



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

**MODALIDADES DE
CONTRATACIÓN EN LA
INDUSTRIA PETROLERA
MEXICANA**

TESIS

Que para obtener el título de
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

Emilio Adrián Santiago Deseusa

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Francisco Castellanos Páez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018

Dedicatorias

Este trabajo está dedicado a mi familia por siempre estar a mi lado mostrándome su apoyo incondicional y por creer en mi en todo momento.

A mi mamá, Emilia Patricia Deseusa Rodríguez, gracias por siempre escucharme y aconsejarme en todo momento, pero sobre todo por darme el gran ejemplo de ser humano que debo ser y los valores que me has inculcado a lo largo de mi vida. A ti te debo el ser la persona que soy ahorita.

A mi papá, Flavio Santiago Muñoz, eres el principal ejemplo que quiero seguir como profesionalista, gracias por nunca dejar de apoyarme y confiar en mi a pesar de las circunstancias, por darme infinidad de consejos y lecciones de vida para ser mejor cada día y por enseñarme que el esfuerzo y dedicación son la principal arma para salir adelante.

A mis hermanos, Liliana Patricia Santiago Deseusa y Dante Augusto Santiago Deseusa, por siempre escucharme en los momentos difíciles y ser mis confidentes, pero sobre todo por su cariño y enseñarme que apoyándonos entre los tres podemos salir adelante de cualquier problema.

A Ariana Gissell Bravo Rivera, por siempre estar conmigo en todo momento, bueno o malo, por tu amor, confianza, paciencia, comprensión y apoyo sin condiciones, por motivarme a ser mejor y salir adelante para cumplir mis objetivos y metas de vida, sé que aún nos queda mucho camino por recorrer, pero no tengo la menor duda de que lo haremos siempre juntos.

Ustedes son las personas más importantes en mi vida, gracias por todo su amor, confianza y cariño.

Agradecimientos

Mi más grande agradecimiento al M.I. Francisco Castellanos Paéz, por darme su completo apoyo y confianza para realizar esta tesis, de igual manera le agradezco el tiempo dedicado para ayudarme a completar el trabajo con sus comentarios, enseñanzas y consejos.

A mis sinodales, M.I. Oscar Mancera Alejandrez, M.I. Ricardo Castrejón Pineda, Lic. Fabio Erazo Barbosa Cano y Dr. Néstor Martínez Romero por sus comentarios y aceptar ser parte mi jurado del examen profesional.

CONTENIDO

Dedicatorias	i
Agradecimientos	ii
CONTENIDO.....	iii
Lista de Figuras.....	vi
Lista de Tablas.....	vii
RESUMEN	x
ABSTRACT.....	xi
INTRODUCCIÓN.....	xii
1. ANTECEDENTES SOBRE LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO	1
1.1 Reformas anteriores aplicadas en materia de Hidrocarburos	1
1.2 Reforma Energética de 2008.....	6
1.2.1 Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo Petrolero.....	7
1.2.2 Ley de Petróleos Mexicanos	7
1.2.3 Asignaciones Petroleras	8
1.3 Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP).....	9
1.4 Contratos de Obra Pública Financiada (COPF).....	12
2. ESQUEMAS ACTUALES MEDIANTE LOS CUALES EN MÉXICO SE LLEVA A CABO LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS.....	13
2.1 Reforma Energética de 2013.....	13
2.1.1 Ley de Hidrocarburos (LH)	15
2.1.2 Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos (LISH).....	15
2.1.3 Ley de Pemex	16
2.2 Organismos que Regulan la actividad de la Industria Petrolera Mexicana.....	16
2.3 Asignaciones de Exploración y Extracción (Ronda 0).....	17
2.3.1 Solicitud de las Áreas de Exploración y Campos en Producción	17
2.3.2 Regulación de las Asignaciones Petroleras	20
2.3.3 Resultados de la Ronda 0.....	22
2.4 Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (CEE)	25
2.4.1 Cláusulas de los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.....	27
2.4.2 Funciones de los Organismos involucrados en los CEE.....	27
2.4.3 Contrato Bajo la Modalidad de Utilidad Compartida (CUC)	28

2.4.4	Contrato Bajo la Modalidad de Producción Compartida (CPC)	29
2.4.5	Contrato Bajo la Modalidad de Licencia (CL)	30
2.4.6	Contrato de Servicio (CS)	32
2.5	Alianzas y Asociaciones	33
2.5.1	Farmouts	34
2.5.2	JOA, Acuerdos de Operación Conjunta	35
2.6	Migración de Asignaciones a Contratos para la Exploración y Extracción.....	36
2.6.1	Procedimiento para la Migración de Asignaciones a Contratos para la Exploración y Extracción.....	38
2.7	Rondas de Licitación para los Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.....	39
2.7.1	Proceso de Licitación de Contratos.....	40
2.8	Contrato de Servicios Integrales de Exploración y Extracción (CSIEE).....	41
3.	RÉGIMEN FISCAL DE LAS ASIGNACIONES Y CONTRATOS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS.....	43
3.1	Impuestos Progresivos y Regresivos	43
3.2	Contraprestaciones en los Contratos de Licencia	44
3.3	Contraprestaciones de los Contratos de Utilidad Compartida y de Producción Compartida	45
3.4	Contraprestaciones de los Contratos de Servicio	46
3.5	Disposiciones comunes a las Contraprestaciones de los CEE	46
3.6	Contraprestaciones de las Asignaciones Petroleras	48
3.6.1	Derecho de Extracción de Hidrocarburos	49
3.6.2	Derecho de Exploración de Hidrocarburos	49
3.7	Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.....	50
3.8	Cálculo de las Contraprestaciones para los Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos	50
3.8.1	Regalías	51
3.8.2	Límite de Recuperación de Costos	53
3.8.3	Procedimiento para determinar las contraprestaciones de los Contratos de Licencia	54
3.8.4	Procedimiento para determinar las contraprestaciones de los Contratos de Utilidad Compartida y Producción Compartida.....	56
4.	ANÁLISIS DE CASOS DE ALTERNATIVAS PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS AL AMPARO DE LA NUEVA LEGISLACIÓN.....	59
4.1	Campo A.....	59
4.1.1	Modelo como Asignación Petrolera.....	64

4.1.2	Modelo como CEE de tipo Licencia	65
4.1.3	Modelo como CEE de tipo Producción Compartida.....	67
4.1.4	Comparativa de Modelos.....	69
4.2	Campo B.....	71
4.2.1	Modelo como Asignación Petrolera.....	72
4.2.2	Modelo como Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos	77
4.2.3	Modelo como CEE de tipo Licencia	81
4.2.4	Modelo como CEE de tipo Producción Compartida.....	82
4.2.5	Comparativa de Modelos.....	84
4.3	Campo C.....	86
4.3.1	Modelo como Asignación Petrolera.....	87
4.3.2	Modelo como Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos	92
4.3.3	Modelo como CEE de tipo Licencia	96
4.3.4	Modelo como CEE de tipo Producción Compartida.....	98
4.3.5	Comparativa de Modelos.....	99
4.4	Campo D.....	102
4.4.1	Modelo como CEE de tipo Licencia	106
4.4.2	Modelo como CEE de tipo Producción Compartida.....	107
4.4.3	Comparativa de Modelos.....	109
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		110
REFERENCIAS.....		113

