
Ingresos Brutos =	Producción X Precio
Ingresos Netos =	Ingresos Brutos – Regalías
Ingresos Netos % =	100% - %Regalías
Recuperación de Costos =	= OPEX + CAPEX + Depreciación + Amortización + Demás costos recuperables + Costos no recuperados en períodos anteriores
Producción a Repartir =	Ingresos Netos – Recuperación de Costos
Producción para el Contratista =	Producción a Repartir X % Contratista
Producción para el Estado =	Producción a Repartir X % Estado
Ingresos Netos Después de Impuestos =	Ingresos Brutos – Regalías – CAPEX – OPEX – Producción para el Estado – Depreciación – Amortización – Otros costos

Fuente: Elaboración propia basado en (Johnston, 1992)

3.4.2 Contratos de Servicios

Los contratos de servicio están enfocados a empresas que ofrecen un servicio especializado a una empresa operadora. En este tipo de acuerdos la compañía de servicio no tiene ninguna responsabilidad sobre el proyecto. Realiza su servicio a cambio de un pago. 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 realizó el proyecto con el gobierno por lo que sólo cobran por su servicio. El Estado tendrá todos los derechos de propiedad sobre el área, reservas y la producción de hidrocarburos que se llegará 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 3.3 Contratos de Servicios



Fuente. Elaboración propia.

3.4.2.1 Contratos de Servicios Puros

En los contratos puros las compañías reciben una contraprestación únicamente por sus servicios sin tener ninguna responsabilidad sobre el proyecto, el único responsable es el gobierno o la empresa operadora que los contrata.

Más específicamente se trata de 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 y 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.

Las principales características de los contratos de servicio puro son:

- Estos contratos por ser de carácter personal, no cuentan con ningún derecho sobre las reservas, ni mucho menos pueden obtener algún ingreso derivado de la producción.
- Sólo se le pagará una tarifa por el trabajo y obra realizada. Los tipos de servicio que se utilizan con frecuencia son: 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 que 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.

3.4.2.2. Contratos de Servicios con 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, realizará todos los trabajos necesarios para poder lograr el objetivo dentro de la etapa de exploración, en caso de que resulte en una

exploración exitosa, el Estado le permitirá llevar a cabo las actividades de explotación, en caso contrario la empresa de servicios perderá toda su inversión. Al realizar la extracción de los hidrocarburos la empresa entregará toda la producción al Estado, para que el Estado sea el encargado de llevar a cabo 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 descontará los costos por impuestos.

3.5 Renta Económica

La teoría económica estudia la producción derivada del trabajo y del capital. La teoría de la renta se enfoca en cómo esta producción se divide entre los trabajadores, dueños del capital y dueños de la tierra, a través del salario, de las ganancias y la renta.

La renta económica en la industria petrolera es la diferencia entre el valor de venta del hidrocarburo y el costo de extracción del mismo. Este costo de extracción normalmente consiste en la exploración, desarrollo, y el costo operativo, además de una ganancia para la compañía, la renta es el excedente. En síntesis, la renta económica es lo mismo que ganancia en exceso. La búsqueda última del Estado será capturar la mayor renta económica que le sea posible a través de los mecanismos que mencionamos anteriormente, los cuales, como ya dijimos, se componen de regalías, diferentes tipos de impuestos y bonos.

Figura 3. 3 Distribución de los ingresos derivados de la producción



Fuente: Elaboración propia basado en (Johnston, 1992)

En la figura podemos observar que los ingresos para el Estado es la resta de los ingresos brutos menos el costo total, donde toda la ganancia para el contratista es vista como un costo para el gobierno. El gobierno debe encargarse de crear un régimen fiscal que le dé la mayor renta económica, ofreciendo al contratista ganancias aceptables; es decir, diseñar un sistema de recaudación eficiente, en donde ambas partes ganen.

La problemática en el diseño de estos sistemas fiscales radica en el riesgo que implica la industria petrolera en sí. El riesgo es tan grande que el margen de ganancia para la compañía que desee invertir debe ser lo suficientemente alto para que valga el riesgo. En la planeación de estos regímenes fiscales se deben de tomar en cuenta la teoría del riesgo, la teoría del valor del dinero en el tiempo, y la teoría impositiva. Al final los derechos del contratista serán la recuperación de los costos incurridos, así como una parte de los ingresos por la producción extraída o el servicio brindado, en base a estos principios básicos el Estado puede comenzar el diseño de un sistema de recaudación efectivo.

El objetivo de los gobiernos es dar los derechos mencionados anteriormente a aquella compañía que les dé mayor valor. En un mercado competitivo se tiene como herramienta básica el proceso licitatorio para cumplir con este objetivo, lo anterior suponiendo

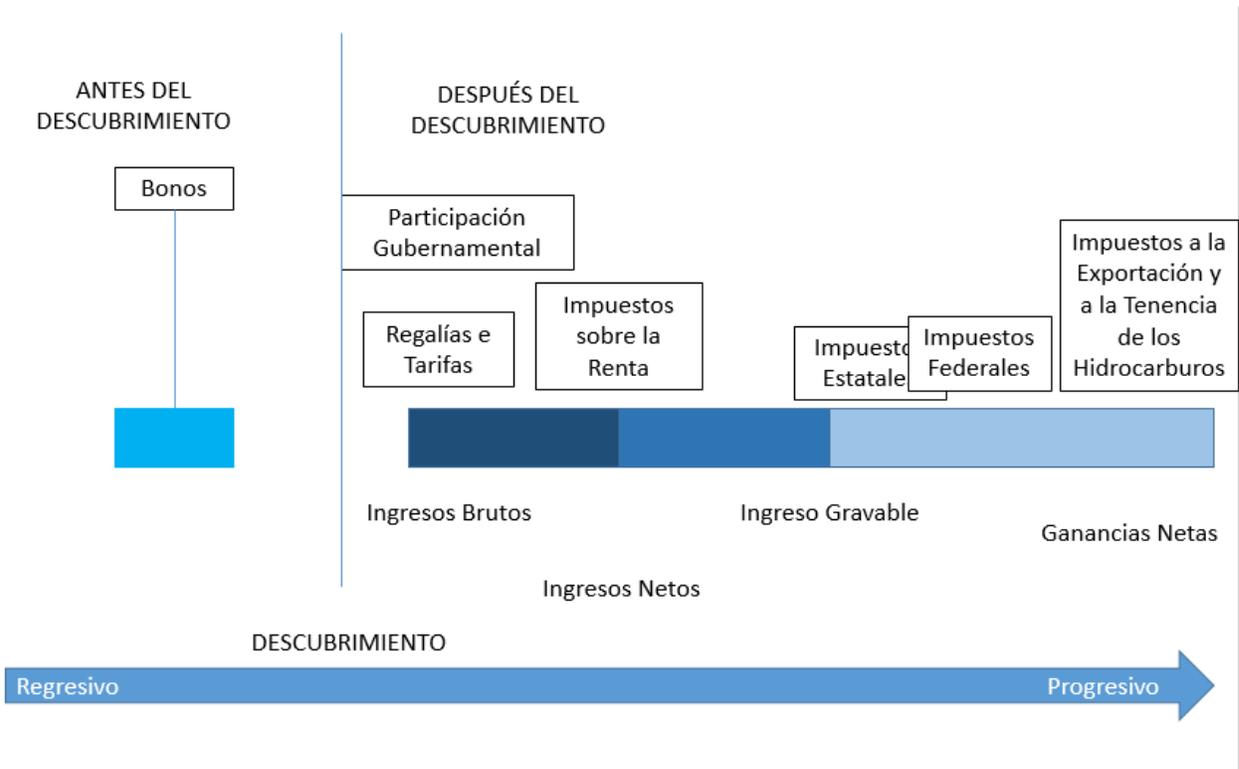
competencia, en caso de no existir competencia, el objetivo se deberá cumplir utilizando únicamente los términos fiscales.

El Estado busca capturar su renta económica lo antes posible, al momento de la transferencia de derechos al contratista es el momento ideal, a través de pagos como: bono a la firma o cobros por participar en el proceso; y durante la producción del recurso, mediante: regalías, repartición de la producción o impuestos. No obstante, los ingresos del proyecto dependen íntegramente de la producción, la cual sucederá con el paso del tiempo y que además está expuesta a un riesgo muy alto de no suceder. Entonces al momento de adquirir y ceder los derechos, la compañía y el Estado, respectivamente, compartirán el riesgo implícito del proyecto. La compañía por un lado cuenta con distintos proyectos en los cuales invierte al diversificar su portafolio, es por ello que pueden adquirir un mayor riesgo que el Estado, el cual no tiene oportunidad de diversificar. Este punto es importante para comprender la teoría del diseño de los regímenes fiscales.

Si el gobierno busca anular su parte del riesgo compartido, diseñará un sistema basado únicamente en bonos y regalías, en donde la mayoría de la renta la obtendrá al momento del traspaso de los derechos; sin embargo, este sistema no es del todo benéfico para el contratista, ya que asumirá todo el riesgo por su cuenta, además de que ya habrá desembolsado una parte del proyecto desde el comienzo que no sabe si recuperará. Para hacer un régimen más competitivo en donde ambas partes compartan el riesgo, se habrá de diseñar un sistema basado en impuestos sobre la producción, es decir que la renta económica dependerá del desarrollo del proyecto y se dará a través del tiempo.

Es un hecho que los gobiernos buscan obtener una renta de sus recursos, pero el cómo los obtendrán es algo que afectará directamente a la industria petrolera, y en gran medida decidirá cuánto obtendrá.

Figura 3.4 Sistema de bonos y regalías



Fuente: Elaboración propia basado en (Johnston, 1992)

Los elementos que no dependen de los ingresos del proyecto volverán regresivo al sistema fiscal, es decir que si el proyecto no es tan rentable este tipo de recaudación será de mayor efectividad. Conforme los elementos dependan de los ingresos derivados del proyecto volverán más progresivo al sistema, favoreciendo la competencia y la rentabilidad para ambas partes; sin embargo, el Estado siempre querrá mantener algún elemento que les garantice un ingreso que los exente del riesgo, ya que al final de cuentas son los dueños del recurso.

Los contratos en términos de flexibilidad pueden ser:

Planos, cuando el porcentaje no es dependiente de la base imponible o la renta del individuo sujeto a impuestos.

Progresivo, cuando a mayor ganancia o renta, mayor es el porcentaje de impuestos sobre la base.

Regresivo, cuando a mayor ganancia o mayor renta, menor el porcentaje de impuestos que debe pagarse sobre el total de la base imponible. (Grunstein, 2010)

3.6 Contractor Take y Government Take

La forma de denominar a la repartición de las ganancias en un proyecto de exploración y extracción de hidrocarburos es conocida por su nombre en inglés como: contractor take, parte para el contratista, y government take, parte para el Estado. El contractor take es el porcentaje de las ganancias a las cuales tiene derecho el contratista, el government take es el complemento de ese valor, o lo que efectivamente obtiene de renta el Estado.

Estos valores ofrecen un punto de comparación fundamental entre regímenes fiscales. Se enfocan exclusivamente en la división de las ganancias, correlacionándolas directamente con valores de reservas, rangos de los tamaños posibles del campo, y otras variables aplicables.

Tabla 3.3 Ecuaciones para calcular el Government Take y Contractor Take

Ingresos Operativos (\$)	=	Ingresos Brutos Acumulados – Costos Brutos Acumulados
Ingresos para el Estado (\$)	=	La suma de todas las regalías, impuestos, bonos, producción, etc. que le fueron dadas al Estado.
Government Take (%)	=	Ingresos para el Estado / Ingresos Operativos
Contractor Take (%)	=	1 – Government Take

Fuente: Elaboración propia basado en (Johnston, 1992)

La mejor manera de calcular estos valores para un régimen fiscal requiere de una evaluación económica detallada con vectores de producción y sus respectivos flujos de caja.

3.6.1 Estimación del Government/Contractor Take Paso a Paso

Para este ejemplo de estimación del Government/Contractor Take se hará uso de porcentajes.

Suponiendo que los Ingresos Brutos son iguales al 100%, a estos se les debe restar el porcentaje debido al pago por concepto de Regalías, que supondremos del 15%. El resultado de esta resta, $100\% - 15\% = 85\%$, nos dará los Ingresos Netos.

Posteriormente se deberá estimar el porcentaje promedio de los costos de desarrollo y operativos, los cuales serán del 35%. Este porcentaje deberá ser sustraído de los Ingresos Netos, $85\% - 35\% = 50\%$.

Restar impuestos, gravámenes, parte de la división de ganancias para el Estado, entre otros pagos. Esta resta dará división de ganancias que le corresponden al contratista. Supongamos que se cobra un único impuesto del 40% sobre los Ingresos Netos, lo cual nos da un 20% del 100% inicial, y tenemos que las ganancias que le corresponden al contratista serían $50\% - 20\% = 30\%$.

Para obtener las Ganancias del Proyecto al 100% le restaremos los costos,

$$100\% - 35\% = 65\%.$$

Finalmente dividiremos las Ganancias del Contratista entre las Ganancias del Proyecto para obtener el Contractor Take, su complemento será el Government Take. $30\% / 65\% = 0.4615 = 46.15\%$ Contractor Take; $100\% - 46.15\% = 53.85\%$ Government Take.

3.6.2 Implicaciones del Contractor Take

El valor del Contractor Take tiene un impacto directo en el valor de las reservas. Pueden aumentar o reducir el valor de las reservas probadas desarrolladas produciendo según sea el valor de esta variable para el régimen fiscal aplicable.

CAPÍTULO IV REFORMA ENERGÉTICA

4.1 Introducción

El siguiente capítulo tiene como finalidad dar un resumen de lo que implica la reforma energética en materia de hidrocarburos.

“Corresponde a la Nación la propiedad directa, inalienable e imprescriptible de todos los Hidrocarburos que se encuentren en el subsuelo del territorio nacional, incluyendo la plataforma continental y la zona económica exclusiva situada fuera del mar territorial y adyacente a éste, en mantos o yacimientos, cualquiera que sea su estado físico.” (Ley Orgánica De La Administración Pública Federal, s.f.)

La industria petrolera mexicana se desarrolló como una de las más importantes del mundo, en principio consistía en un monopolio en manos de la empresa estatal PEMEX. En 2014 fue aprobada la reforma energética con la intención de atraer al capital privado para que inviertan en actividades de exploración y explotación en territorio nacional, especialmente en campos maduros, cuencas con recursos no convencionales y en aguas profundas del Golfo de México. La Reforma Energética tiene como finalidad atraer inversiones y modernizar el sector energético. El gobierno aún se mantiene como el dueño de los recursos, pero permite la participación de capital privado en la exploración y extracción de hidrocarburos (Gobierno de la Republica, 2013).

La Reforma Constitucional, aprobada por el Congreso de la Unión y publicada en el Diario Oficial de la Federación en diciembre de 2013, trajo consigo la modificación de los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, la creación de 9 leyes secundarias y la reforma de 12 existentes, y la creación de 26 reglamentos.

Una de las 9 leyes secundarias es la Ley de Hidrocarburos, la cual habla de 4 tipos de contratos.