Lista de Figuras

Figura 1: Evolución de la Industria Petrolera Mexicana.....	1
Figura 2: Proceso de Contratación Bajo el Esquema de los CIEP	10
Figura 3: Proceso de la Ronda 0	22
Figura 4: Localización de las Áreas asignadas a Pemex durante la Ronda 0	24
Figura 5: Proceso y tareas de los organismos involucrados en los CEE.....	28
Figura 6: Esquema general de un Contrato de Utilidad Compartida, modificado (Almanza Valdez , 2016).....	29
Figura 7: Esquema general de un Contrato de Producción Compartida, modificado (Almanza Valdez , 2016).....	30
Figura 8: Esquema general de un Contrato de Licencia, modificado (Almanza Valdez , 2016) ..	31
Figura 9: Esquema general de un Contrato de Servicio, modificado (Almanza Valdez , 2016) ..	32
Figura 10: Proceso general para seleccionar el Socio de Pemex.....	34
Figura 11: Puntos Principales de un Acuerdo de Operación Conjunta	35
Figura 12: Opciones de Migración para Pemex.....	37
Figura 13: Proceso de Migración para las Asignaciones.....	38
Figura 14: Progresividad (Anguiano Alvarado, 2017)	44
Figura 15: Pronóstico de Producción del Aceite para el Campo A	61
Figura 16: Pronóstico de Producción del Gas para el Campo A	61
Figura 17: Pronóstico de Producción Base del Aceite para el Campo B	73
Figura 18: Pronóstico de Producción Base del Gas para el Campo B.....	74
Figura 19: Pronóstico de Producción Incremental del Aceite para el Campo B	78
Figura 20: Pronóstico de Producción Incremental del Gas para el Campo B	79
Figura 21: Pronóstico de Producción para el Aceite del Campo C	88
Figura 22: Pronóstico de Producción para el Gas del Campo C.....	88
Figura 23: Pronóstico de Producción Incremental del Aceite para el Campo C	93
Figura 24: Pronóstico de Producción Incremental del Gas para el Campo C	94
Figura 25: Pronóstico de Producción del Aceite para el Campo D	103
Figura 26: Pronóstico de Producción del Gas para el Campo D.....	104

Lista de Tablas

Tabla 1: Antecedentes históricos de la legislación Petrolera Mexicana en el período 1900 ~ 2000.....	2
Tabla 2: Resultados de la Primera Ronda de Licitación de los CIEP	11
Tabla 3: Resultados de la Segunda Ronda de Licitación de los CIEP	11
Tabla 4: Resultados de la Tercera Ronda de Licitación de los CIEP	12
<i>Tabla 5: Reservas y Recursos Prospectivos otorgados a Pemex durante la Ronda 0</i>	<i>25</i>
Tabla 6: Contratos de Servicios Integrales de Exploración y Extracción.....	42
Tabla 7: Tasa aplicable a la producción de petróleo	51
Tabla 8: Tasa aplicable a la producción de Gas Natural	52
Tabla 9: Tasa aplicable al Gas Natural No Asociado	52
Tabla 10:Tasa aplicable a la producción de condensados.....	53
Tabla 11: Rangos aplicables al Límite de Recuperación de Costos.....	54
Tabla 12: Fórmulas aplicables para determinar el factor de ajuste $AR_{P,t}$	55
Tabla 13: Fórmulas aplicables para determinar el factor de ajuste $AR_{G,t}$	56
Tabla 14: Pronóstico de producción del Campo A.....	60
Tabla 15: Inversiones para el proyecto de Extracción del Campo A	62
Tabla 16: Evaluación Económica antes de Impuestos y Derechos del Campo A	63
Tabla 17: Evaluación Económica Después de Impuestos y Derechos del Campo A como una Asignación Petrolera.....	64
Tabla 18: Indicadores Económicos del Campo A como Asignación Petrolera	65
Tabla 19: Evaluación Económica Después de Impuestos y Derechos del Campo A como un CEE de tipo Licencia	66
Tabla 20: Indicadores Económicos del Campo A como CEE de tipo Licencia	67
Tabla 21: Evaluación Económica Después de Impuestos y Derechos del Campo A como un CEE de tipo Producción Compartida	68
Tabla 22: Indicadores Económicos del Campo A como CEE de tipo Producción Compartida ...	69
Tabla 23: Comparativa de Modelos para el Campo A	69
Tabla 24: Monto Total de Contraprestaciones para el Estado del Campo A.....	70
Tabla 25: Valor Presente de las Contraprestaciones para el Estado del Campo A.....	71
Tabla 26: Características Generales del Campo B	72

Tabla 27: Pronóstico de Producción del Escenario Base para el Campo B.....	72
Tabla 28: Inversiones del Escenario Base para el Proyecto del Campo B.....	74
Tabla 29: Evaluación Económica del Escenario Base Antes de Impuestos y Derechos del Campo B.....	75
Tabla 30: Evaluación Económica después de Impuestos y Derechos del Campo B como Asignación Petrolera.....	76
Tabla 31: Indicadores Económicos del Campo B como Asignación Petrolera	77
Tabla 32: Pronóstico de Producción del Escenario Incremental para el Campo B	77
Tabla 33: Inversiones del Escenario Incremental para el Proyecto del Campo B.....	79
Tabla 34: Evaluación Económica del Escenario Incremental antes de Impuestos y Derechos del Campo B.....	80
Tabla 35 : Evaluación Económica después de Impuestos y Derechos del Campo B como un CEE de tipo Licencia	81
Tabla 36: Indicadores Económicos del Campo B como un CEE de tipo Licencia.....	82
Tabla 37: Evaluación Económica después de Impuestos y Derechos del Campo B como un CEE de tipo Producción Compartida	83
Tabla 38: Indicadores Económicos del Campo B como un CEE de tipo Producción Compartida	84
Tabla 39: Comparativa de Modelos para el Campo B	84
Tabla 40: Monto total de Contraprestaciones para el Estado en cada Modelo para el Campo B	85
Tabla 41: Valor Presente de las Contraprestaciones para el Estado	85
Tabla 42: Características Generales del Campo C	86
Tabla 43: Pronóstico de Producción del Escenario Base para el Campo C.....	87
Tabla 44: Inversiones del Escenario Base para el Proyecto del Campo C	89
Tabla 45: Evaluación Económica del Escenario Base Antes de Impuestos y Derechos del Campo C.....	90
Tabla 46: Evaluación Económica después de Impuestos y Derechos del Campo C como Asignación Petrolera.....	91
Tabla 47: Indicadores Económicos del Campo C como Asignación Petrolera	92
Tabla 48: Pronóstico de Producción del Escenario Incremental para el Campo C.....	92
Tabla 49: Inversiones del Escenario Incremental para el Proyecto del Campo C.....	94

Tabla 50: Evaluación Económica del Escenario Incremental antes de Impuestos y Derechos del Campo C.....	95
Tabla 51: Evaluación Económica después de Impuestos y Derechos del Campo C como un CEE de tipo Licencia	97
Tabla 52: Indicadores Económicos del Campo C como un CEE de tipo Licencia	98
Tabla 53: Evaluación Económica después de Impuestos y Derechos del Campo C como un CEE de tipo Producción Compartida	98
Tabla 54: Indicadores Económicos del Campo C como un CEE de tipo Producción Compartida	99
Tabla 55: Comparativa de Modelos para el Campo C	100
Tabla 56: Monto total de Contraprestaciones Para el Estado del Campo C	100
Tabla 57: Valor Presente de las Contraprestaciones para el Estado del Campo C.....	101
Tabla 58: Pronóstico de Producción del Campo D.....	102
Tabla 59: Inversiones para el proyecto del Campo D	104
Tabla 60: Evaluación Económica Antes de Impuestos y Derechos del Campo D	105
Tabla 61: Evaluación Económica Después de Impuestos y Derechos del Campo D como un CEE de tipo Licencia	106
Tabla 62: Indicadores Económicos del Campo D como CEE de tipo Licencia.....	107
Tabla 63: Evaluación Económica Después de Impuestos y Derechos del Campo D como un CEE de tipo Producción Compartida	108
Tabla 64: Indicadores Económicos del Campo D como CEE de tipo Licencia.....	109
Tabla 65: Comparativa de Modelos para el Campo D	109

RESUMEN

Los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos han pasado a jugar el papel principal en esta transición por la que pasa la Industria Petrolera Mexicana, por una parte, tenemos que la competencia entre las nuevas empresas operadoras o prestadoras de servicios generara un cambio en las prácticas para el buen desarrollo de proyectos petroleros, se podrá intercambiar y transferir conocimientos en áreas donde la Industria Petrolera Mexicana no había tendido la vasta experiencia para explotar de mejor manera los recursos petroleros del país, tal es el caso de Aguas Profundas y Yacimientos no Convencionales y, por otro lado, el beneficio económico que se espera tenga el país mediante lo establecido en cada Modalidad de Contratación, ya que no hay que olvidar que el principal ingreso del país sigue siendo a través de la renta petrolera que se genera con la Exploración, Extracción y Comercialización de Hidrocarburos.

A continuación, se resume cada capítulo para dar una visión general del trabajo:

En el primer capítulo se presenta una reseña histórica de cómo se realizaban los trabajos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos antes de la Reforma Energética de 2013, así como los períodos en la historia petrolera mexicana en los que hubo cambios en la Legislación Petrolera.

El segundo capítulo presenta los esquemas actuales bajo los cuales se rige la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, describiendo como se operan las Asignaciones Petroleras y los diferentes Modelos de Contratos que se pueden utilizar, así como sus alcances, términos y condiciones, la Migración de Asignaciones a Contratos, las Alianzas o Asociaciones que se pueden dar y una descripción breve de una Modalidad de Contratación que Pemex puede ejercer como Empresa Productiva del Estado (EPE).

El tercer capítulo presenta el Régimen Fiscal bajo el cual están sujetos las Asignaciones y Contratos, las contraprestaciones correspondientes al Estado y Contratista y la manera en las que estas se calculan.

El cuarto capítulo presenta los casos prácticos para los Modelos de Asignación y Contratos. El primer caso pertenece a un campo localizado en Aguas Someras de país, este campo pertenece a un título de Asignación. El segundo caso pertenece a un campo localizado en Aguas Someras del país, este campo está suscrito bajo un Contrato para la Extracción de Hidrocarburos Sin Socio que le pertenece a la Empresa Productiva del Estado. El tercer caso es un campo terrestre ubicado en la Región Sur, este campo está suscrito bajo un Contrato para la Extracción de Hidrocarburos con Socio que le pertenece a la Empresa Productiva del Estado. El cuarto caso es un campo en Aguas Someras del Golfo de México, se trata de un campo que fue adjudicado a una Empresa Privada durante una de las Rondas de Licitación de Contratos.

ABSTRACT

The Contracts for the Exploration and Extraction of Hydrocarbons have come to play the main role in this transition through which the Mexican Petroleum Industry passes, on the one hand, we have that the competition between the new operating companies or service providers will generate a change in the practices for the proper development of oil projects, you can share and transfer knowledge in areas where the oil industry Mexicana had not tended the vast experience to better exploit the country's oil resources, as in the case of Deepwater and unconventional reservoirs and, on the other hand, the economic benefit that the country expects through the provisions of each Contracting Modality, since it is not necessary to forget that the main income of the country continues to be through the oil rent generated by the Exploration , Extraction and Marketing of Hydrocarbons.

Next, each chapter is summarized to give an overview of the work:

The first chapter presents a historical overview of how the Exploration and Exploitation of Hydrocarbons works were carried out before the Energy Reform of 2013, as well as the periods in the Mexican petroleum history in which there were changes in the Petroleum Legislation.

The second chapter presents the current schemes under which the Exploration and Extraction of Hydrocarbons is governed, describing how the Oil Assignments are operated and the different Contract Models that can be used, as well as their scope, terms and conditions, the Migration of Assignments Contracts, Partnerships or Associations that can be given and a brief description of a Contracting Modality that Pemex can exercise as a National Oil Company (NOC).

The third chapter presents the Fiscal Regime under which the Assignments and Contracts are subject, the corresponding considerations to the State and Contractor and the way these are calculated.

The fourth chapter presents the case studies for the Assignment and Contracts Models. The first case belongs to a field located in Shallow Waters, this field belongs to an Assignment title. The second case belongs to a field located in Shallow Waters, this field is subscribed under a Contract for the Extraction of Hydrocarbons Without a Partner that belongs to the National Oil Company. The third case is a land field located in the South Region, this field is subscribed under a Contract for the Extraction of Hydrocarbons with a Partner that belongs to the National Oil Company. The fourth case is a field in Shallow Waters of the Gulf of Mexico, it is a field that was awarded to a Private Company during one of the Contract Bidding Rounds.

INTRODUCCIÓN

Actualmente en México surgió un cambio en la Legislación Petrolera a raíz de la Reforma Energética de 2013, y con esto, se crearon nuevas Leyes y fueron reformados artículos presentes en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos que, establecen entre otros aspectos, la manera en la que se deben llevar a cabo la Exploración y Extracción de Hidrocarburos del país.

Uno de los principales cambios fue permitir la apertura de la Industria Petrolera Nacional, para que tanto Pemex en su nuevo rol como Empresa Productiva del Estado (EPE) y empresas privadas puedan participar en la Explotación de los recursos petroleros del país a través de Asignaciones y Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

El objetivo de este trabajo es revisar los distintos Modelos de Asignación y Contratos mediante los cuales se llevan a cabo actualmente la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en México y hacer un análisis de estos modelos, desde un panorama económico, tratando de ver el beneficio que tiene Pemex al migrar sus títulos de Asignación a un Contrato para la Extracción de Hidrocarburos con un nuevo Régimen Fiscal, esto al amparo de la nueva Legislación que surgió con la Reforma Energética de 2013.

Los datos de producción, que se presentan en los cuatro casos de estudio de este trabajo, se ajustaron con base a un modelo de declinación exponencial para realizar la Evaluación Económica de cada caso y con datos lo más apegados a la realidad para tener un resultado representativo y poder comparar los distintos modelos.

Adicionalmente, para dos de los cuatro casos, se presentan los datos de un Escenario Incremental, necesario para que se autorice una Migración de cualquier título de Asignación y de esta manera poder apreciar de mejor manera la comparativa de modelos entre una Asignación y un Contrato.

Con lo anterior se espera que el recién egresado de la carrera de Ingeniería Petrolera, y cualquier interesado en el tema, pueda conocer el beneficio o alternativas que se tiene entre una Asignación y un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos que rigen los proyectos petroleros actuales del País y pueda establecer su propio criterio de esta nueva etapa en la Industria Petrolera Mexicana.

1. ANTECEDENTES SOBRE LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO

La historia de la Industria Petrolera Mexicana data del año de 1869 con la perforación del primer pozo petrolero, Furbero, en Papantla, Veracruz (Lezama, s.f.). Durante este período y hasta antes de la Expropiación Petrolera del 18 de marzo de 1938, la participación de la Industria Privada no estuvo limitada, pero, con la promulgación de la Expropiación Petrolera se restringió su participación, generando la necesidad de la creación de una empresa 100% mexicana que se dedicara a la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, esta empresa fue Petróleos Mexicanos mejor conocida como Pemex.

Pemex durante muchos años fue el único operador para la Industria Petrolera Mexicana (1938 – 2013) periodo en que se modificaron las Leyes y Reformas que norman la Exploración y Explotación de Hidrocarburos del país, dando nuevamente en 2013 la apertura al Sector Privado de la Industria, esto con la intención de mejorar la capacidad de ejecución y producción de petróleo del país y darle mayor autonomía en la forma de operar y administrarse a Pemex. La Figura 1 permite observar la evolución a lo largo del tiempo en la Industria Petrolera Mexicana:

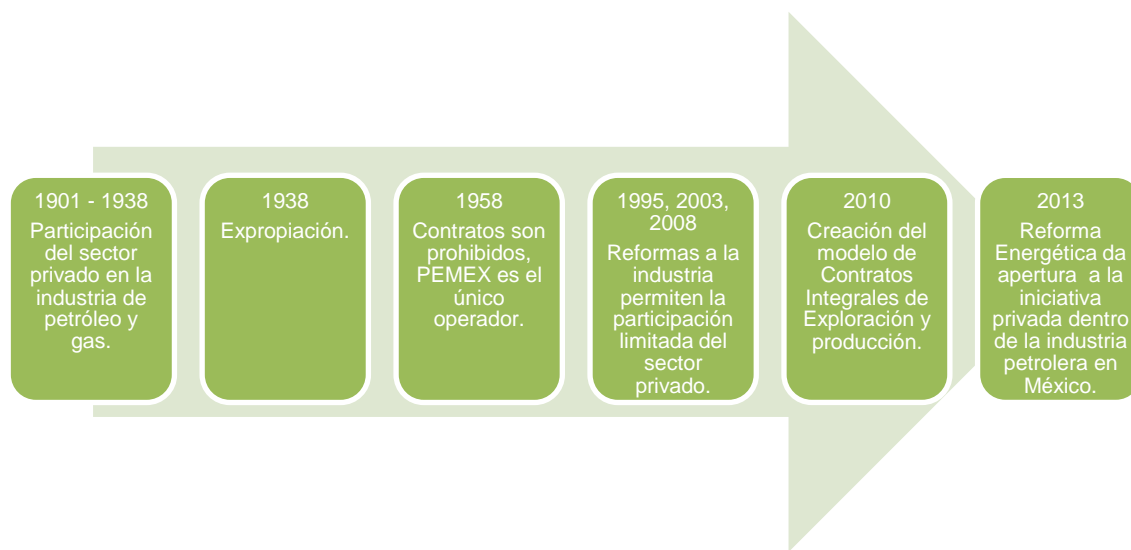


Figura 1: Evolución de la Industria Petrolera Mexicana

1.1 Reformas anteriores aplicadas en materia de Hidrocarburos

Las Reformas que se han aplicado en materia de hidrocarburos implican hablar sobre los cambios que se han tenido en los Artículos 27 y 28 Constitucional y Leyes anteriores que se crearon y modificaron para aprovechar de mejor manera la Exploración y