Las modificaciones derivadas de la Reforma Energética buscan modernizar nuestra industria energética, volverla más competitiva y devolverle su carácter de palanca de desarrollo.

Según los comunicados de la presidencia con la Reforma Energética se incrementará la renta petrolera del Estado, se impulsará el crecimiento económico, se crearán empleos, además se busca fortalecer a Pemex y a la CFE, las empresas productivas del Estado. Y al abrir el Mercado energético se espera una reducción en los precios debido a la competencia económica. (Gobierno de la República, 2013)

4.2 Reforma Energética en materia de hidrocarburos

La reforma establece en el Artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos que, tratándose de petróleo e hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos que se encuentren en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible. Por su parte en el Artículo 28 reafirma que la exploración y extracción de petróleo y gas natural son actividades estratégicas para el país. Consecuentemente, la Reforma mantiene la prohibición de otorgar concesiones para la explotación de los hidrocarburos de la Nación. La reforma energética ofrece un marco legal de rango constitucional para que los contratos de exploración y producción se lleven a cabo. Con el fin de incrementar la capacidad de inversión del Estado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, la Reforma establece la posibilidad de que la Nación otorgue asignaciones o contratos a Pemex, e incorpora también la posibilidad de otorgar contratos a empresas privadas, por sí solas en asociación con Pemex. (Gobierno de la República, 2013)

4.2.1 Ronda Cero

Con la Reforma Energética, se incorporó una práctica internacional conocida como “Ronda Cero”, con el fin de dar a Pemex preferencia sobre cualquier otra empresa en la definición de su cartera de proyectos.

Mediante la “Ronda Cero”, Pemex recibió las asignaciones de aquellos campos en producción y las áreas en exploración que tenga interés en operar y donde demostró tener capacidad tanto técnica como financiera y de ejecución para producirlos en forma eficiente y competitiva, garantizando las mejores condiciones para generar valor. (Gobierno de la República, 2013)

4.2.2 Migraciones

Pemex podrá proponer a la SENER la migración de sus asignaciones a contratos, mismos que contemplarán condiciones fiscales específicas acordes con las características de cada campo petrolero. (Almanza Valdéz, 2016).

Como parte del proceso de migración de asignaciones, Pemex podrá asociarse con terceros a través de contratos, y con ello aumentar su capacidad de inversión, reducir su exposición al riesgo y asimilar nuevas tecnologías.

4.2.3 Contratos de Exploración y Extracción

La reforma constitucional establece que las leyes secundarias regularán los tipos de contratos que el Estado podrá utilizar, con el objetivo de obtener ingresos que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, tales contratos serán entre otros: de servicios, de utilidad o producción compartida, o de licencia. En todos los casos, el Gobierno de la República podrá elegir el tipo de contrato que más convenga al país, dependiendo de las características y ventajas de cada yacimiento. (Gobierno de la República, 2013)

La ley regulará, entre otras, las siguientes modalidades de contraprestación:

- En efectivo, para los contratos de servicios;
- Con un porcentaje de la utilidad, para los contratos de utilidad compartida;
- Con un porcentaje de la producción obtenida, para los contratos de producción compartida;
- Con la transmisión onerosa de los hidrocarburos una vez que hayan sido extraídos del subsuelo, para los contratos de licencia, o
- Cualquier combinación de las anteriores.

El Estado definirá la modalidad de contraprestación atendiendo siempre a maximizar los ingresos de la Nación, para lograr el mayor beneficio de largo plazo para los mexicanos.

Los nuevos contratos permiten multiplicar la capacidad de inversión en el sector. Con estas acciones pretenden aumentar la producción de petróleo y gas natural y, con ello, los ingresos fiscales del Estado, lo que se traducirá en mayores recursos para para invertir en educación, seguridad social e infraestructura.

Bajo los términos de la reforma constitucional, toda la información de los contratos que suscriba el Gobierno de la República estará disponible para los mexicanos. La información incluirá, entre otros:

1. La identificación de los suscriptores y el objeto de los contratos;
2. Términos y condiciones;
3. Los pagos realizados a los contratistas y
4. Los ingresos percibidos por el gobierno.

Se deberá también informar sobre los resultados de la ejecución de los contratos.

La SENER, como cabeza de sector, es la encargada de diseñar los lineamientos de los contratos, así como los lineamientos técnicos que deberán observarse en el proceso de licitación (incluyendo la precalificación). A la SHCP le corresponde la definición de los términos fiscales de los contratos y de las licitaciones, mientras que la Comisión Nacional de Hidrocarburos es la responsable de adjudicar el contrato al ganador y administrarlo durante todo su ciclo de vida.

Un aspecto relevante de la reforma es que permite a los asignatarios y contratistas reportar los beneficios esperados, sin que esto signifique que serán propietarios de las reservas. De acuerdo con lo dispuesto en la reforma constitucional, no es posible que el operador, público o privado, registre como suya la propiedad de los hidrocarburos que están en el subsuelo mexicano. Por el contrario, tanto en contratos, como en asignaciones, se debe afirmar expresamente que el petróleo y el gas que están en el subsuelo pertenecen únicamente a México y a los mexicanos. (Gobierno de la República, 2013)

La reforma constitucional establece que todas las actividades de exploración y extracción de petróleo y de gas son de interés social y de orden público.

Por ello, establece una convivencia ordenada entre las distintas actividades en la superficie, en la que el sector energético tendrá prioridad sobre otras actividades, incluyendo la minería. En caso de que actividades agrícolas u otras superficiales convivan con trabajos relacionados con los hidrocarburos, se podrá optar entre una contraprestación o indemnización.

4.2.4 Arreglo Institucional

Con la reforma la SENER se mantiene como la cabeza de sector y teniendo entre sus principales facultades:

1. Definir la política energética;
2. Adjudicar asignaciones a Pemex

3. Seleccionar las áreas que podrán ser objeto de contratos para la exploración y extracción de petróleo y gas natural.

La Reforma también fortalece al regulador para asegurar la correcta administración de los contratos. La CNH será un órgano regulador coordinado, con personalidad jurídica propia, autonomía técnica y de gestión, así como autosuficiencia presupuestal. La CNH estará integrada por siete comisionados, que serán nombrados a partir de una terna propuesta por el Presidente de la República, y ratificada por dos terceras partes del Senado de la República. (Gobierno de la República, 2013)

La CNH será la encargada de: i) asesorar técnicamente a la SENER; ii) recopilar la información geológica y operativa, iii) autorizar los trabajos de reconocimiento y exploración superficial, y iv) emitir regulación en materia de exploración y extracción de hidrocarburos, entre otras funciones. También será responsable de llevar a cabo y de asignar las licitaciones de contratos de exploración y extracción de gas y petróleo, de suscribirlos, y administrarlos de manera técnica.

Con la Reforma Energética además se crea el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMPED). El FMPED será quien reciba, administre y distribuya los ingresos derivados de las asignaciones y contratos de exploración y extracción de hidrocarburos. (Gobierno de la República, 2013)

4.3 Legislación Secundaria

La Reforma Energética crea un nuevo marco legal de la industria petrolera mexicana, con esto en mente, se han establecido leyes secundarias que definen los mecanismos a través de los cuales el Estado podrá llevar a cabo las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

La Ley de Hidrocarburos plantea que la SENER, previa opinión favorable de la CNH, será responsable de otorgar y modificar las asignaciones para realizar la exploración y

extracción de hidrocarburos. Dichas asignaciones sólo podrán ser otorgadas a empresas Productivas del Estado. (Gobierno de la República, 2013)

4.3.1 Asignaciones

“Es el acto jurídico administrativo, mediante el cual el Estado Mexicano, le otorga el derecho para realizar las actividades de Exploración y/o Extracción de un área a una empresa productiva del Estado por una duración específica.” (Ley de Hidrocarburos, 2014)

- Posteriormente, se otorgan de forma excepcional a Pemex y a otras Empresas Productivas del Estado (Pemex y CFE).
- Las asignaciones permiten la adjudicación directa a Pemex de proyectos estratégicos tales como yacimientos transfronterizos.
- Los asignatarios podrán registrar del beneficio económico esperado para efectos financieros y contables.

4.3.2 Contratos de Extracción y Exploración

En el caso de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos que serán adjudicados y suscritos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, éstos deberán establecer, que los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación. La adjudicación de los contratos tendrá lugar a través de licitaciones. (Almanza Valdéz, 2016).

Pueden ser suscritos entre la Comisión Nacional de Hidrocarburos y a) Pemex, b) Pemex asociado con particulares o c) particulares.

- Adjudicación por licitación a quien ofrezca las mejores condiciones económicas para el Estado en el mayor compromiso de inversión.

- Se contempla la posibilidad de rescisión administrativa por causas graves específicas.
- En caso de rescisión el contratista podrá ser acreedor a un finiquito.
- En la resolución de controversias, el arbitraje se llevará a cabo conforme a las leyes mexicanas.
- Los contratistas podrán registrar del beneficio económico esperado para efectos financieros y contables.
- Se podrá establecer una participación directa del Estado (máximo 30%) a través de Pemex o de un vehículo financiero, cuando se desee impulsar financieramente ciertos proyectos o cuando se busque promover la transferencia de tecnología y de conocimiento.
- El Estado participará directamente en la inversión (al menos 20%) en las zonas donde pudiera haber un yacimiento transfronterizo.

4.3.2.1 Proceso

Para el proceso de diseño, otorgamiento, operación y administración de los contratos se propone un esquema de pesos y contrapesos que contempla la participación de SENER, SHCP, CNH, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos y el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo. Lo anterior garantizará que los contratos maximicen los beneficios a la Nación de forma sostenida, sustentable y transparente.

El mecanismo institucional de pesos y contrapesos propuesto contempla lo siguiente:

1. La SENER se encargará de seleccionar las áreas para licitación de contratos con la asistencia técnica de la CNH. Asimismo, se encargará de la aprobación y publicación de un plan quinquenal de licitaciones.

Los lineamientos técnicos para establecer las bases de licitación, incluyendo los criterios y el proceso de precalificación, también serán responsabilidad de la SENER. Para lo anterior, deberá obtener opinión de la Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE) sobre los criterios de precalificación y el mecanismo de adjudicación, que podrá ser cualquiera de los comúnmente utilizados a nivel internacional.

La SENER también determinará el tipo de contrato que aplicará a cada área contractual, previa opinión de la SHCP.

2. Por su parte, la SHCP será responsable de determinar los términos económicos fiscales de los contratos, así como las variables de adjudicación, que serán de carácter económico. Adicionalmente, se encargará de verificar el correcto cumplimiento de las obligaciones fiscales y contractuales, incluyendo las operaciones que realice el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.

3. La CNH llevará a cabo las licitaciones para adjudicar contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, siguiendo los lineamientos técnicos de la SENER y las condiciones económicas fiscales que establezca la SHCP. Las propuestas para las licitaciones podrán ser entregadas de forma presencial o por medios electrónicos para fomentar la participación y asegurar la transparencia del proceso.

La CNH suscribirá los contratos con el ganador de la licitación, ya sea Pemex, alguna empresa privada, o Pemex asociado con privados. Asimismo, aprobará los planes de exploración y de extracción y será responsable de autorizar la perforación de pozos.

4. La Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos será la encargada de supervisar y sancionar a los

contratistas en materia de protección de las personas, los bienes y el medio ambiente.

5. Como ya se menciona anteriormente, el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo será el encargado de recibir todos los ingresos, de calcular y realizar los pagos según lo establecido en cada contrato y de administrar los recursos que corresponden al Estado. (Gobierno de la República, 2013)

4.3.2.2 Régimen Fiscal aplicable a los Contratos de Extracción y Exploración

El régimen fiscal se detalla en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (Gobierno de la Republica, 2016). A continuación, se presenta un cuadro resumen de los elementos esenciales de las figuras contractuales consideradas en la Reforma Energética.

Figura 4.1 Figuras contractuales de la reforma energética

Concepto	Licencias	Utilidad Compartida	Producción Compartida
Impuesto Sobre la Renta (ISR)	✓	✓	✓
Cuota para la fase exploratoria	✓	✓	✓
Regalía básica	✓	✓	✓
Bono a la firma	✓	×	×
Contraprestación del Estado	✓ (Sobre-regalía)	×	×
Porcentaje de la utilidad	×	✓ (En efectivo)	✓ (En especie)
Recuperación de costos	×	✓	✓
Mecanismo de ajuste	✓	✓	✓
Cerco fiscal por la actividad	✓	✓	✓

Fuente: Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (2014).

La Reforma Constitucional prevé la posibilidad de que el Estado Mexicano también celebre contratos de servicios para la exploración y extracción de hidrocarburos. En la Iniciativa

se proponen las condiciones mínimas que deberán cumplir los contratos de servicios, tales como: que los contratistas entregarán la totalidad de la producción de hidrocarburos al Estado Mexicano y que las contraprestaciones a favor del contratista serán siempre en efectivo y se establecerán en cada contrato considerando los estándares o usos de la industria. Tomando en cuenta la naturaleza de estos contratos, las contraprestaciones no incluirán, a menos que expresamente se indique en los mismos, las regalías ni la cuota contractual para la fase exploratoria.

Los elementos considerados son consistentes con los estándares internacionales para fomentar niveles adecuados de exploración y extracción de hidrocarburos, así como para asegurar que la Nación capture la renta petrolera correspondiente.

La participación en los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos podrá realizarse de manera individual, en consorcio o en asociación en participación, en tres supuestos:

1. La asociación es libre, tanto para Pemex como para otras empresas interesadas al presentar propuestas en las licitaciones para obtener un contrato.
2. Una vez que el contrato ha sido adjudicado por licitación, el ganador puede cambiar la estructura de capital o incluso al operador con libertad, cuantas veces sea necesario, siempre que cuenten con la autorización de la CNH.
3. Cuando Pemex quiera migrar una asignación a contrato y desee contar con un socio, deberá aplicarse un procedimiento de licitación por parte de la CNH para garantizar las mejores condiciones para el Estado.

Pemex deberá opinar favorablemente los criterios de precalificación diseñados por la SENER y opinar sobre las empresas que sean precalificadas en la licitación. La CNH declarará al ganador.

Una vez llevado a cabo este proceso de mercado, Pemex podrá ajustar la sociedad, según su conveniencia, debiendo contar solamente con la autorización de la CNH. El modelo propuesto también considera que Pemex podrá migrar a la nueva modalidad de

contratación, aquellos contratos que en el pasado fueron otorgados por medio de una licitación.

Para asegurar el desarrollo eficiente del sector y la existencia de un mercado donde exista competencia, los contratos para la industria de hidrocarburos, no podrán dar exclusividad o preferencia ilícita que beneficie a organizaciones empresariales, sociales o sindicales. La Reforma Energética incrementará el acervo de información que tiene el Estado sobre el potencial de hidrocarburos en el subsuelo. En la iniciativa de Ley de Hidrocarburos se propone que Pemex y las Empresas Productivas del Estado, asociadas o no con particulares o particulares solos puedan realizar estudios de reconocimiento o exploración superficial, destacando los estudios de sísmica. Dichas actividades se podrán realizar previa autorización de CNH.