Explotación de los Hidrocarburos en el país. Dentro de estos cambios se han tenido 3 constantes importantes (Barrios, 1997):

1. Régimen de la propiedad originaria y del dominio directo que ejerce la nación por conducto de los órganos relacionados a los Hidrocarburos.
2. El Derecho que el Estado tiene sobre los Hidrocarburos.
3. La participación de los particulares (Antes restringida o controlada y limitada).

Considerando lo anterior se observa que los cambios en la normatividad de la Industria Petrolera ha sido una constante, por lo que es necesario entender el contexto actual, conocer los diversos cambios que se han generado en la legislación a través del tiempo hasta la fecha.

En la Tabla 1 se muestra una reseña de los cambios que ha tenido la legislación petrolera mexicana a través del período 1900 ~ 2000 y posteriormente se presentan los detalles a partir del año 2008 con la Reforma Energética del Ex Presidente Felipe Calderón Hinojosa:

Tabla 1: Antecedentes históricos de la legislación Petrolera Mexicana en el período 1900 ~ 2000

Antecedente	Disposición
Código de Minas de los Estados Unidos Mexicanos del 22 de noviembre de 1884	<ul style="list-style-type: none"> • Declaró que los productos minerales son de exclusiva propiedad del dueño del terreno donde se encuentren. • Los Extranjeros podían adquirir propiedad minera.
Ley del 6 de julio de 1887 del Ex Presidente Porfirio Díaz	<ul style="list-style-type: none"> • La explotación de petróleo quedaba liberada de cualquier compromiso federal. • El dueño del suelo lo podía explotar libremente sin necesidad de concesiones.
Ley del Petróleo del 24 de diciembre de 1901	<ul style="list-style-type: none"> • Facultaba al Ejecutivo a conceder permisos de Exploración y Explotación Petrolera.
Ley Minera de los Estados Unidos Mexicanos del 23 de noviembre de 1909	<ul style="list-style-type: none"> • Declaró bienes del dominio directo de la nación los criaderos de toda sustancia inorgánica. • Eran de propiedad exclusiva del dueño del suelo los criaderos o depósitos combustibles minerales. • La propiedad minera se adquiría vía el ejecutivo.
Decreto del 7 de enero de 1915	<ul style="list-style-type: none"> • Se ordenó la suspensión de la Explotación de Petróleo en la República, hasta la expedición de nuevas leyes que determinen la condición jurídica del petróleo y sus derivados.

<p>Acuerdo del Ex Presidente Venustiano Carranza del 19 de marzo de 1915</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se creó una Comisión Técnica del Petróleo para crear las leyes y reglamentos necesarios para el desarrollo de la industria petrolera.
<p>Artículo 27 de la Constitución Política del 5 de febrero de 1917</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Correspondía a la Nación el dominio directo del petróleo y todos los carburos de hidrogeno.
<p>Artículo 27 de la Constitución Política del 5 de febrero de 1917</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se podían establecer concesiones a particulares vía el gobierno federal y bajo las leyes mexicanas existentes.
<p>Acuerdo del Ex Presidente Venustiano Carranza del 20 de marzo de 1920</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se fijaron las bases bajo las cuales deberían sujetarse las concesiones para la explotación el petróleo.
<p>Acuerdo del Ex Presidente Venustiano Carranza del 20 de marzo de 1920</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Las concesiones solo podían otorgarse a mexicanos por nacimiento o naturalización o sociedades organizadas conforme a las leyes mexicanas. • Tenían preferencia los dueños legales de los terrenos para la explotación del petróleo. • Las concesiones duraban 10 años. • Los concesionarios debían perforar cuando menos un pozo en 5 años. • Los concesionarios debían pagar una renta anual de 100 pesos (de ese entonces) por kilómetro cuadrado.
<p>Proyecto de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo Petrolero del 26 de abril de 1923</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se indicó que son bienes del dominio directo de la nación, entre otros, los yacimientos y depósitos naturales de petróleo e hidrocarburos. • Los particulares o sociedades civiles constituidas conforme a las leyes mexicanas gozaban el derecho de explotar el petróleo e hidrocarburos sin limitaciones más que las impuestas en las leyes mexicanas.
<p>Nueva Ley del Petróleo</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se estableció que la industria petrolera era de utilidad pública, por lo que tenía preferencia sobre cualquier otro aprovechamiento que se pudiera obtener de la superficie del terreno.
	<ul style="list-style-type: none"> • El dominio directo de los hidrocarburos correspondía a la nación por lo que solo con la autorización del Ejecutivo Federal se podían realizar los trabajos relacionados industria petrolera. • Los derechos que estaban derivados de las concesiones no se podían transferir a gobiernos o

<p>Ley Reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo petrolero del 26 de diciembre de 1925</p>	<p>soberanos extranjeros, ni se admitían como socios o asociados.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Las concesiones se otorgaban previa solicitud y se daba el derecho al concesionario para captar y aprovechar el petróleo. • Las concesiones tenían un máximo de 30 años de duración.
<p>Ley de expropiación del 23 de noviembre de 1936</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Dictó que se consideran causas de utilidad pública, entre otras, la defensa, conservación, desarrollo o aprovechamiento de los elementos naturales susceptibles de explotación. • El ejecutivo podía proceder a la expropiación, ocupación o limitación de los derechos de dominio para los fines del Estado.
<p>Decreto expropiatorio del 18 de marzo de 1938</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se declararon expropiados por causa de utilidad pública y a favor de la nación, distintos bienes de la industria petrolera en poder de varias compañías petroleras. • Se indemnizó a las compañías con un pago.
<p>7 de junio de 1938</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se crea Petróleos Mexicanos (Pemex).
<p>Decreto del 9 de agosto de 1940</p>	<ul style="list-style-type: none"> • En este Decreto se le confirió a Pemex las atribuciones necesarias para operar la industria petrolera nacional. • El petróleo tenía que ser explorado y explotado únicamente por la nación.
<p>Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo del 2 de mayo de 1941</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se amplió el régimen de concesiones para el transporte, almacenamiento, distribución y refinación de los hidrocarburos. • Estableció que el transporte, almacenamiento, distribución y refinación de los hidrocarburos es de orden público. • El gobierno federal era el encargado de realizar los trabajos de exploración y explotación a través de su órgano correspondiente. • Todas las concesiones que estaban referidas al transporte, almacenamiento, distribución y refinación tenían el carácter de uso público. • Se crea la Figura de la Asignación petrolera.
<p>Reglamento de la Ley reglamentaria del artículo 27</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Destacó que los terrenos destinados a la exploración y explotación de hidrocarburos se dividen en: terrenos explorados y explotados directamente por el gobierno,

<p>constitucional en el ramo petrolero del 16 de diciembre de 1941</p>	<p>terrenos asignados a instituciones públicas petroleras, terrenos contratados con particulares o sociedades y terrenos amparados por concesiones.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Estableció que el gobierno efectuaría la explotación cuando las condiciones lo hicieran indispensable. • Los contratos con particulares tenían por objeto los trabajos de exploración, fundamentado en un estudio y mediante la expedición de una convocatoria.
<p>Reglamento de la Ley reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo petrolero del 14 de noviembre de 1950</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Para el manejo y uso de gas LP se requería la concesión de la Secretaría de Economía. • Para obtener la concesión se requería la nacionalidad mexicana del solicitante. • Las concesiones de almacenamiento y suministro de gas LP tenían una duración de 50 y 10 años como máximo respectivamente.
<p>Reglamento de la Ley reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo del 24 de agosto de 1959</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Dictó que el transporte, almacenamiento y distribución del petróleo crudo en el territorio nacional sería hecho exclusivamente por Pemex en tubería de su propiedad. • De igual manera se estableció que la distribución de los productos sería realizada únicamente por Pemex. • La distribución de gas podía ser realizada por Pemex o mediante contratistas.
<p>Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos del 6 de febrero de 1971</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Se estableció que Pemex es un organismo público descentralizado del gobierno federal, de carácter técnico, industrial y comercial, con personalidad jurídica y patrimonio propio. • Quedó establecido como objeto del organismo de Pemex, todas las actividades de orden técnico, industrial y comercial que constituyen las industrias petrolera y petroquímica. • Se señaló que el patrimonio de Pemex lo constituirían los bienes y derechos que hayan adquirido o que le hayan sido asignados, incluidas las reservas para exploración y declinación de campos y los que se le llegaran a asignar. • Pemex gozaba de realizar operaciones relacionadas a la industria petrolera y petroquímica, para celebrar actos, convenios y contratos.
<p>Reglamento de la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos del 10 de agosto de 1972</p>	<ul style="list-style-type: none"> • En este reglamento se precisaron y delimitaron las funciones y facultades de Pemex.

16 de julio de 1992	<ul style="list-style-type: none"> • Se promulgó una nueva Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos, en esta ley se estableció la creación de 4 organismos subsidiarios los cuales tendrían personalidad jurídica y patrimonios propios: Pemex Exploración y Producción, Pemex Gas y Petroquímica Básica, Pemex Refinación y Pemex Petroquímica.
---------------------	--

1.2 Reforma Energética de 2008

Durante el sexenio del Ex Presidente Felipe Calderón Hinojosa, el 28 de octubre de 2008 se aprobó una Reforma Energética con el fin de darle mayor autonomía a Pemex en su manejo presupuestal y toma de decisiones e igualmente la libertad de hacer alianzas estratégicas con otras empresas para poder incrementar su productividad. Con esta aprobación se reformaron y adicionaron diferentes disposiciones a la ya existente Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en materia de Hidrocarburos, además de expedir una nueva Ley de Petróleos Mexicanos.

Con la Reforma aprobada se posibilitó la apertura de la Industria Petrolera Mexicana a la colaboración de empresas de servicios que ofrecieran la tecnología y experiencia necesaria para la Explotación de Hidrocarburos en proyectos que lo requirieran, con esto, Pemex aprovechó el nuevo marco jurídico para contratar empresas nacionales o extranjeras que le ayudaran al desarrollo de los proyectos de explotación en Campos Maduros y Chicontepec, surgiendo las Modalidades de Contratación conocidas como Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP) y los Contratos de Obra Pública Financiada (COPF). (Hernández, 2015).

La Reforma fortaleció a la Secretaría de Energía (SENER) y ese mismo año se creó un organismo regulador, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) encargado de regular y supervisar la Exploración y Explotación de Hidrocarburos del país. Mientras que la SENER estableció y supervisó el cumplimiento de la Ley en materia energética además de dar a conocer las estimaciones de las Reservas de los Hidrocarburos, la CNH se encargó de realizar los estudios y certificaciones pertinentes para que las estimaciones de reservas publicadas tuvieran validez oficial.

Dentro de esta reforma la CNH se convirtió en el regulador directo de los trabajos de Pemex, para verificar el cumplimiento de sus objetivos establecidos en ese entonces de: Elevar el Índice de Recuperación de Hidrocarburos y reponer las reservas con las mejores prácticas posibles, proteger las reservas naturales y el medio ambiente y reducir la quema y venteo de gas.

1.2.1 Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo Petrolero

Aunque la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional data desde antes de 1950, con la Reforma de 2008 se reformaron y aplicaron nuevos criterios buscando una mejora para la regulación de la Exploración y Explotación de Hidrocarburos. Los principales cambios y señalamientos presentados en esta Ley fueron los siguientes:

- La nación sigue teniendo dominio directo de todos los hidrocarburos que se encuentren en territorio nacional.
- Las actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos se llevarán a cabo por Pemex y sus Subsidiarias¹, estas actividades estarán orientadas a los intereses nacionales.
- La SENER otorgara las Asignaciones, que la Nación quiera Explorar o Explotar, a Pemex y sus Subsidiarias.
- El sector Social y Privado podrán llevar a cabo actividades de distribución, transporte y almacenamiento de los hidrocarburos mediante un permiso que lo otorgará la SENER.
- Pemex no puede suscribir Contratos de Producción Compartida, pero puede celebrar Contratos de Obra y Prestación de Servicios que pudiera llegar a requerir.
- Las actividades de Exploración Superficial solamente se podrán llevar a cabo mediante un permiso emitido por la SENER.
- La incorporación o desincorporación de Reservas serán hechas por decreto presidencial, todo esto fundamentado en los dictámenes técnicos que serán realizados por la CNH.

1.2.2 Ley de Petróleos Mexicanos

El 28 de noviembre de 2008 se promulgó una nueva Ley de Pemex que tuvo como fin darle mayor libertad de trabajo a Pemex. Esta nueva Ley impulso la apertura de nuevas Modalidades de Contratación para que Pemex y sus Organismos Subsidiarios pudieran celebrar Contratos de Obras y Prestación de Servicios con personas físicas o morales enfocados a las actividades de Exploración y Explotación que lo requirieran, pero dejando claro que el dominio directo de los Hidrocarburos seguiría siendo de la Nación, además, no se concederían Reservas Petroleras a los contratistas, quedando fuera de estos lineamientos los Contratos de Producción Compartida y Asociaciones en áreas estratégicas de la Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

Esta Ley también estableció que los Contratos debían ser remunerados en efectivo, sin la existencia de un pacto para realizar el pago con porcentajes de la producción o la venta de los Hidrocarburos. Se podía Penalizar a los contratistas por los impactos ambientales o incumplimiento del trabajo, o bien, se podían compensar por ejecutar en menos tiempo las obras y servicios para los que fueron contratados o por la aportación de nuevas tecnologías en beneficio de Pemex.

¹ En ese entonces, Pemex Exploración y Producción, Pemex Refinación, Pemex Gas y Petroquímica Básica y Pemex Petroquímica.

1.2.3 Asignaciones Petroleras

Una Asignación Petrolera es un acto jurídico administrativo mediante el cual el Ejecutivo Federal, por conducto de la Sener, otorga únicamente a Pemex o a sus organismos subsidiarios, el derecho de llevar a cabo actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos en determinada área durante un tiempo específico.

El reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo Petrolero dicta que, en cualquier tiempo, Pemex o sus organismos subsidiarios podrán solicitar una Asignación Petrolera o la modificación de una existente (Diario Oficial de la Federación, Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, 2009), presentando lo siguiente:

- I. Los proyectos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos que se pretendía realizar.
- II. La aprobación del Consejo de Administración de Pemex, en los términos que estableciera la Ley de Pemex y su Reglamento.
- III. El dictamen técnico de la CNH.
- IV. La aprobación de la SENER de los principales proyectos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, con base a su participación porcentual en el portafolio de inversiones o en su importancia estratégica para alcanzar las metas energéticas establecidas.

Hay que señalar que los proyectos de Explotación Petrolera comprenden desde estudios, obras, trabajos destinados a la Extracción de hidrocarburos y también sus procesos de transporte, almacenamiento y venta.

Para la otorgación de una Asignación Petrolera, la SENER debe apoyarse de la opinión técnica de la CNH, estableciéndose un plazo para que el organismo descentralizado presentara las propuestas de Exploración y Explotación del área asignada.

La Asignación Petrolera debía contener los siguientes elementos:

- I. Identificación del área asignada.
- II. La descripción del proyecto y los trabajos a realizar.
- III. Términos y condiciones que de la asignación.
- IV. Los criterios conforme los cuales se debía solicitar alguna modificación de la Asignación Petrolera.