El autorizado podrá mantener los derechos sobre la interpretación de datos y comercializar la información. No obstante, en la medida en que la información (bruta e interpretada) que se obtenga pertenece a la Nación, ésta deberá entregarse a la CNH, quien la administrará en el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, donde se mantendrá confidencial conforme a los plazos y criterios establecidos.

Con la información obtenida, Pemex o los particulares podrán proponer a la SENER las áreas a licitar en el futuro. De esta forma, se generan los incentivos para que, a partir de la generación de estudios superficiales, se complementen los esfuerzos de la Nación para el desarrollo de las áreas de mayor interés. Las propuestas que se realicen no otorgarán derechos ni ventajas para la suscripción de un contrato.

Con respecto a la comercialización de hidrocarburos, se propone que los operadores puedan comercializar libremente los hidrocarburos que reciban como contraprestación. Por su parte, el Estado colocará en los mercados los hidrocarburos que reciba, a través de un comercializador que la CNH contrate través de licitación pública. Inicialmente y de forma transitoria, la CNH podrá contratar directamente a Pemex como el comercializador del Estado y dicho contrato no podrá tener una vigencia mayor al 31 de diciembre de 2017. Con base en la reforma constitucional, la reforma a las leyes secundarias prevé la

prevalencia de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos sobre cualquier otra actividad en la superficie, incluyendo la actividad minera. Asimismo, reconoce al gas asociado al carbón (gas grisú) como un hidrocarburo, por lo que sale de la esfera de la Ley Minera. Sin embargo, se reconoce la conveniencia de una operación conjunta de la mina de carbón y la extracción del gas que se ubica en la veta de la misma. Por ello, se propone que los titulares de concesiones mineras podrán suscribir un contrato con la CNH, sin que medie licitación alguna, que ampare únicamente la extracción del gas en una mina en la que se esté extrayendo el carbón. Para lo anterior, los concesionarios mineros deberán acreditar que cuentan con la solvencia económica y la capacidad técnica necesarias.

La exploración y extracción de gas grisú fuera de una mina que esté siendo explotada o de otros hidrocarburos, aun cuando estén en el área de una concesión minera, sólo se podrá realizar a través de un contrato que adjudique la CNH por medio de una licitación. De cualquier manera, con el objetivo de dar certeza a la industria minera, se considera que si la adjudicación de un contrato o asignación llegara a afectar los derechos de superficie de una concesión minera donde se estén extrayendo minerales, el titular de la concesión recibirá una contraprestación, definida mediante una negociación o una indemnización determinada por CNH.

De acuerdo con lo dispuesto en la reforma constitucional, las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos se consideran de interés social y orden público, por lo que tendrán preferencia sobre cualquier otra que implique el aprovechamiento de la superficie y del subsuelo en los terrenos afectos a aquéllas.

En consecuencia, la legislación secundaria propone un mecanismo general para definir los términos y las condiciones generales de la contraprestación que se deberá cubrir por la ocupación o afectación superficial, o en su caso, la indemnización respectiva. Dicho mecanismo observa principios de transparencia, legalidad y equidad. Plantea la negociación inicial entre operadores y propietarios, protegiendo los derechos de éstos últimos y reduciendo las posibles asimetrías en los procesos de negociación, mediante la participación de la Procuraduría Agraria y testigos sociales. Además, establece criterios

de referencia para la definición de las contraprestaciones, acordes con las mejores prácticas internacionales que, entre otros, puede tratarse de un porcentaje del ingreso del operador, después de realizados sus pagos.

En aquellos casos en los que no se pueda lograr un acuerdo sobre la contraprestación, el operador promoverá ante la autoridad competente una servidumbre legal de hidrocarburos o podrá solicitar la mediación de la Secretaría de Desarrollo Agrario, Territorial y Urbano. La Secretaría escuchará a las partes y sugerirá la forma o modalidad de adquisición, uso, goce o afectación que concilie los intereses y pretensiones de las partes, según las características del proyecto.

Como parte de la mediación, la Secretaría considerará los avalúos realizados por las partes y, en caso de diferencias superiores a 15%, la realización de un avalúo por parte de la autoridad. En caso de no existir avalúos previos, la autoridad solicitará uno que servirá como base para realizar una propuesta de contraprestación. La mediación terminaría con una recomendación que, de no ser aceptada, se convertiría en un acto de autoridad para establecer una servidumbre legal de hidrocarburos por vía administrativa, figura legal para la ocupación temporal que se establece en la legislación secundaria. En todo momento, aún constituida la Servidumbre, el propietario podrá llegar a un acuerdo conveniente para los intereses de ambas partes.

Durante la ocupación temporal, se respetarán en todo momento los derechos que la legislación y los tratados internacionales suscritos por México confieran a las comunidades indígenas. De acuerdo con las previsiones de la Ley, las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos estarán prohibidas en zonas naturales protegidas.

4.4 Rondas derivadas de la Reforma Energética

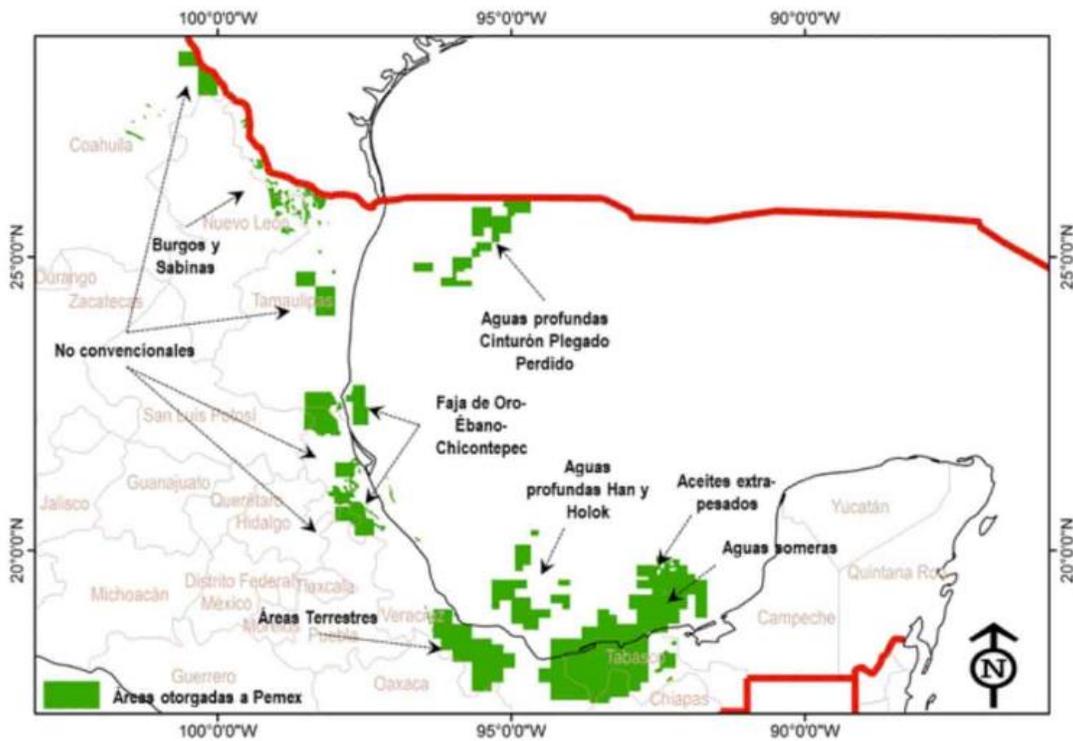
4.4.1 Ronda Cero

El 13 de agosto de 2014, se dieron a conocer los resultados del proceso de Ronda Cero, en el que la SENER, con la asistencia técnica de la CNH, determinó asignarle a Pemex el 83% de las reservas 2P, es decir el total de lo solicitado y el 21% de los recursos prospectivos, conformando así un portafolio balanceado de proyectos que le permitirá producir 2.5 millones de barriles diarios por los próximos 20.5 años. En apego al Decreto de Reforma Constitucional, la Ley de Hidrocarburos y su reglamento, Pemex y sus socios pueden solicitar la migración de contratos pre establecidos hacia nuevos contratos sin llevar a cabo nuevas licitaciones, siempre que dicha migración presente ventajas en términos de producción, reservas e inversión. Este proceso debe ser autorizado por la SENER con asistencia técnica de la CNH y conforme a los términos fiscales que establezca la SHCP. A diciembre de 2015, Pemex y sus socios han solicitado la migración de 8 CIEP, y 2 COPF, que fueron firmados previo a la aprobación de la Reforma Energética (Rondasmexico, 2015).

A través de los *farm-outs* las compañías pueden establecer asociaciones con Pemex mediante procesos de licitación para potenciar el desarrollo de los campos y áreas asignadas a la Empresa Productiva del Estado mediante la Ronda Cero. Dichas migraciones deben presentar los beneficios para el Estado en términos de producción, inversión y reservas. Pemex ha solicitado la migración (*farm-out*) de 14 campos asignados hacia 8 nuevos contratos.

La migración de CIEPs y COPFs y los *farm-outs* permitirán a PEMEX establecer alianzas más efectivas con petroleras nacionales o internacionales para allegarse del capital y la tecnología necesarios para aprovechar sus recursos de manera óptima, estabilizar su nivel de producción y acelerar el ritmo de restitución de reservas.

Figura 4. 2 Áreas otorgadas a Pemex en la Ronda Cero



Fuente: (Rondasmexico, 2015).

4.4.2 Ronda Uno

Se encuentra integrada por los siguientes procesos de licitación pública internacional (Rondasmexico, 2015):

Licitación 1. Contratos de Producción Compartida para Exploración y Extracción en aguas someras.

Licitación 2. Contratos de Producción Compartida para la Extracción de Hidrocarburos en aguas someras.

Licitación 3. Contratos de Licencia para la Extracción de Hidrocarburos en áreas terrestres.

Licitación 4. Contratos de Licencia para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en aguas profundas.

Figura 4.3 Primera Aproximación de la Ronda Uno



Fuente: (Rondasmexico, 2015).

Figura 4.4 Panorama General de la Ronda Uno



Aguas Someras
Primera Convocatoria
Exploración (CPC)

Licitación 1. CNH-R01-L01/2014

La primera etapa comprendió **14 áreas localizadas** en aguas someras del Golfo de México, dentro de la provincia petrolera Cuencas del Sureste.



Aguas Someras
Segunda Convocatoria
Extracción (CPC)

Licitación 2. CNH-R01-L02/2015

La segunda convocatoria comprendió **9 campos en 5 áreas localizadas** en aguas someras del Golfo de México, dentro de la provincia petrolera Cuencas del Sureste.



Terrestres
Tercera Convocatoria
Extracción (Licencias)

Licitación 3. CNH-R01-L03/2015

La Tercera Convocatoria de la Ronda 1 correspondió a campos de extracción de hidrocarburos (**25 Contratos**). Los bloques se agruparon en **3 zonas geográficas** identificadas como Campos Burgos; Campos Norte y Campos Sur.



Aguas Profundas
Cuarta Convocatoria
Extracción (Licencias)

Licitación 4. CNH-R01-L04/2015

La cuarta etapa comprende **10 áreas localizadas** en aguas profundas del Golfo de México, dentro de las provincias petroleras Cinturón Plegado Perdido y Cuenca Salina (Contratos de Licencia para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos).

Fuente: (Rondasmexico, 2015).

4.4.2.1 Licitación 1

La primera etapa comprendió 14 áreas localizadas en aguas someras del Golfo de México, dentro de la provincia petrolera Cuencas del Sureste. Esta ha sido la provincia más explorada y con el mayor porcentaje de producción acumulada del país (Rondasmexico, 2015).

4.4.2.2 Licitación 2

La segunda convocatoria comprendió 9 campos en 5 áreas localizadas en aguas someras del Golfo de México, dentro de la provincia petrolera Cuencas del Sureste (Rondasmexico, 2015).

4.4.2.3 Licitación 3

La Tercera Convocatoria de la Ronda 1 correspondió a campos de extracción de hidrocarburos. Los bloques se agruparon en tres zonas geográficas identificadas como Campos Burgos; Campos Norte y Campos Sur. Se otorgaron contratos de licencia (Rondasmexico, 2015).

4.4.2.4 Licitación 4

La cuarta etapa comprende 10 áreas localizadas en aguas profundas del Golfo de México, dentro de las provincias petroleras Cinturón, Plegado Perdido y Cuenca Salina. Se otorgarán contratos de licencia para exploración y extracción (Rondasmexico, 2015).

4.4.3 Ronda Dos

Se encuentra integrada por los siguientes procesos de licitación pública internacional (Rondasmexico, 2015):

Licitación 1. Contratos de producción compartida para exploración y extracción en aguas someras.

Licitación 2. Contratos de Licencia para exploración y extracción en áreas terrestres.

4.4.3.1 Licitación 1

Se encuentra integrada 15 áreas contractuales localizadas en aguas someras del Golfo de México, dentro de las provincias petroleras Tampico-Misantla, Veracruz y Cuencas del Sureste, en aguas someras (Rondasmexico, 2015).

Figura 4. 5 Áreas a Licitar en Ronda 2.1



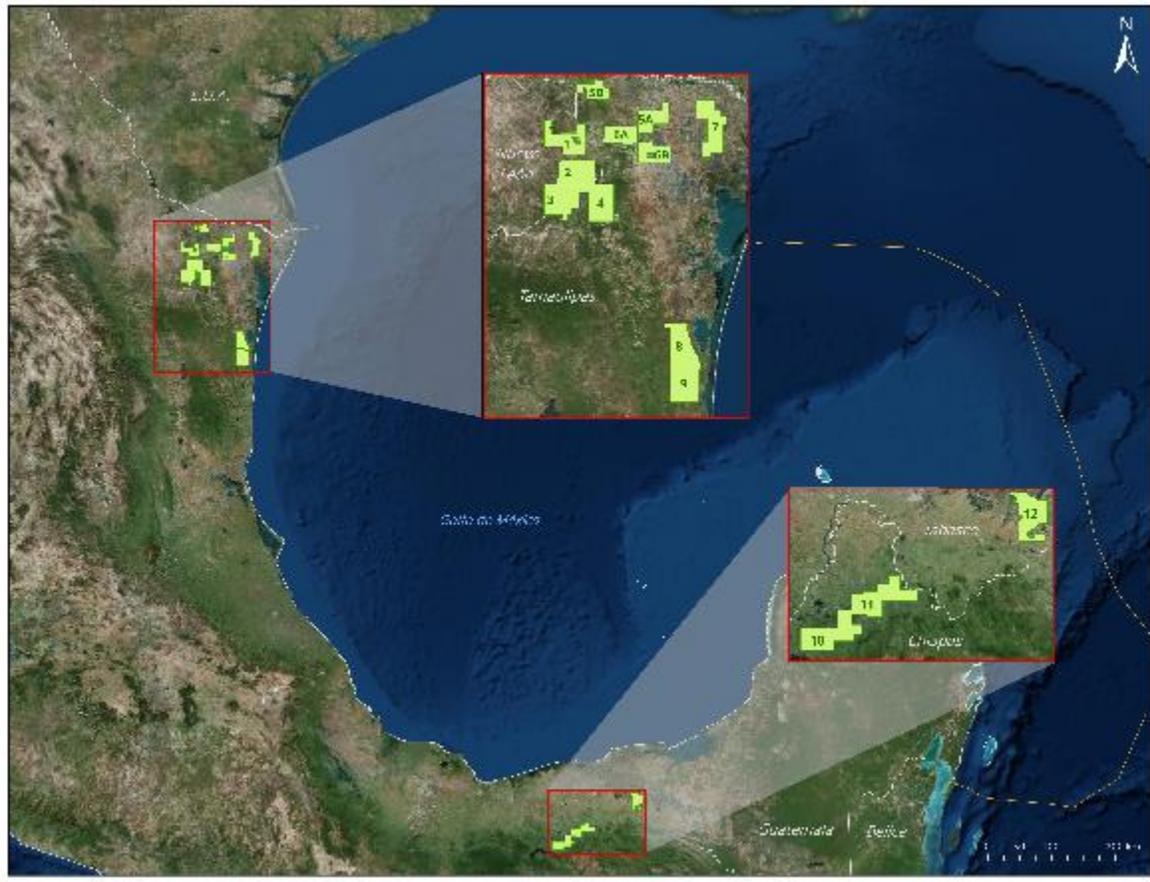
Fuente: (Rondasmexico, 2015).