De igual manera la SENER puede negar el otorgamiento de las Asignaciones en caso de que el dictamen de la CNH fuera negativo, no se cuente con la aprobación de los proyectos de Exploración y Explotación o por resultar contraria a la política energética de ese entonces o los programas derivados de ella.

Con los puntos anteriores se puede hacer notar que los procesos para otorgar las Asignaciones Petroleras eran controlados de una manera en la que se pudiera asegurar la correcta administración de estas. El asesoramiento técnico es fundamental para que la SENER otorgue o rechace la solicitud de la Asignación Petrolera.

Las Asignaciones una vez otorgadas podían ser canceladas por el incumplimiento de algún termino bajo los cuales se otorgó, como puede ser el cambio en los planes del proyecto, suspensión de actividades, accidentes, mal manejo de la información, etc., además, la Asignación Petrolera solicitada, en caso de otorgarse, era cancelada al momento que se terminaran los proyectos de Exploración y Explotación bajo los que se otorgó.

1.3 Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP)

El Modelo de los Contratos Integrales de Exploración y Producción fue aprobado en el año de 2010. El objetivo principal de los CIEP es contribuir a la generación de valor e incrementar la capacidad de ejecución de los proyectos a través de esquemas rentables y competitivos en campos maduros² o aguas profundas³ (Pemex, 2012).

El Modelo de CIEP permite a Pemex ejecutar sus proyectos con el apoyo de contratistas. El trabajo de los contratistas consiste en diseñar y ejecutar los trabajos con la supervisión y aprobación de Pemex, mientras que Pemex es supervisado y regulado por las dependencias del gobierno encargadas de hacerlo, SENER, CNH y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).

Este modelo está basado en la Asignación de Bloques (Área Contractual) mediante un proceso de licitación, dónde el contratista ganador lleva a cabo las actividades de Desarrollo y Explotación del Área Asignada por un período de tiempo establecido (máximo 25 años), dentro del cual, el contratista es libre de realizar las inversiones necesarias para la ejecución y mantenimiento del proyecto. Con esto el contratista está obligado a la generación de valor económico a través de la entrega de producción de barriles y Pemex tiene que pagar el servicio del contratista con base a lo estipulado en el contrato. La Asignación de los Contratos se adjudicaba al contratista que ofrezca la tarifa por barril más baja.

Los principios en los que se dan este tipo de contratos son los siguientes:

- Las reservas e hidrocarburos son propiedad de la nación.
- La remuneración será con base a los barriles entregados.
- Los intereses entre el contratista y Pemex deben estar alineados.

Además, los CIEP, también se rigen bajo ciertas premisas como asegurar y mantener el control de la industria, Tener incentivos al ahorro y a la producción y que, durante la ejecución de los trabajos del contratista, se asegure un flujo de efectivo positivo para Pemex, con esto se incentiva al contratista al ahorro de tal manera que reduzca costos del proyecto, pero sin dejar de lado explotar los yacimientos bajo las condiciones óptimas para maximizar la producción.

² Campos que han alcanzado su pico máximo de producción y comienzan su etapa de declinación, por lo tanto, su margen de utilidad no es suficientemente competitivo.

³ Zonas con campos marinos donde el tirante de agua es mayor o igual a 500 metros.

Entonces el proceso de contratación bajo el esquema de los CIEP se puede ejemplificar en la Figura 2:

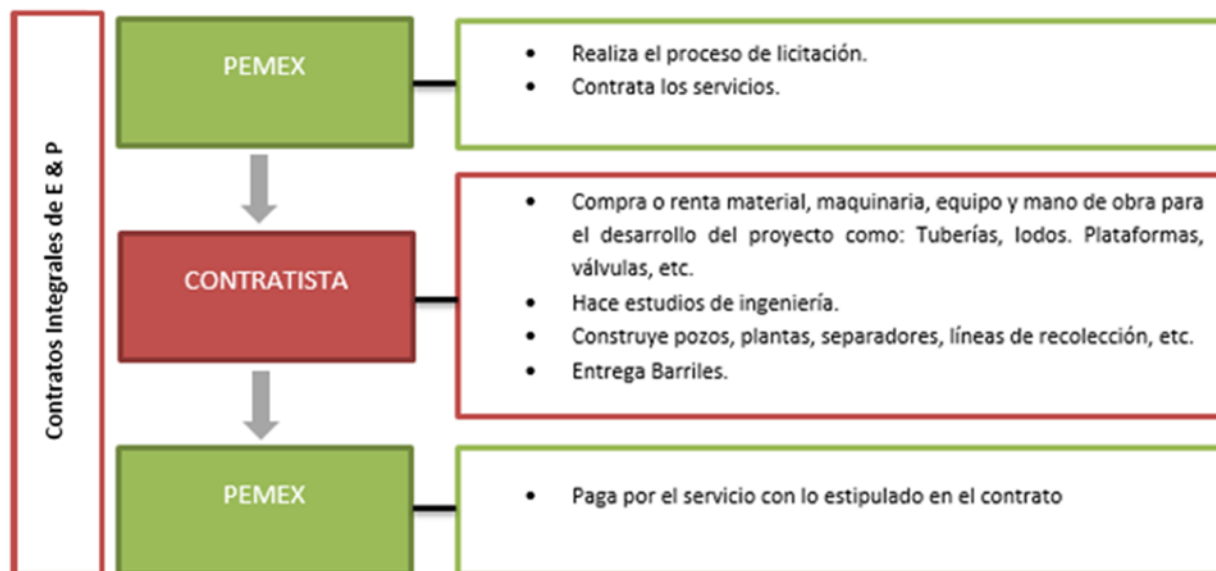


Figura 2: Proceso de Contratación Bajo el Esquema de los CIEP

Los CIEP deben cumplir un período de ejecución que consta de 3 etapas a lo largo del tiempo del contrato, estas etapas son:

1. Transición, con una duración de 3 a 6 meses. Consiste en transferir las operaciones y los activos del Área Contractual al contratista.
2. Evaluación, con una duración de hasta 24 meses. Se llevan a cabo todos los estudios y operaciones necesarias por parte del contratista para probar la factibilidad y rentabilidad del negocio.
3. Desarrollo, resto del plazo del Contrato. El contratista lleva a cabo las actividades estipuladas del Área Contractual, haciendo eficiente la Explotación de los yacimientos.

En total se realizaron tres rondas de licitación las cuales comprendieron Campos Maduros de la Región Sur y Norte y el área de Chicontepec.

Para los Campos Maduros de la Región Sur entraron en proceso de licitación las áreas de Magallanes, Santuario y Carrizo, con una superficie aproximada de 312 kilómetros cuadrados, una reserva total 3P de 207 millones de barriles de petróleo crudo equivalente [mmbpce] y una producción de 14 mil barriles diarios de petróleo [mbd]. La ronda se llevó a cabo en agosto de 2011, se presentaron 15 ofertas resultando ganadoras tres empresas por tener las mejores tarifas por barril. La Tabla 2 muestra los resultados:

Tabla 2: Resultados de la Primera Ronda de Licitación de los CIEP

Área Contractual	Licitante Ganador	Tarifa contratada (dls/bl)	Fecha de Adjudicación
Magallanes	Petrofac Facilities Mngt. Ltd.	U\$D 5.01	18 de agosto del 2011
Santuario	Petrofac Facilities Mngt. Ltd.	U\$D 5.02	18 de agosto del 2011
Carrizo	Dowell Schlumberger	U\$D 9.40	25 de octubre del 2011

Las áreas contractuales de los Campos Maduros de la Región Norte formaron parte de la segunda ronda de licitación bajo el esquema de CIEP, estas áreas fueron Arenque, Atún, Altamira, Pánuco, San Andrés y Tierra Blanca con una reserva estimada 3P de 224 [mmbpce]. La ronda se llevó a cabo en 2012 presentando una inversión estimada de 3300 millones de dólares en los primeros 6 años de desarrollo del Proyecto, presentaron ofertas 28 empresas, dónde únicamente se adjudicaron 4 contratos y un área contractual resulto desierta. La Tabla 3 muestra los resultados:

Tabla 3: Resultados de la Segunda Ronda de Licitación de los CIEP

Área Contractual	Licitante Ganador	Tarifa contratada (dls/bl)	Fecha de Adjudicación
Altamira	Cheiron Holdings Limited	U\$D 5.01	19 de junio del 2012
Pánuco	Petrofac Facilities Mngt. Ltd.	U\$D 7.00	19 de junio del 2012
Tierra Blanca	Monclova Pirineos Gas - Alafasid del Norte	U\$D 4.12	19 de junio del 2012
San Andrés	Monclova Pirineos Gas - Alafasid del Norte	U\$D 3.49	19 de junio del 2012
Arenque	Petrofac México S.A. de C.V.	U\$D 7.90	19 de junio del 2012
Atún	--	--	--

Durante la tercera ronda de licitación bajo el esquema de CIEP entro en licitación el área de Chicontepec, con la intención de incrementar su producción de hidrocarburos. Esta área era y sigue siendo de gran interés por la cantidad de reservas que se estimaron, alrededor de los 17 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente [mmbpce].