4.4.3.2 Licitación 2

Se encuentra integrada por 12 áreas contractuales bajo la modalidad de Contrato de Licencia (Rondasmexico, 2015).

9 de estas áreas se encuentran ubicadas en la Cuenca de Burgos, 2 en el Cinturón Plegado de Chiapas y 1 en las Cuencas del Sureste.

Figura 4.6 Áreas a Licitar en la Ronda 2.2



Fuente: (Rondasmexico, 2015).

4.4.4 Resultados de las Licitaciones 1.2 y 1.3

4.4.4.1 Resultados de las Licitaciones 1.2

Se licitaron 5 bloques en aguas someras, de los cuales se adjudicaron 3 bajo un CPC con las ofertas mostradas en la tabla. Las ofertas de las compañías fueron de casi el doble de lo esperado por la SHCP, promediando un 75% aproximadamente.

Tabla 4.1 Áreas adjudicadas en la licitación 1.2 (Aguas Someras)

Concepto	Área 1	Área 2	Área 4
Empresa	ENI International	PanAmerican Energy E&P Hidrocarburos	Fieldwood Energy – Petrobal
Oferta	83.75 %	70.00 %	74 %
Valor Mínimo por SHCP	34.80 %	35.90 %	33.70 %

Fuente: (Rondasmexico, 2015).

4.4.4.2 Resultados de las Licitaciones 1.3

Se licitaron 25 áreas y se adjudicaron todas, a continuación se muestran algunas de las ofertas de los ganadores, se observa que la ofertas de los ganadores superan por mucho la expectativa de la SHCP, ya que van del 10.56 % de regalía hasta regalías del orden de 85.69%, teniendo un porcentaje de regalía promedio de aproximadamente del 60%.

Tabla 4.2 Algunas de las áreas adjudicadas en la licitación 1.3 (Campos Terrestres)

Concepto	Área 1	Área 2	Área 3	Área 4	Área 5	Área 14	Área 15	Área 21
Empresa	Diavaz Offshore	SIC - Nuvoil	CMM	Diarqco	Strata	Canamex- Perfolat	Renaisaance Oil	Sarreal
Oferta	64.50%	40.07 %	41.77%	81.36%	50.86%	85.69%	80.69%	10.56%
Valor Mínimo por SHCP	1 %	2%	3 %	5 %	1 %	5 %	10%	1 %

Fuente: (Rondasmexico, 2015).

CAPITULO V CASO DE ESTUDIO

5.1 Introducción

El presente capítulo se centrará en un ejemplo teórico bajo el cual se evaluará un proyecto petrolero bajo los regímenes fiscales establecidos en los contratos de extracción de las rondas 1.2 (CPC) y 1.3 (CL), contratos que ya han sido elaborados y adjudicados con sus respectivos procesos licitatorios.

Se considerará un proyecto del cual se obtendrán las premisas económicas básicas: producción de petróleo, CAPEX, OPEX y tasa de descuento, para así poder evaluarlo según los dos regímenes fiscales a evaluar, se obtendrán diferentes indicadores económicos, los indicadores a considerar con la finalidad de obtener conclusiones de los regímenes fiscales serán el Government Take, y su recíproco el Contractor Take.

5.2 Proyecto a Evaluar

Para fines de este trabajo se considera un proyecto ideal donde se producirá un aceite ligero, esto con el fin de justificar la variación en los precios, así como también se considera un proyecto con producción primaria sin sistemas artificiales de producción. Los costos operativos y las inversiones son las más apegadas a la realidad y fueron proporcionados por el asesor de esta tesis.

5.2.1 Producción

Se considerará un yacimiento con 100 pozos produciendo a un gasto de 40 bpd cada uno al 1 de Enero de 2017 y declinando exponencialmente a una tasa anual del 10%, como parte del proyecto se perforarán 50 pozos divididos en diez campañas de perforación, una

por año, de cada pozo se espera un gasto inicial de 200 bpd al 1ero de Enero del año siguiente, es decir, campaña de 2017 comenzará producción al 1 de Enero del 2018, estos nuevos pozos tendrán una declinación exponencial a una tasa del 10% anual. Se producirán en total 48, 668, 947.36 barriles de petróleo en los 35 años a evaluar. Para este ejemplo no se considera producción de gas ni de condensados, y además que se tiene un yacimiento volumétrico, por lo cual tampoco habrá producción de agua.

El vector de producción quedará de la siguiente manera:

Tabla 5.1 Producción

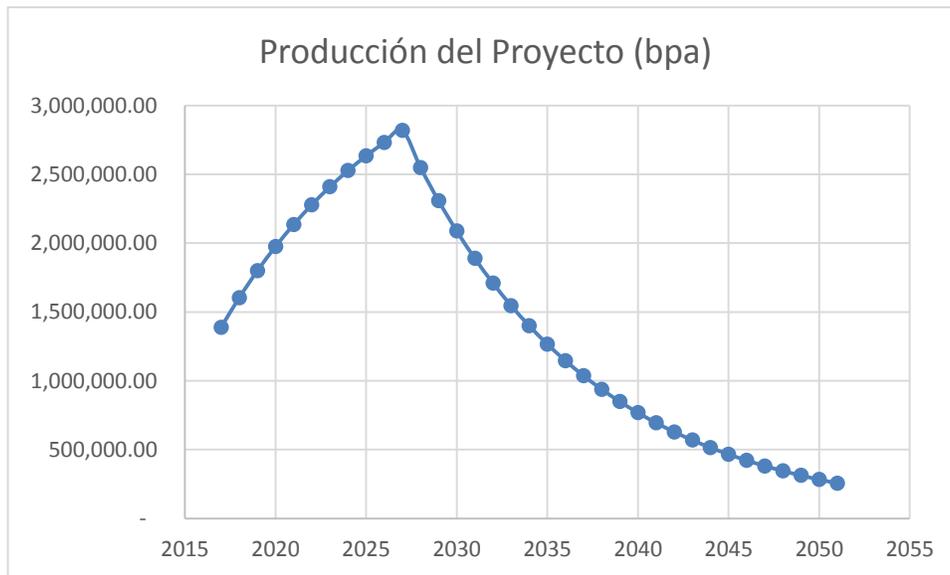
Año	Producción Anual de Aceite (bls)	
1	2017	1,389,374
2	2018	1,604,501
3	2019	1,799,156
4	2020	1,975,287
5	2021	2,134,657
6	2022	2,278,861
7	2023	2,409,342
8	2024	2,527,406
9	2025	2,634,235
10	2026	2,730,898
11	2027	2,818,362

12	2028	2,550,159
13	2029	2,307,480
14	2030	2,087,894
15	2031	1,889,205
16	2032	1,709,423
17	2033	1,546,750
18	2034	1,399,557
19	2035	1,266,372
20	2036	1,145,861
21	2037	1,036,817
22	2038	938,151
23	2039	848,874
24	2040	768,093
25	2041	695,000
26	2042	628,862
27	2043	569,017
28	2044	514,868
29	2045	465,872
30	2046	421,539
31	2047	381,424
32	2048	345,127
33	2049	312,283

34	2050	282,566
35	2051	255,676

Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 5.1 Producción



Fuente: Elaboración propia.

5.2.2 Precio del Barril

El proyecto se evaluará a diferentes precios, siempre manteniendo constante el precio en la evaluación correspondiente.

Los precios a utilizar serán 30, 40, 50, 60, 70 y 100 USD/bl.

5.2.3 CAPEX

Se contempla que cada campaña de perforación cueste 20.32 MMUSD, mientras que las instalaciones superficiales costarán por año 16 MMUSD, estas inversiones se realizarán únicamente del primero al décimo año.

Tabla 5.2 Inversiones

Inversiones MUSD				
	Desarrollo	Instalaciones	Total	Descontadas
1	20320	16000	36,320	36320
2	20320	16000	36,320	33018.18182
3	20320	16000	36,320	30016.52893
4	20320	16000	36,320	27287.75357
5	20320	16000	36,320	24807.0487
6	20320	16000	36,320	22551.86245
7	20320	16000	36,320	20501.69314
8	20320	16000	36,320	18637.90285
9	20320	16000	36,320	16943.54805
10	20320	16000	36,320	15403.2255

Fuente: Elaboración propia.

5.2.4 OPEX

El OPEX fijo será de 1 MMUSD constante desde el año uno hasta el final del proyecto, mientras que el OPEX variable será de 10 USD/bl.

Tabla 5.3 Costos Operativos

Variable MUSD	Fijo MUSD	Opex Total MUSD
13,893.74	1,000.00	14,893.74
16,045.01	1,000.00	17,045.01
17,991.56	1,000.00	18,991.56
19,752.87	1,000.00	20,752.87
21,346.57	1,000.00	22,346.57
22,788.61	1,000.00	23,788.61
24,093.42	1,000.00	25,093.42
25,274.06	1,000.00	26,274.06
26,342.35	1,000.00	27,342.35
27,308.98	1,000.00	28,308.98
28,183.62	1,000.00	29,183.62
25,501.59	1,000.00	26,501.59
23,074.80	1,000.00	24,074.80
20,878.94	1,000.00	21,878.94
18,892.05	1,000.00	19,892.05

17,094.23	1,000.00	18,094.23
15,467.50	1,000.00	16,467.50
13,995.57	1,000.00	14,995.57
12,663.72	1,000.00	13,663.72
11,458.61	1,000.00	12,458.61
10,368.17	1,000.00	11,368.17
9,381.51	1,000.00	10,381.51
8,488.74	1,000.00	9,488.74
7,680.93	1,000.00	8,680.93
6,950.00	1,000.00	7,950.00
6,288.62	1,000.00	7,288.62
5,690.17	1,000.00	6,690.17
5,148.68	1,000.00	6,148.68
4,658.72	1,000.00	5,658.72
4,215.39	1,000.00	5,215.39
3,814.24	1,000.00	4,814.24
3,451.27	1,000.00	4,451.27
3,122.83	1,000.00	4,122.83
2,825.66	1,000.00	3,825.66
2,556.76	1,000.00	3,556.76

Fuente: Elaboración propia.

5.2.5 Tasa de Descuento

Se contemplará una Tasa de Descuento del 10%.

5.3 Evaluación bajo contrato Producción Compartida (Licitación 1.2)

5.3.1 Premisas

El proyecto se evaluó obteniendo los siguientes indicadores:

- VPN Antes de Impuestos, VPN AI
- VPN Después de Impuestos, VPN DI
- TIR Antes de Impuestos, TIR AI
- TIR Después de Impuestos, TIR DI
- VPN/VPI Antes de Impuestos, VPN/VPI AI
- VPN/VPI Después de Impuestos, VPN/VPI DI
- Government Take, Gov Take
- Contractor Take, Con Take

A los precios por barril de petróleo de: 30, 40, 50, 60, 70 y 100 USD/bl, se realizó una evaluación con cada precio, variando el porcentaje al Estado ofrecido por el contratista de 0 a 90%, subiendo de 10% en 10%.

5.3.2 Resultados y Gráficas

Tabla 5.4 Resultados con 0% de Porcentaje de Producción Compartida al Estado

Porcentaje al Estado 0%								
PRECIO USD/bl	MMUSD/%							
	VPN AI	VPN DI	TIR AI	TIR DI	VPN/VPI AI	VPN/VPI DI	Gov Take	Con Take
30	- 12.542	-84.681	9%	4%	-0.0354651	-0.2394594	69%	31%
40	170.74	71.4409	32%	17%	0.48281311	0.20202027	44%	56%
50	351.54	208.472	239%	41%	0.99408754	0.58951528	42%	58%
60	519.47	324.216	NA	103%	1.46894242	0.91681707	42%	58%
70	682.44	433.732	NA	1373%	1.92978979	1.2265065	43%	57%
100	1141.6	742.308	NA	NA	3.22828676	2.09909647	45%	55%

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.5 Resultados con 10% de Porcentaje de Producción Compartida al Estado

	Porcentaje al Estado 10%							
PRECIO USD/bi	MMUSD/%							
	VPN AI	VPN DI	TIR AI	TIR DI	VPN/VPI AI	VPN/VPI DI	Gov Take	Con Take
30	-34.535	-99.46	7%	3%	-0.0976585	-0.2812533	78%	22%
40	140.465	51.097	26%	15%	0.39720554	0.14449199	49.31%	50.69%
50	307.922	179.16	101%	34%	0.87074234	0.5066273	47.73%	52.27%
60	459.938	284.214	NA	70%	1.30061152	0.80369871	48.00%	52.00%
70	606.611	382.778	NA	199%	1.71537415	1.08241919	48.46%	51.54%
100	1019.88	660.496	NA	NA	2.88402143	1.86775016	50.30%	49.70%

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.6 Resultados con 20% de Porcentaje de Producción Compartida al Estado

	Porcentaje al Estado 20%							
PRECIO USD/bi	MMUSD/%							
	VPN AI	VPN DI	TIR AI	TIR DI	VPN/VPI AI	VPN/VPI DI	Gov Take	Con Take
30	-56.5287	-114.24	6%	2%	-0.15985	-0.32305	87%	13%
40	110.1911	30.75316	22%	13%	0.311598	0.086964	55%	45%
50	264.3036	149.8478	63%	28%	0.747397	0.423739	54%	46%
60	400.4108	244.2114	525%	52%	1.132281	0.69058	54%	46%
70	530.7872	331.8243	NA	102%	1.500959	0.938332	54%	46%
100	898.1393	578.685	NA	NA	2.539756	1.636404	56%	44%

Fuente. Elaboración propia.