Una de las características principales de Chicontepec es que se considera no convencional por sus características de baja porosidad y permeabilidad, además, durante los años que se ha explotado este presenta factores de recuperación bajos.

Se seleccionaron seis áreas que suman un total de reservas 3P de 3195 [mmbpce]. Las áreas fueron Pitepec, Soledad, Amatitlán, Miquetla, Humapa y Miahuapan.

Para esta ocasión solo se adjudicó la mitad de las áreas a licitar. La tabla 4 muestra los resultados:

Tabla 4: Resultados de la Tercera Ronda de Licitación de los CIEP

Área Contractual	Licitante Ganador	Tarifa contratada (dls/bl)	Fecha de Adjudicación
Humapa	Halliburton de México S. de R.L. de C.V.	USD 0.01	11 de julio de 2013
Miquetla	Operadora de Campos DWF S.A. de C.V.	USD 0.98	11 de julio de 2013
Soledad	Petrolite de México S.A. de C.V.	USD 0.49	11 de julio de 2013

1.4 Contratos de Obra Pública Financiada (COPF)

Los Contratos de Obra Pública Financiada (COPF) tienen su fundamento en la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas.

Las Obras Públicas son los trabajos que tengan por objeto construir, instalar, ampliar, adecuar, remodelar, restaurar, conservar, mantener, modificar y demoler bienes inmuebles.

Para el caso de la Industria Petrolera comprenden los trabajos de Exploración, Localización y Perforación distintos a los de Extracción de Petróleo y Gas; mejoramiento del suelo y subsuelo; desmontes; extracción y aquellos similares, que tengan por objeto la Explotación y Desarrollo de recursos naturales que se encuentren en el suelo o subsuelo (Diario Oficial de la Federación, 2009).

Al igual que los CIEP, los COPF tienen un proceso de licitación para adjudicar áreas donde se requieran realizar trabajos de obras públicas.

Según lo estipulado en el Artículo 27 de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas, las dependencias y entidades seleccionaron de entre los procedimientos, aquél que de acuerdo con la naturaleza de la contratación asegure al Estado las mejores condiciones disponibles en cuanto a precio, calidad, financiamiento, oportunidad y demás circunstancias pertinentes.

Posteriormente a las licitaciones de CIEP y COPF se promulgó la Reforma Energética de 2013, con esto, hubo cambios en los esquemas de contratación. Actualmente los CIEP y COPF son asignaciones que deben migrar a Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (CEE) por lo que después de la Reforma de 2013 no se licitaron.

2. ESQUEMAS ACTUALES MEDIANTE LOS CUALES EN MÉXICO SE LLEVA A CABO LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS

2.1 Reforma Energética de 2013

El marco regulatorio actual que rige la Industria Petrolera del país está basado en la Reforma Energética de 2013, aprobada el 20 de diciembre de ese mismo año en la que se reformaron Artículos y se actualizaron los Artículos 25, 27 y 28 de la Constitución y se emitieron distintas leyes con el objetivo de incrementar la producción de hidrocarburos a menor costo permitiendo la inversión y el intercambio de conocimientos con el sector Privado de la Industria (Nacional e Internacional) a través de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos (CEE).

Con la Reforma, Pemex pasa de ser una Empresa Paraestatal a una Empresa Productiva del Estado (EPE), esto significa que, aunque su dueño sigue siendo el Estado, puede tener participación en el mercado como cualquier otra empresa y generar valor económico donde las ganancias que se obtienen se entregan al Estado, y a Pemex le sirven de inversión para sus negocios. Con este nuevo rol como empresa, Pemex puede integrar su consejo de administración con autonomía de gestión en la parte financiera y presupuestal de la empresa y manejar los modelos de contratación que mejor le convengan.

Ante los cambios realizados con la Reforma Energética fue necesario expedir nuevas Leyes entre las que se encuentran principalmente la Ley de Hidrocarburos, Ley de Petróleos Mexicanos, Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y la Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.

Los Artículos reformados como ya se mencionó fueron el 25, 27 y 28 Constitucionales, quedando de la siguiente manera:

Artículo 25 constitucional. *“El sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos y empresas productivas del Estado que en su caso se establezcan. Tratándose... de la exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos, la Nación llevará a cabo dichas actividades en términos de lo dispuesto por los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de esta Constitución. En las actividades citadas la ley establecerá las normas relativas a la administración, organización, funcionamiento, procedimientos de contratación y demás actos jurídicos que celebren las empresas productivas del Estado, así como el régimen de remuneraciones de su personal, para garantizar su eficacia, eficiencia, honestidad, productividad, transparencia y rendición de cuentas, con base en las mejores prácticas, y determinará las demás actividades que podrán realizar.”* (Diario Oficial de la Federación, Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (actualizada))

“Bajo criterios de equidad social, productividad y sustentabilidad se apoyará e impulsará a las empresas de los sectores social y privado de la economía, sujetándolos a las modalidades que dicte el interés público y al uso, en beneficio general, de los recursos productivos, cuidando su conservación y el medio ambiente.” (Diario Oficial de la Federación, Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (actualizada))

“La ley alentará y protegerá la actividad económica que realicen los particulares y proveerá las condiciones para que el desenvolvimiento del sector privado contribuya al desarrollo económico nacional, promoviendo la competitividad e implementando una política nacional para el desarrollo industrial sustentable que incluya vertientes sectoriales y regionales, en los términos que establece esta Constitución.” (Diario Oficial de la Federación, Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (actualizada))

Artículo 27 Constitucional: Se reforma el párrafo 4º y se adiciona el párrafo 7º:

“Tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible y no se otorgarán concesiones. Con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, ésta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares, en los términos de la Ley Reglamentaria. Para cumplir con el objeto de dichas asignaciones o contratos las empresas productivas del Estado podrán contratar con particulares. En cualquier caso, los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación y así deberá afirmarse en las asignaciones o contratos” (Diario Oficial de la Federación, Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (actualizada))

Artículo 28 Constitucional: Se reforman y adicionan los párrafos 4º, 6º y 8º:

“No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva... en la exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos, en los términos de los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de esta Constitución, respectivamente; así como las actividades que expresamente señalen las leyes que expida el Congreso de la Unión...” (Diario Oficial de la Federación, Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (actualizada))

“El Estado tendrá un banco central que será autónomo en el ejercicio de sus funciones y en su administración. Su objetivo prioritario será procurar la estabilidad del poder adquisitivo de la moneda nacional, fortaleciendo con ello la rectoría del desarrollo nacional que corresponde al Estado. Ninguna autoridad podrá ordenar al banco conceder financiamiento. El Estado contará con un fideicomiso público denominado Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, cuya Institución Fiduciaria será el banco central y tendrá por objeto, en los términos que establezca la ley, recibir, administrar y distribuir los ingresos derivados de las asignaciones y contratos a que se refiere el párrafo séptimo del artículo 27 de esta Constitución, con excepción de los impuestos.” (Diario Oficial de la Federación, Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (actualizada))

“El Poder Ejecutivo contará con los órganos reguladores coordinados en materia energética, denominados Comisión Nacional de Hidrocarburos y Comisión Reguladora de Energía, en los términos que determine la ley.” (Diario Oficial de la Federación, Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (actualizada))

Con los cambios realizados en estos Artículos se puede entender los siguiente:

- I. El Estado mexicano se encargará de establecer las condiciones necesarias para que el desarrollo económico Nacional sea con beneficio a través del sector Público y Privado.
- II. El Estado mexicano sigue manteniendo el control y la propiedad de los Hidrocarburos y de áreas estratégicas para su Explotación, el país se quedará con la renta y beneficios que obtenga de la producción de petróleo y gas.
- III. Pemex se convierte en una Empresa Productiva del Estado (EPE), siendo la única con el derecho de administrar Asignaciones Petroleras, además, Pemex también podrá realizar contratos con particulares.
- IV. Las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos las llevará a cabo la Nación mediante las Asignaciones Petroleras o con los contratos que se realicen a través de Particulares. Quedan prohibidas las concesiones.
- V. Los contratos que celebre el Estado mexicano y Pemex serán por 4 tipos de esquemas: Utilidad compartida, de Servicios, Producción compartida y a través de Licencias.
- VI. El Poder Ejecutivo tiene el apoyo y cuenta con los Órganos Reguladores en Materia de Energía, los cuales son la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Comisión Reguladora de Energía, además, la Comisión Nacional de Hidrocarburos será la encargada de Licitación y suscribir los Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.
- VII. La creación del Fondo Mexicano del Petróleo tiene como fin, administrar y distribuir los ingresos de las Asignaciones y Contratos que estos generen.