Tabla 5.7 Resultados con 30% de Porcentaje de Producción Compartida al Estado

	Porcentaje al Estado 30%							
PRECIO USD/bi	MMUSD/%							
	VPN AI	VPN DI	TIR AI	TIR DI	VPN/VPI AI	VPN/VPI DI	Gov Take	Con Take
30	-78.5223	-129.02	4%	1%	-0.22205	-0.36484	95%	5%
40	79.91746	10.40931	18%	11%	0.22599	0.029435	61%	39%
50	220.6848	120.536	44%	24%	0.624052	0.340851	59%	41%
60	340.8836	204.2091	127%	40%	0.96395	0.577462	60%	40%
70	454.9629	280.8704	NA	66%	1.286543	0.794245	60%	40%
100	776.3961	496.8735	NA	NA	2.195491	1.405058	61%	39%

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.8 Resultados con 40% de Porcentaje de Producción Compartida al Estado

Porcentaje al Estado 40%								
PRECIO USD/bi	MMUSD/%							
	VPN AI	VPN DI	TIR AI	TIR DI	VPN/VPI AI	VPN/VPI DI	Gov Take	Con Take
30	-100.516	-143.799	2%	0%	-0.28424	-0.40664	104%	-4%
40	49.64388	-9.93455	15%	9%	0.140383	-0.02809	66%	34%
50	177.066	91.22414	34%	20%	0.500707	0.257963	65%	35%
60	281.3564	164.2068	69%	32%	0.795619	0.464344	65%	35%
70	379.1386	229.9165	187%	47%	1.072127	0.650157	66%	34%
100	654.6528	415.062	NA	2.387048	1.851225	1.173711	67%	33%

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.9 Resultados con 50% de Porcentaje de Producción Compartida al Estado

	Porcentaje al Estado 50%							
PRECIO USD/bl	MMUSD/%							
	VPN AI	VPN DI	TIR AI	TIR DI	VPN/VPI AI	VPN/VPI DI	Gov Take	Con Take
30	-122.509	-158.579	1%	-1%	-0.34643	-0.44843	113%	-13%
40	19.37029	-30.2784	12%	8%	0.054775	-0.08562	72%	28%
50	133.4472	61.91229	26%	17%	0.377362	0.175075	71%	29%
60	221.8292	124.2045	45%	25%	0.627288	0.351225	71%	29%
70	303.3144	178.9626	79%	35%	0.857712	0.50607	71%	29%
100	532.9095	333.2505	NA	94%	1.50696	0.942365	72%	28%

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.10 Resultados con 60% de Porcentaje de Producción Compartida al Estado

	Porcentaje al Estado 60%							
PRECIO USD/bi	MMUSD/%							
	VPN AI	VPN DI	TIR AI	TIR DI	VPN/VPI AI	VPN/VPI DI	Gov Take	Con Take
30	-144.503	-173.359	-1%	-2%	-0.40863	-0.49022	122%	-22%
40	-10.9033	-50.6222	9%	6%	-0.03083	-0.14315	77%	23%
50	89.82833	32.60043	20%	13%	0.254016	0.092187	77%	23%
60	162.3019	84.20224	32%	20%	0.458957	0.238107	77%	23%
70	227.4901	128.0087	46%	26%	0.643296	0.361983	77%	23%
100	411.1662	251.439	224%	53%	1.162695	0.711019	78%	22%

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.11 Resultados con 70% de Porcentaje de Producción Compartida al Estado

	Porcentaje al Estado 70%							
PRECIO USD/bi	MMUSD/%							
	VPN AI	VPN DI	TIR AI	TIR DI	VPN/VPI AI	VPN/VPI DI	Gov Take	Con Take
30	-166.497	-188.138	-2%	-3%	-0.47082	-0.53202	130%	-30%
40	-41.1769	-70.9661	7%	4%	-0.11644	-0.20068	83%	17%
50	46.20951	3.288583	15%	10%	0.130671	0.009299	83%	17%
60	102.7747	44.19996	22%	15%	0.290626	0.124989	83%	17%
70	151.6659	77.05479	30%	19%	0.42888	0.217895	83%	17%
100	289.4229	169.6275	68%	33%	0.818429	0.479672	83%	17%

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.12 Resultados con 80% de Porcentaje de Producción Compartida al Estado

	Porcentaje al Estado 80%							
PRECIO USD/bi	MMUSD/%							
	VPN AI	VPN DI	TIR AI	TIR DI	VPN/VPI AI	VPN/VPI DI	Gov Take	Con Take
30	-188.49	-202.918	-3%	-4%	-0.53301	-0.57381	139%	-39%
40	-71.4505	-91.3099	4%	3%	-0.20205	-0.25821	89%	11%
50	2.590682	-26.0233	10%	7%	0.007326	-0.07359	88%	12%
60	43.24752	4.197667	15%	10%	0.122295	0.01187	88%	12%
70	75.84161	26.10089	19%	13%	0.214465	0.073808	89%	11%
100	167.6797	87.81606	33%	21%	0.474164	0.248326	89%	11%

Fuente: Elaboración propia.

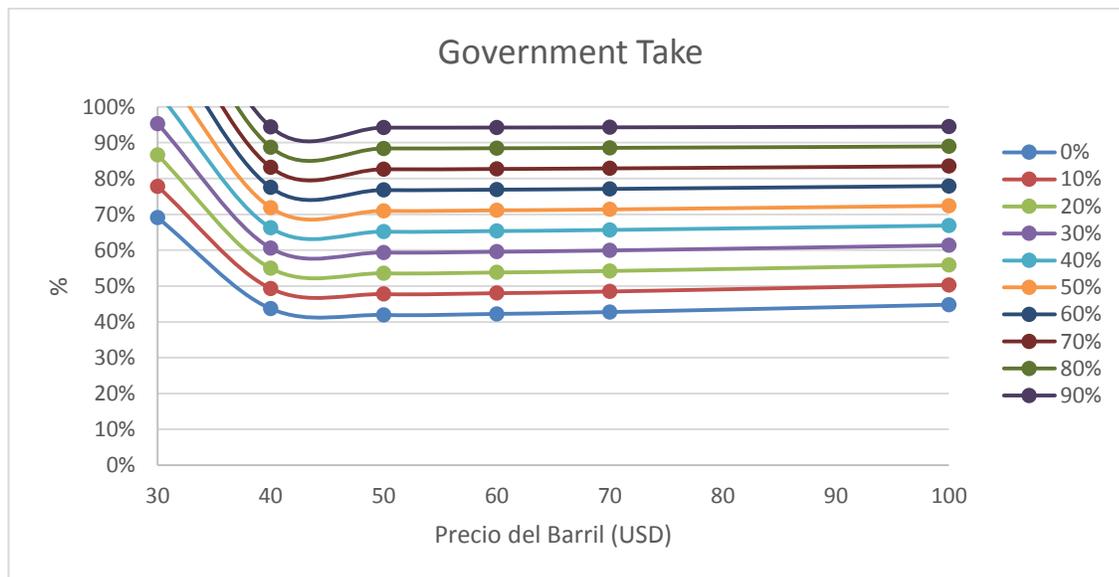
Tabla 5.13 Resultados con 90% de Porcentaje de Producción Compartida al Estado

	Porcentaje al Estado 90%							
PRECIO USD/bi	MMUSD/%							
	VPN AI	VPN DI	TIR AI	TIR DI	VPN/VPI AI	VPN/VPI DI	Gov Take	Con Take
30	-210.484	-217.698	-5%	-6%	-0.59521	-0.6156	148%	-48%
40	-101.724	-111.654	2%	2%	-0.28766	-0.31573	94%	6%
50	-41.0281	-55.3351	6%	4%	-0.11602	-0.15648	94%	6%
60	-16.2797	-35.8046	8%	6%	-0.04604	-0.10125	94%	6%
70	0.017349	-24.853	10%	7%	4.91E-05	-0.07028	94%	6%
100	45.93637	6.004577	15%	11%	0.129899	0.01698	94%	6%

Fuente: Elaboración propia.

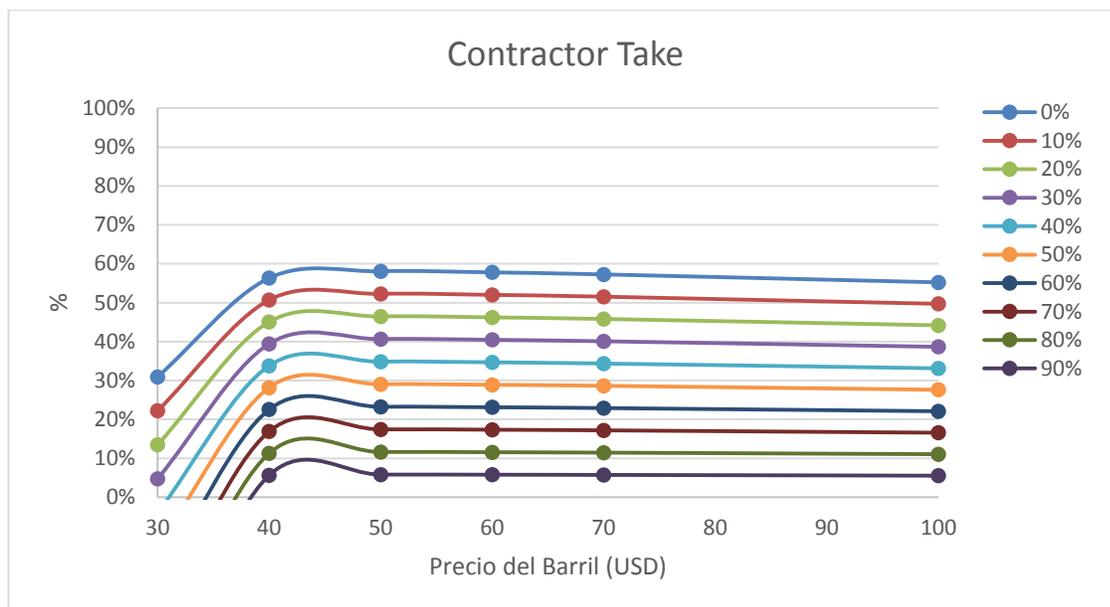
En las gráficas se observa un comportamiento adecuado para el gobierno, ya que el Estado no esperará recibir menos del 40% de Government Take, y según lo observado en las ofertas reales, el gobierno estará esperando un 80% de Government Take, (70% de porcentaje al estado), a partir de un precio de 50 USD/bl.

Gráfica 5.2 Government Take para CPC Ronda 1.2



Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 5.3 Contractor Take para CPC Ronda 1.2



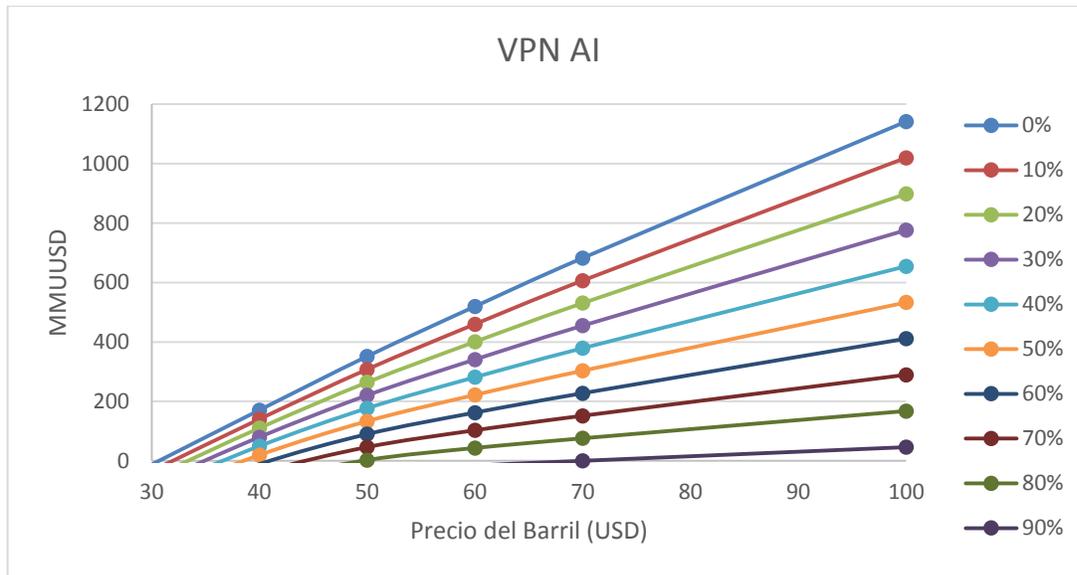
Fuente: Elaboración propia.

En las gráficas de VPN y de EI se observan comportamientos lineales.

Antes de Impuestos el proyecto pudiera ser rentable con precios de 30 USD/bl y Después de Impuestos los precios deberían de subir al menos a 35 USD/bl (para porcentaje 0% de producción compartida al Estado).

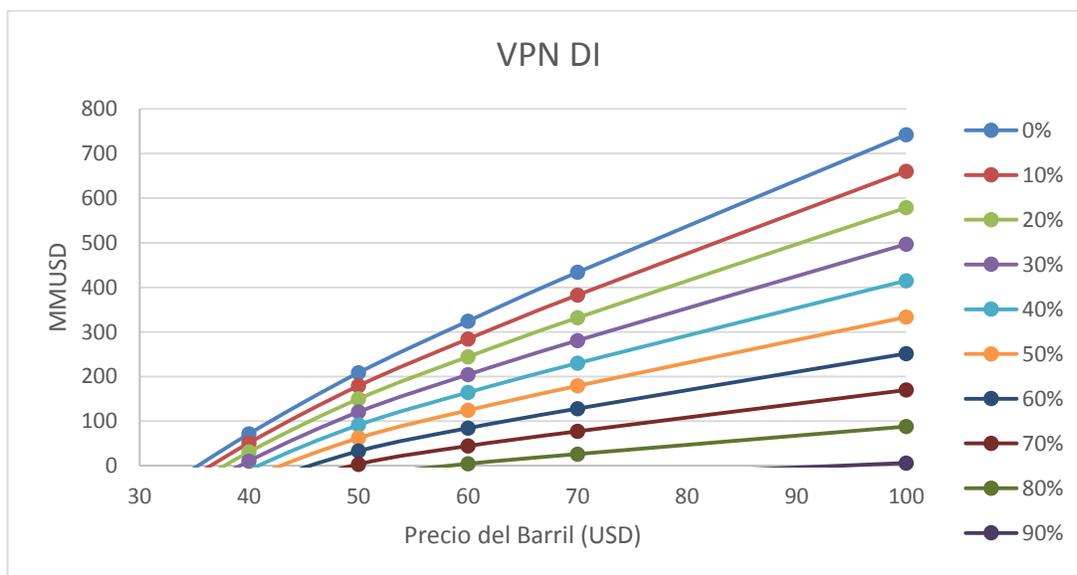
Para valores reales, se requerirán de precios iguales o mayores a los 50 USD/bl.

Gráfica 5.4 VPN AI para CPC Ronda 1.2



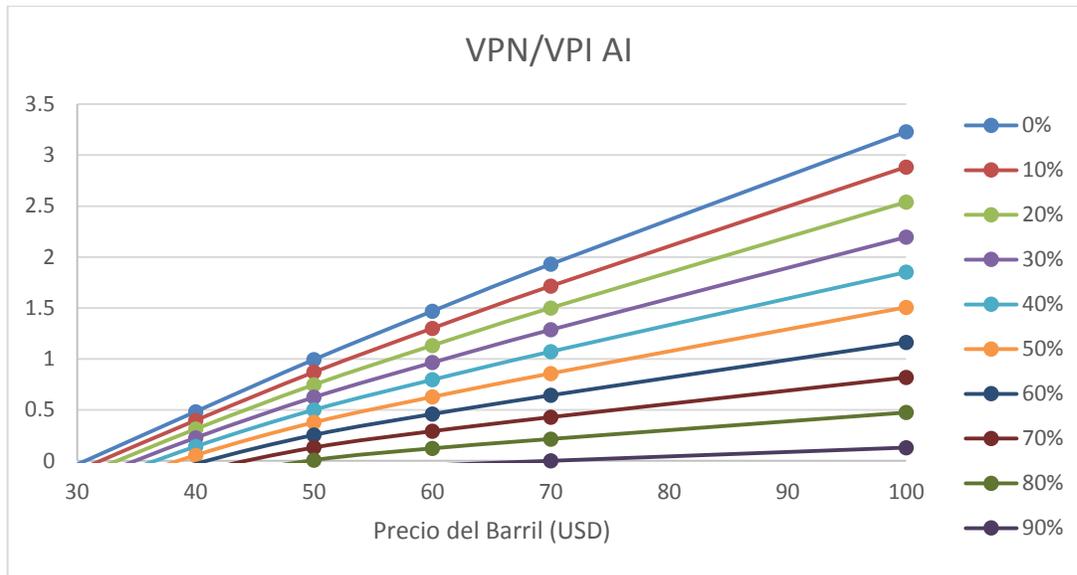
Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 5.5 VPN DI para CPC Ronda 1.2



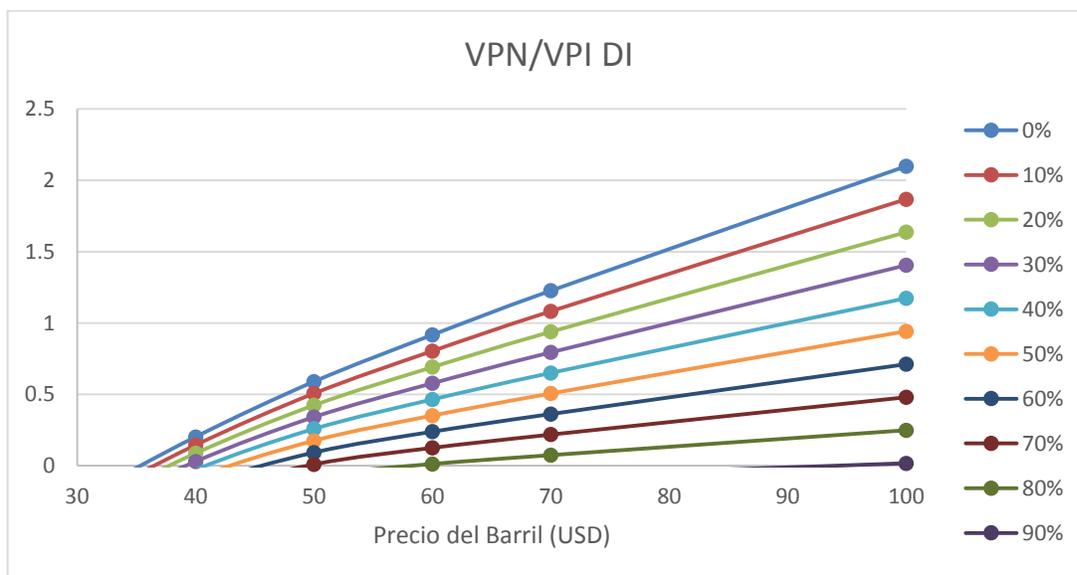
Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 5.6 VPN/VPI AI para CPC Ronda 1.2



Fuente: Elaboración propia.

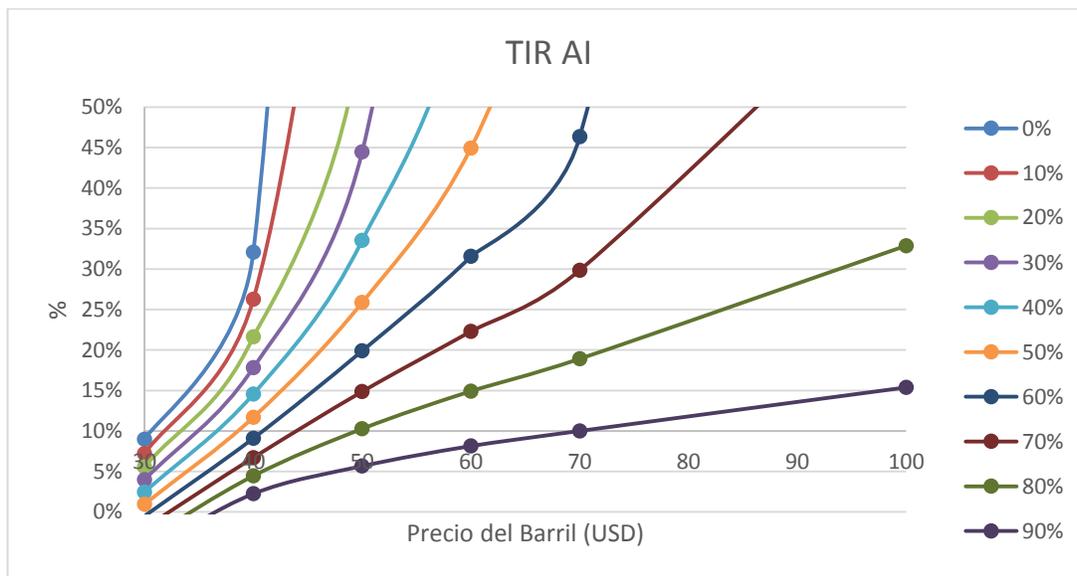
Gráfica 5.7 VPN/VPI DI para CPC Ronda 1.2



Fuente: Elaboración propia.

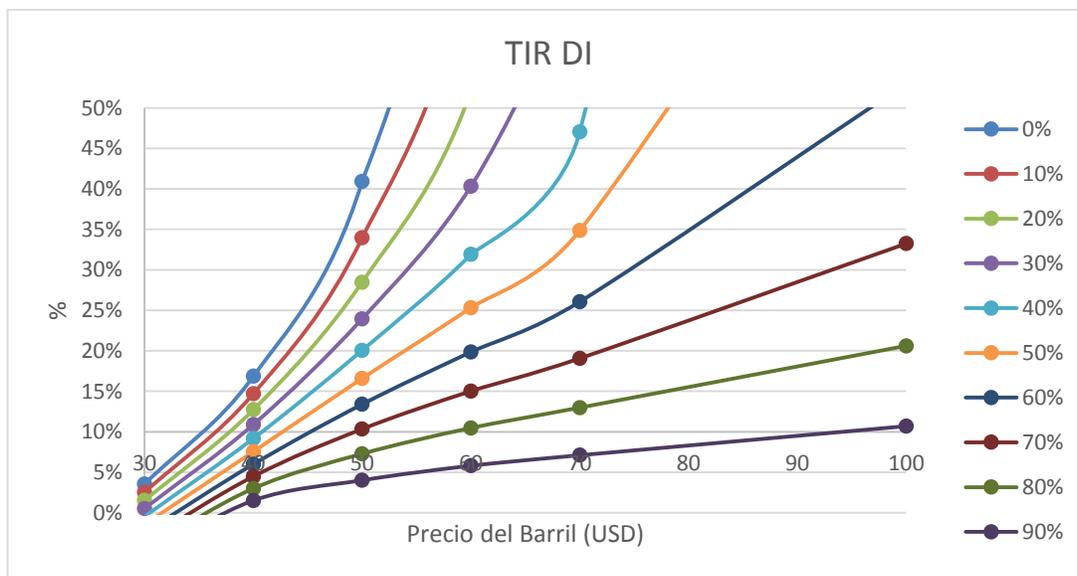
En estas gráficas de TIR se confirman los resultados de las gráficas de VPN y EI, en las cuales para las ofertas reales se requiere un precio de 50 USD/bl o mayores.

Gráfica 5.8 TIR AI para CPC Ronda 1.2



Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 5.9 TIR DI para CPC Ronda 1.2



Fuente: Elaboración propia.

5.4 Evaluación bajo contrato de Licencia (Licitación 1.3)

5.4.1 Premisas

El proyecto se evaluó obteniendo los siguientes indicadores:

- VPN Antes de Impuestos, VPN AI
- VPN Después de Impuestos, VPN DI
- TIR Antes de Impuestos, TIR AI
- TIR Después de Impuestos, TIR DI
- VPN/VPI Antes de Impuestos, VPN/VPI AI
- VPN/VPI Después de Impuestos, VPN/VPI DI
- Government Take, Gov Take
- Contractor Take, Con Take

A los precios por barril de petróleo de: 30, 40, 50, 60, 70 y 100 USD/bl, se realizó una evaluación con cada precio, variando la regalía adicional ofrecida por el contratista de 0 a 50%, subiendo de 10% en 10%.

5.4.2 Resultados y Gráficas

Tabla 5.14 Resultados con 0% de Regalía Adicional

	Regalía Adicional 0%							
PRECIO USD/bi	MMUSD/%							
	VPN AI	VPN DI	TIR AI	TIR DI	VPN/VPI AI	VPN/VPI DI	Gov Take	Con Take
30	18.748	-2.873	12%	9%	0.08	-0.01	69%	31%
40	177.26	127.501	60.90%	52.60%	0.72	0.526	55%	45%
50	335.77	246.235	NA	NA	1.37	1	51%	49%
60	494.29	362.392	NA	NA	2.01348179	1.47621186	49%	51%
70	652.8	478.286	NA	NA	2.65918521	1.9483091	47%	53%
100	1128.3	825.368	NA	NA	4.59629545	3.36215721	45%	55%

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.15 Resultados con 10% de Regalía Adicional

	Regalía Adicional 10%							
PRECIO USD/bi	MMUSD/%							
	VPN AI	VPN DI	TIR AI	TIR DI	VPN/VPI AI	VPN/VPI DI	Gov Take	Con Take
30	-40.693	-57.317	5%	2%	-0.17	-0.23	91%	9%
40	98	64.756	27%	23%	0.4	0.26	69%	31%
50	236.702	182.713	188%	154%	0.96	0.7	62%	38%
60	375.401	275.302	NA	NA	1.52920423	1.12144863	59%	41%
70	514.099	376.879	NA	NA	2.09419472	1.53522402	57%	43%
100	930.194	681.018	NA	NA	3.78916618	2.77414087	54%	46%

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.16 Resultados con 20% de Regalía Adicional

Regalía Adicional 20%								
PRECIO USD/bi	MMUSD/%							
	VPN AI	VPN DI	TIR AI	TIR DI	VPN/VPI AI	VPN/VPI DI	Gov Take	Con Take
30	-100.136	-111.86	-1%	-5%	-0.40791	-0.45566	112%	-12%
40	18.74828	-2.87346	12%	9%	0.076372	-0.01171	83%	17%
50	137.6325	96.55497	39%	34%	0.560649	0.393319	74%	26%
60	256.5167	187.7298	421%	329%	1.044927	0.764722	69%	31%
70	375.4009	275.3019	NA	NA	1.529204	1.121449	67%	33%
100	732.0535	536.2331	NA	NA	2.982037	2.184358	63%	37%

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.17 Resultados con 30% de Regalía Adicional

Regalía Adicional 30%								
PRECIO USD/bi	MMUSD/%							
	VPN AI	VPN DI	TIR AI	TIR DI	VPN/VPI AI	VPN/VPI DI	Gov Take	Con Take
30	-159.578	-166.403	-7%	-11%	-0.65004	-0.67785	133%	-33%
40	-60.5079	-75.4983	3%	0%	-0.24648	-0.30754	99%	1%
50	38.56231	14.7123	15%	12%	0.157084	0.059931	86%	14%
60	137.6325	96.55497	39%	34%	0.560649	0.393319	80%	20%
70	236.7027	172.8136	188%	154%	0.964214	0.70396	77%	23%
100	533.9132	391.3654	NA	NA	2.174908	1.594236	72%	28%

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5.18 Resultados con 40% de Regalía Adicional

Regalía Adicional 40%								
PRECIO USD/bi	MMUSD/%							
	VPN AI	VPN DI	TIR AI	TIR DI	VPN/VPI AI	VPN/VPI DI	Gov Take	Con Take
30	-219.02	-221.02	NA	NA	-0.89218	-0.90033	155%	-55%
40	-139.764	-148.221	-5%	-9%	-0.56933	-0.60378	114%	-14%
50	-60.5079	-75.4983	3%	0%	-0.24648	-0.30754	99%	1%
60	18.74828	-2.87346	12%	9%	0.076372	-0.01171	91%	9%
70	98.00442	64.75612	27%	23%	0.399223	0.263786	87%	13%
100	335.7728	246.2352	NA	NA	1.367778	1.003045	81%	19%

Fuente: Elaboración propia.

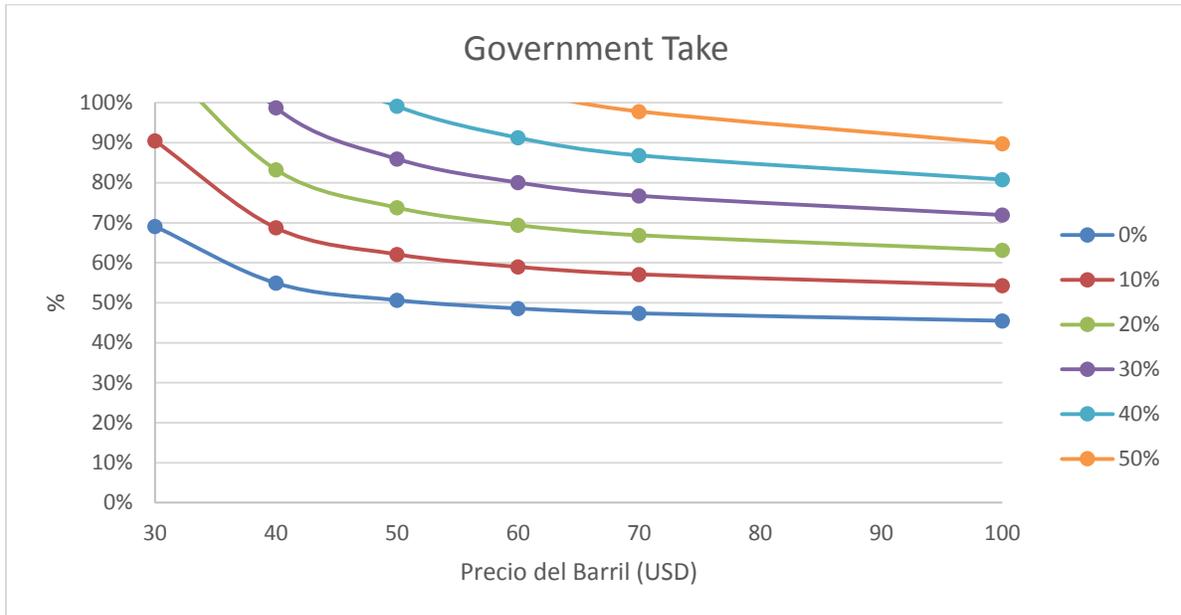
Tabla 5.19 Resultados con 0% de Regalía Adicional

Regalía Adicional 50%								
PRECIO USD/bl	MMUSD/%							
	VPN AI	VPN DI	TIR AI	TIR DI	VPN/VPI AI	VPN/VPI DI	Gov Take	Con Take
30	-278.462	-278.462	NA	NA	-1.13432	-1.13432	179%	-79%
40	-219.02	-221.02	NA	NA	-0.89218	-0.90033	130%	-30%
50	-159.578	-166.403	-7%	-11%	-0.65004	-0.67785	112%	-12%
60	-100.136	-111.86	-1%	-5%	-0.40791	-0.45566	103%	-3%
70	-40.6938	-57.3176	5%	2%	-0.16577	-0.23348	98%	2%
100	137.6325	96.55497	39%	34%	0.560649	0.393319	90%	10%

Fuente: Elaboración propia.

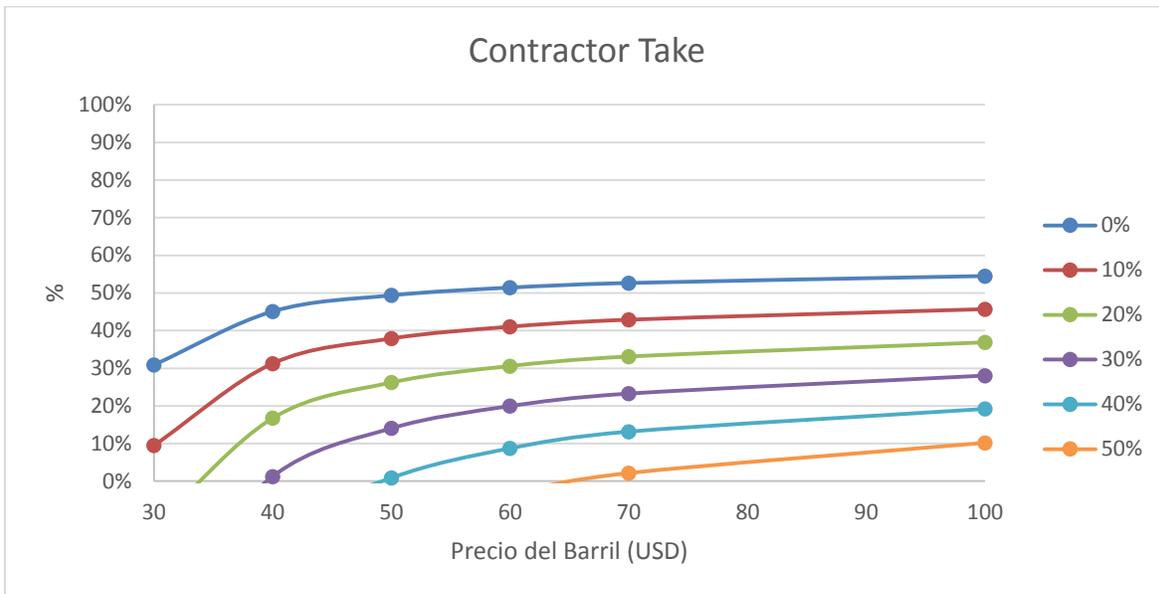
En las gráficas de Gov Take y Con Take se observa que el Estado aspira por lo menos a un 45% del Government Take, de acuerdo al diseño del contrato. Para las ofertas reales no existió curva, ya que una regalía del 60% requerirá de precios mayores a los 100 USD/bl, precios que no se esperan en un futuro cercano. Aunque para las empresas que hayan ofertado regalías menores al 50% aún pudieran esperar rentabilidad en su proyecto para precios menores a los 100 USD/bl.

Gráfica 5.10 Government Take para CL Ronda 1.3



Fuente: Elaboración propia.

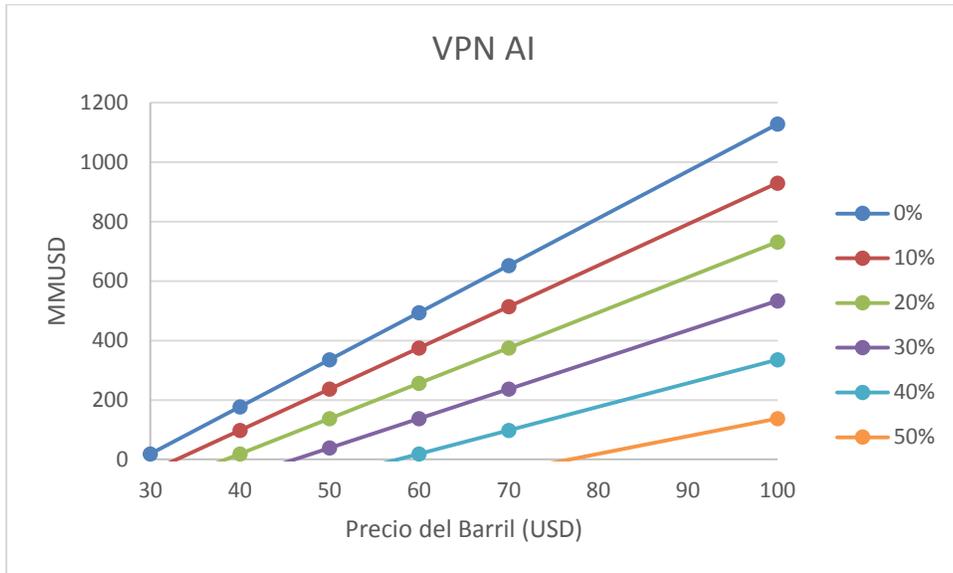
Gráfica 5.11 Contractor Take para CL Ronda 1.3



Fuente: Elaboración propia.

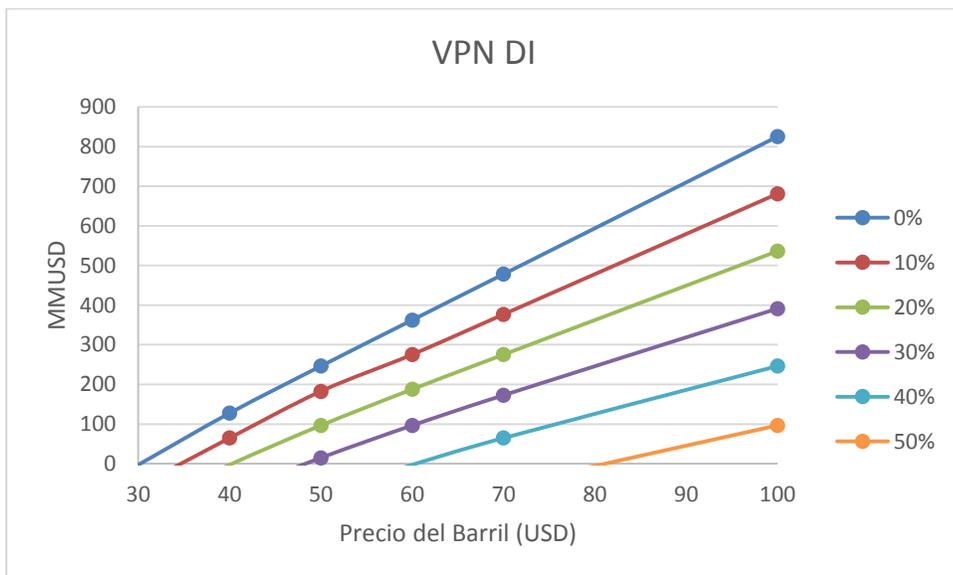
En las gráficas de VPN y EI se aprecia la misma conclusión que en las gráficas de Gov Take y Con Take, para precios menores de 100 USD/bl solamente hasta una regalía del 50% se aprecia rentabilidad en el proyecto. En estas gráficas también se confirma que las expectativas del gobierno eran apegadas a la realidad, ya que solamente estaba solicitando regalías mínimas del 1 % al 10 %.

Gráfica 5.12 VPN AI para CL Ronda 1.3



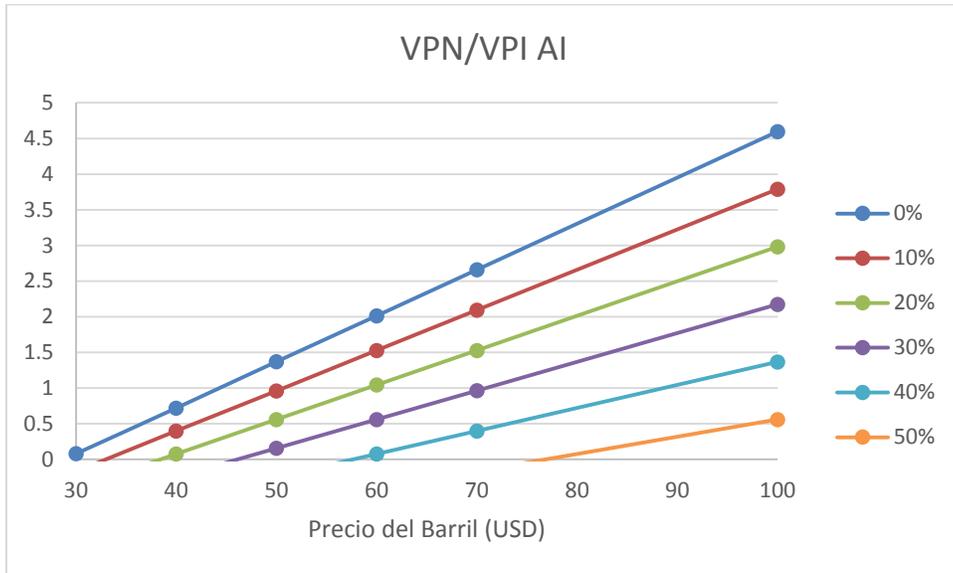
Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 5.13 VPN DI para CL Ronda 1.3



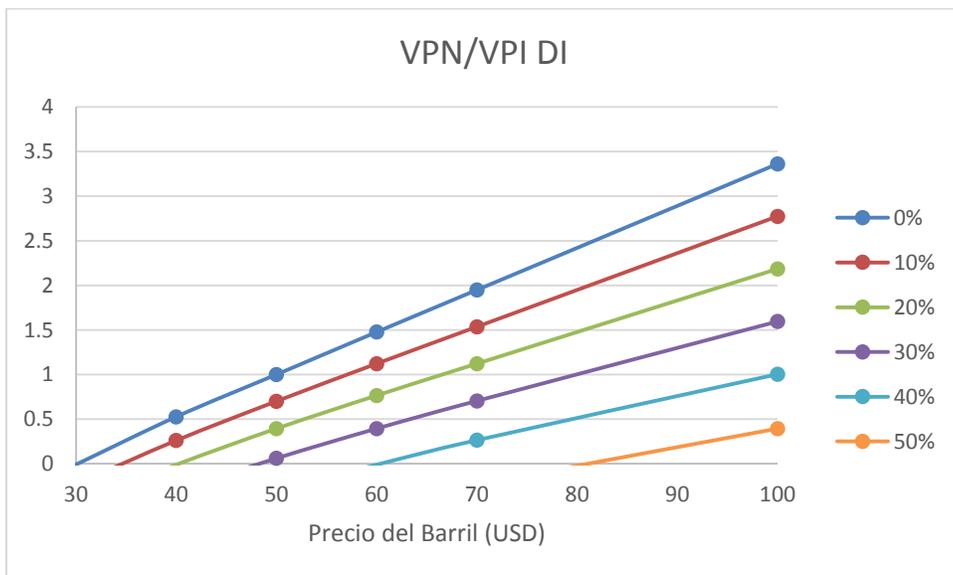
Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 5.14 VPN/VPI AI para CL Ronda 1.3



Fuente: Elaboración propia.

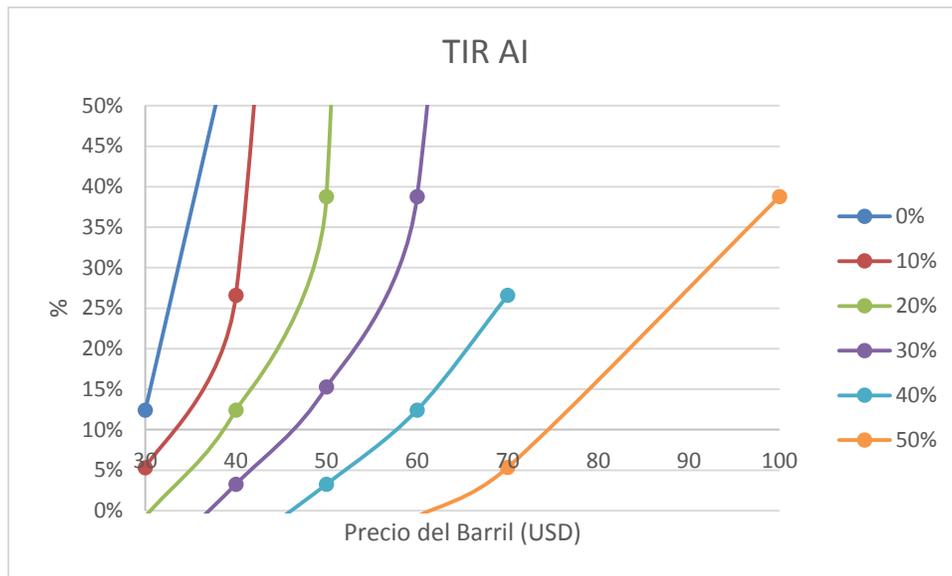
Gráfica 5.15 VPN/VPI DI para CL Ronda 1.3



Fuente: Elaboración propia.

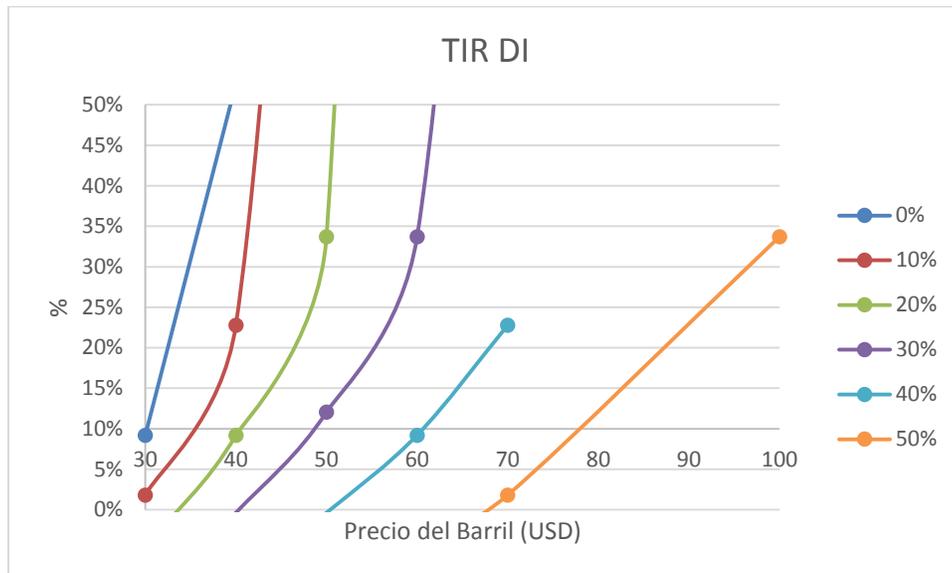
En las gráficas de TIR se confirma lo observado por las gráficas anteriores, un alto impacto de la regalía en la rentabilidad del proyecto, a precios de hasta 100 USD/bl solamente se es rentable hasta una regalía del 50%, las ofertas reales fueron demasiadas grandes, una oferta razonable hubiera sido de 40% o menores para los precios actuales del petróleo.

Gráfica 5.16 TIR AI para CL Ronda 1.3



Fuente: Elaboración propia.

Gráfica 5.17 TIR DI para CL Ronda 1.3



Fuente: Elaboración propia.

5.5 Análisis de resultados

Es importante conocer los regímenes fiscales derivados de la reforma energética, ya que serán fundamentales para comprender y entender la rentabilidad de un proyecto que se busqué realizar en México.

Los regímenes fiscales derivados de los contratos de producción compartida licitados en la Ronda 1.2 (Extracción Aguas Someras) muestran un comportamiento regresivo a precios del barril de petróleo menores a 45 dólares, mientras que por encima de este precio muestran un comportamiento plano con cierta tendencia a ser progresivo.

Los regímenes fiscales derivados de los contratos de licencia licitados en la Ronda 1.3 (Extracción Campos Terrestres) muestran un comportamiento regresivo con una tendencia a convertirse en plano a precios mayores a 100 dólares por barril de crudo.

El CPC no muestra un Government Take menor al 40% en ninguno de los casos, mientras que para el CL muestra una tendencia de estabilizar el Government Take en 45% conforme el precio aumenta.

Se demuestra que la regalía adicional impacta mucho más en la rentabilidad de los proyectos que el porcentaje al Estado, ya que para el análisis del CL sólo fue posible analizar hasta un 50% de regalía adicional para obtener proyectos rentables con los precios establecidos.

Es interesante ver que para este ejercicio de este trabajo en el caso del CL, el proyecto no fue rentable ni a los 100 USD/bl con una regalía del 50%, siendo que la regalía promedio de la licitación 1.3 fue del 60% aproximadamente. Esto pudiera indicar que las compañías que ofertaron están esperando bastante producción, así como reducción en sus costos, ya que una regalía del 60% o mayor no se observa rentable para los precios actuales del petróleo.

En el caso del CPC, se demuestra que las ofertas de las compañías ganadoras de las rondas 1.2 fueron razonables, ya que para un porcentaje al Estado del 70%, solamente se requiere un precio del barril igual o mayor a 50 USD, lo cual se observa bastante factible en el entorno actual; sin embargo, el riesgo es latente ante una caída en los precios, ya que hay que considerar que los costos para estos proyectos costa afuera suelen mucho mayores que en proyectos terrestres.

Conclusiones y Recomendaciones

Con base en la hipótesis, se tiene que no cumple con lo que se tenía esperado, puesto que el contrato para precios menores a 100 dólares muestra un comportamiento promedio regresivo; sin embargo, esto es comprensible dada la situación actual de los precios, que difiere bastante con el entorno que se tenía en los años en que se diseñaron los contratos.

Fue correcto el diseño y la selección del tipo de contrato según la situación propuesta, ya que para los campos en Aguas Someras el porcentaje de producción compartida al Estado no impacta tan fuerte en la rentabilidad de los proyectos, como la regalía adicional en el caso de los contratos de Licencia para los campos terrestres.

Estos contratos, tanto el de Licencia de la Ronda 1.3 y el CPC de la Ronda 1.2, protegen al Estado con un precio de barril bajo, ya que se observan los valores de Government Take más altos con precios menores a 40 dólares, y fomentan la inversión con precios de barriles altos, pues este indicador se estabiliza y tiende a un valor conforme aumenta el precio, situación que favorece la rentabilidad para el inversionista.

Se recomendaría realizar un análisis considerando el gas y el costo de tratamiento del agua, así como también en proyectos de exploración, y proyectos de recuperación secundaria y mejorada.

Se demostró que la regalía impacta mucho más en la rentabilidad de un proyecto comparado al porcentaje de producción compartida para el Estado, ya que para un crecimiento de 10% nuestro proyecto sólo fue rentable para un precio de 100USD/bl hasta una regalía del 50%, mientras que alcanzó el 90% en un porcentaje al Estado.

Se observan congruentes las ofertas de la licitación 1.2, pero no así para las ofertas de la licitación 1.3, las cuales se observan muy por encima de lo que un proyecto ideal pudiera soportar.

Este análisis sirve para predecir un comportamiento de un proyecto basado en un porcentaje al Estado dado o una regalía dada, y pudiera ser utilizada como un

acercamiento sencillo y básico de las ofertas que se pudieran esperar en una licitación de contratos de exploración y producción.

ÍNDICE DE FIGURAS

Diagrama 1.1 Clasificación de las reservas de hidrocarburos

Diagrama 3.1 Regímenes Fiscales.

Diagrama 3.2 Sistemas Contractuales.

Diagrama 3.3 Contratos de Servicios.

Figura 1.1 Clasificación de los recursos y reservas de hidrocarburos.

Figura 3.1 Diagrama de Flujo de un Sistema Concesionario.

Figura 3.2 Diagrama de Flujo de un CPC.

Figura 3. 3 Distribución de los ingresos derivados de la producción.

Figura 3.4 Sistema de bonos y regalías.

Figura 4.1 Figuras contractuales de la reforma energética.

Figura 4. 2 Áreas otorgadas a Pemex en la Ronda Cero.

Figura 4.3 Primera Aproximación de la Ronda Uno.

Figura 4.4 Panorama General de la Ronda Uno.

Figura 4. 5 Áreas a Licitarse en Ronda 2.1.

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 Ecuaciones Básicas de un Sistema de Concesión.

Tabla 3.2 Ecuaciones Básicas de un Sistema de Concesión.

Tabla 3.3 Ecuaciones para calcular el Government Take y Contractor Take.

Tabla 4.1 Áreas adjudicadas en la licitación 1.2 (Aguas Someras)

Tabla 4.2 Algunas de las áreas adjudicadas en la licitación 1.3 (Campos Terrestres)

Tabla 5.1 Producción.

Tabla 5.2 Inversiones.

Tabla 5.3 Costos Operativos.

Tabla 5.4 Resultados con 0% de Porcentaje al Estado.

Tabla 5.5 Resultados con 10% de Porcentaje al Estado.

Tabla 5.6 Resultados con 20% de Porcentaje al Estado.

Tabla 5.7 Resultados con 30% de Porcentaje al Estado.

Tabla 5.8 Resultados con 40% de Porcentaje al Estado.

Tabla 5.9 Resultados con 50% de Porcentaje al Estado.

Tabla 5.10 Resultados con 60% de Porcentaje al Estado.

Tabla 5.11 Resultados con 70% de Porcentaje al Estado.

Tabla 5.12 Resultados con 80% de Porcentaje al Estado.

Tabla 5.13 Resultados con 90% de Porcentaje al Estado.

Tabla 5.14 Resultados con 0% de Regalía Adicional.

Tabla 5.15 Resultados con 10% de Regalía Adicional.

Tabla 5.16 Resultados con 20% de Regalía Adicional.

Tabla 5.17 Resultados con 30% de Regalía Adicional.

Tabla 5.18 Resultados con 40% de Regalía Adicional.

Tabla 5.19 Resultados con 0% de Regalía Adicional.

Gráfica 5.1 Producción.

Gráfica 5.2 Government Take para CPC Ronda 1.2.

Gráfica 5.4 VPN AI para CPC Ronda 1.2.

Gráfica 5.5 VPN DI para CPC Ronda 1.2.

Gráfica 5.6 VPN/VPI AI para CPC Ronda 1.2.

Gráfica 5.7 VPN/VPI DI para CPC Ronda 1.2.

Gráfica 5.8 TIR AI para CPC Ronda 1.2.

Gráfica 5.9 TIR DI para CPC Ronda 1.2.

Gráfica 5.10 Government Take para CL Ronda 1.3.

Gráfica 5.11 Contractor Take para CL Ronda 1.3.

Gráfica 5.12 VPN AI para CL Ronda 1.3.

Gráfica 5.13 VPN DI para CL Ronda 1.3.

Gráfica 5.14 VPN/VPI AI para CL Ronda 1.3.

Gráfica 5.15 VPN/VPI DI para CL Ronda 1.3.

Gráfica 5.16 TIR AI para CL Ronda 1.3.

Gráfica 5.17 TIR DI para CL Ronda 1.3.

GLOSARIO

Concesión: Contrato por el cual el Gobierno otorga a empresas o a particulares la gestión y la explotación de ciertos bienes públicos.

Diagenético: conjunto de procesos que actúan para modificar a los sedimentos luego de su depositación.

Ecuación de Balance de Materia: método matemático utilizado principalmente en Ingeniería Química. Se basa en la ley de conservación de la materia (la materia ni se crea ni se destruye, solo se transforma), que establece que la masa de un sistema cerrado permanece siempre constante.

Isopacas: curva de contorno que conecta puntos de igual espesor. Comúnmente, las isopacas, es decir las curvas de nivel que componen un mapa isopáquico, muestran el espesor estratigráfico de una unidad de roca en contraposición al espesor vertical verdadero. Las isopacas corresponden a espesores estratigráficos verdaderos; es decir, son perpendiculares a las superficies de estratificación.

Litología: es la parte de la geología que estudia las características de las rocas que aparecen constituyendo una determinada formación geológica, es decir una unidad litostratigráfica.

Métodos determinísticos y probabilísticos: herramienta fundamental para la toma de decisiones, optimiza los resultados logísticos, administrativos y financieros de una organización con el fin de mejorar procesos, reducir costos y mejorar sus recursos técnicos.

Permeabilidad: capacidad que tiene un material de permitirle a un flujo que lo atraviese sin alterar su estructura interna. Se afirma que un material es permeable si deja pasar a través de él una cantidad apreciable de fluido en un tiempo dado, e impermeable si la cantidad de fluido es despreciable.

Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018: documento de trabajo que rige la programación y presupuestación de toda la Administración Pública Federal; ha sido concebido como un canal de comunicación del Gobierno de la República, que transmite a toda la ciudadanía de una manera clara, concisa y medible la visión y estrategia de gobierno de la presente Administración.

Registros geológicos: evidencia de todos los procesos que han ocurrido en la tierra a través de su historia; estos son deducidos a partir de los cuerpos de rocas y sus características físicas y químicas, así como la correlación entre estas.

Relación de solubilidad: cantidad de gas que se encuentra en solución en petróleo crudo a determinadas condiciones de presión y temperatura. Generalmente se expresa por los pies cúbicos de gas a condiciones normales (PCN) disueltos en un barril de petróleo, también a condiciones normales (BN) y se denomina $R_s = PCN/BN$.

Sedimentario: partículas de diversos tamaños que son transportadas por el agua, el hielo o el viento, y son sometidas a procesos físicos y químicos (diagénesis), que dan lugar a materiales consolidados.

Valor Presente Neto: valor actual neto, también conocido como valor actualizado neto o valor presente neto (en inglés net present value), cuyo acrónimo es VPN (en inglés, NPV), es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión.

Yacimiento petrolero: porción de trampa geológica en la cual se almacenan hidrocarburos.

NOMENCLATURA

- AAPG: American Association of Petroleum Geologists
- AI: Antes de Impuestos
- bl/bls: barril / barriles de petróleo
- CAPEX: Capital Expenditures, (Inversiones)
- CFE: Comisión Federal de Electricidad
- CIEP: Contratos Integrales de Exploración y Producción
- CL: Contratos de Licencia
- CNH: Comisión Nacional de Hidrocarburos
- COFECE: Comisión Federal de Competencia Económica
- COPF: Contratos de Obra Pública Financiada
- CPC: Contratos de Producción Compartida
- DI: Después de Impuestos
- EBM: Ecuación de Balance de Materia
- FMPED: Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.
- MMUSD: Millones de dólares americanos
- MUSD: Miles de dólares americanos
- OPEX: Operational Expenditures, (Costos Operativos)
- Pemex: Petróleos Mexicanos
- SEC: Securities and Exchange Commission
- SENER: Secretaría de Energía
- SHCP: Secretaría de Hacienda y Crédito Público
- SPE: Society of Petroleum Engineers
- TD: Tasa de Descuento
- TIR: Tasa Interna de Retorno
- VPI: Valor Presente de la Inversión
- VPN: Valor Presente Neto
- WPC: World Petroleum Council

REFERENCIAS

- Almanza Valdéz, Anayantzin (2016). *Metodología para la administración de asignaciones y contratos petroleros*. Tesis. México: UNAM.
- Améndola, Luis (2016). *Impacto de los CAPEX Y OPEX en la gestión de activos*, España: In.
- Arias Nácar, Paulina (2012) *Metodología de selección de opciones técnicas y estratégicas de ejecución de métodos de recuperación mejorada bajo el concepto de valor y riesgo económico*. Tesis. México: UNAM.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos (2016). *Definición*. México: Poder Ejecutivo Federal. Disponible en <https://www.gob.mx/cnh>
- Diario Oficial de la Federación (2008). *Lineamientos para la elaboración y presentación de los análisis costo y beneficio de los programas y proyectos de inversión*, México: DOF.
- Diario Oficial de la Federación (2016). *DECRETO por el que se expide la Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2016*, México: DOF.
- Gobierno de la República (2013). *Reforma energética*, México: Gobierno de la República.
- Grunstein, Miriam (2010). *De la caverna al mercado, una vuelta al mundo de las negociaciones petroleras*. México: Felou.
- Johnston, Daniel (1992) *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*, EUA: PennWell
- Ley Orgánica De La Administración Pública Federal (s.f.) *Art. 4 XXXIV*. México.
- Núñez Méndez, Fernando (2011). *Teoría de las opciones reales: el valor de la flexibilidad en la evaluación de proyectos en la industria petrolera*, Tesis, México: UNAM.
- Núñez, Juan Carlos (2012). *Contratos de exploración y explotación de hidrocarburos*. Bolivia: Fundación Jubileo.

- Indexamundi (2016). Petróleo crudo Precio Mensual - Dólares americanos por barril. Disponible en <http://www.indexmundi.com/es/precios-de-mercado/?mercancia=petroleo-crudo&meses=180>
- PEMEX (2005), *Definiciones básicas*, México: Pemex. Disponible en http://www.ri.pemex.com/files/dcf/Capitulo_2_2005.pdf
- PEMEX (2014) *Informe Anual*, México: PEMEX. Disponible en: http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/informes_art70/2013/Informe_Anual_PEMEX_2013.pdf
- Poe, Bobby (2007). *Analysis of Production Decline Curves*, EUA: SPE.
- RAE (2016). *Diccionario de la Real Academia Española*, España: RAE.
- Ramírez López, Christian Alan (2011). *Enfoque práctico para la optimización de portafolio de proyectos de exploración y producción*. Tesis. México: UNAM.
- Rondasmexico (2015). *Áreas Contractuales*, México: gob.mx. Disponible en <http://rondasmexico.gob.mx/l02-campos/>
- Ruíz Gastelum, Jorge Iván (2008). *Administración de portafolios en proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos*. Tesis. México: UNAM
- World Petroleum Council (s.f.) *Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos*, (s.l.e): Comité de Reservas de Petróleo y Gas de la Sociedad de Petróleos de Ingenieros. Disponible en http://www.spe.org/industry/docs/spanish_PRMS_2009.pdf