2.1.2 Ley de Hidrocarburos (LH)

La Ley de Hidrocarburos (LH) entro en vigor el 12 de agosto de 2014, en ella se encuentran las disposiciones bajo las cuales se deben llevar a cabo las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en México, asimismo se encargará de regular los contratos petroleros, los procesos que se llevaran a cabo para licitarlos o en caso de que sean Asignaciones Petroleras los procesos para migrarlas a un CEE.

2.1.3 Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos (LISH)

La Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos (LISH) entro en vigor el 12 de agosto de 2014, en ella se encuentran las disposiciones bajo las cuales se deben realizar los pagos que

percibirá el Estado, Asignatario o Contratistas derivado de los impuestos, regalías y contraprestaciones dispuestas en las Asignaciones y los CEE, así como la administración y supervisión financiera de los mismos.

2.1.4 Ley de Pemex

La Nueva Ley de Petróleos Mexicanos entro en vigor en 2013 y tiene por objeto dar las disposiciones bajo las cuales se debe desempeñar Pemex y sus subsidiarias como una Empresa Productiva del Estado, estableciendo una nueva organización, funcionamiento y régimen especial. Igualmente dicta que Pemex y sus empresas subsidiarias podrán realizar las actividades, operaciones o servicios necesarios para el cumplimiento de sus objetivos mediante la celebración de contratos, convenios, alianzas o asociaciones o cualquier acto jurídico, con personas físicas o morales del sector Público, Privado o Social, Nacional o Internacional.

2.2 Organismos que Regulan la actividad de la Industria Petrolera Mexicana

- **Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH):** Regula de manera eficiente y confiable la Exploración y Extracción de hidrocarburos en México para propiciar inversión y crecimiento económico. También la CNH se encarga de realizar las licitaciones de los contratos, apoyar a la correcta selección de áreas, manejar de manera eficiente las Asignaciones y Contratos y la evaluación de planes de Exploración y Extracción.
- **Secretaría de energía (SENER):** Conduce la política energética del país, dentro del marco constitucional vigente, para generar competitividad de alta calidad entre los participantes de la industria energética del país y de esta manera contribuir al desarrollo nacional.
- **Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP):** Establece la política de ingresos de las actividades de Exploración y Extracción de hidrocarburos del país.
- **Fondo Mexicano del Petróleo (FMP):** Se encarga de administrar y distribuir los recursos petroleros del país, provenientes de las actividades de Exploración y Extracción de hidrocarburos.
- **Agencia de Seguridad Energía y Ambiente (ASEA):** Se encarga regular y supervisar todas las actividades de la industria petrolera con el fin de mantener la seguridad industrial y el cuidado del medio ambiente.
- **Comisión Reguladora de Energía (CRE):** Regula de manera transparente, imparcial y eficiente las actividades de la Industria Energética Nacional, a fin de generar certidumbre que aliente a la inversión productiva, fomentar una sana competencia, proporcionar una adecuada cobertura y atender a la confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios a precios competitivos, en beneficio de la sociedad.

2.3 Asignaciones de Exploración y Extracción (Ronda 0)

Bajo lo establecido en la Ley de Hidrocarburos, la Asignación Petrolera sigue siendo el acto jurídico administrativo mediante el cual, el Ejecutivo Federal otorga exclusivamente a un Asignatario el derecho para realizar actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en el Área de la Asignación durante un tiempo específico.

Con la transformación de Pemex en una Empresa Productiva del Estado, se decidió destinarle activos a Pemex a través de Asignaciones, convirtiéndolo en el único asignatario del país. De esta manera se crea valor y competencia en el mercado petrolero.

La solicitud de las Áreas de Exploración, Campos en Producción y las Reservas de Hidrocarburos que Pemex quería mantener antes de abrir formalmente la Industria Petrolera al sector Privado a través de las Rondas de Licitación se le conoce como Ronda Cero.

El objetivo de la Ronda 0 es destinar a Pemex las Áreas que solicite, a través de Asignaciones, con el fin de tener un portafolio amplio de proyectos que le permita producir al menos 2.5 millones de barriles de petróleo diarios por un periodo aproximado de 20 años y de esta manera fortalecerlo con los recursos necesarios para asegurar sus niveles de producción y contar con una adecuada restitución de Reservas (Sener, n.d.), sin embargo hasta el momento no se ha logrado mantener, ni aumentar la producción de petróleo del país ya que actualmente se están produciendo 1.9 [mmbpd] comparado con los 2.5 [mmbpd] que en promedio se produjeron durante 2014 (Pemex, Indicadores Petroleros, 2017), año en el cual entro en proceso la Ronda 0.

2.3.1 Solicitud de las Áreas de Exploración y Campos en Producción

De acuerdo con el transitorio sexto del Decreto de la Reforma Constitucional, Pemex debe solicitar a la SENER la adjudicación de Áreas para la Exploración y Campos en Producción a través de las Asignaciones Petroleras. Para que se pueda dar esta adjudicación, Pemex debe tener la capacidad de operar dichas áreas, por lo que se debe, acreditar que Pemex cuenta con las capacidades técnicas, financieras y de ejecución para llevar a cabo los trabajos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos de manera eficiente (Diario Oficial de la Federación, Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia Energética, 2013).

a. Áreas en Exploración.

Las áreas principales que solicito Pemex para asegurar una producción futura con base en su potencial de desarrollo a corto plazo fueron las Cuencas del Sureste, refiriéndose a las marinas y las terrestres. Igualmente se solicitaron áreas en Aguas Profundas y Recursos no Convencionales, aunque en estas áreas, Pemex buscara trabajar con

socios estratégicos debido a los retos técnicos y de innovación que representan los campos ubicados en dichas áreas.

Los principales criterios y/o premisas para la selección de Áreas para Exploración fueron los siguientes:

Áreas terrestres (Cuencas del sureste):

- Áreas con aceite de alta rentabilidad y que los descubrimientos se puedan producir a corto plazo (máximo a 12 meses).
- Áreas donde se encuentre gas y sea rentable a los precios esperados.

Áreas en Aguas Someras:

- Áreas con la infraestructura existente para poner a rápida producción los campos descubiertos.
- Áreas con aceite de alta materialidad.

Áreas en aguas profundas:

- Áreas con plays⁴ que puedan ser potencialmente comerciales de hidrocarburos líquidos.
- Asociarse en las áreas con mayor riesgo y complejidad técnica para los trabajos exploratorios.

Áreas con recursos no convencionales:

- Enfocarse en plays que tengan presencia de condensados o aceite.
- Asociarse para acelerar el proceso de aprendizaje y reducir riesgos geológicos y económicos.
- Acelerar la evaluación y el desarrollo de esas zonas a través de una mayor capacidad de ejecución y una mayor inversión.

b. Campos en Producción.

En cuanto a los campos en producción, Pemex solicito mantener las Áreas que tengan un valor presente positivo después de impuestos, buscando mantener la eficiencia operativa y financiera sin generar pérdidas para la Empresa Productiva del Estado. Pemex trabajara sin socio en los campos ubicados en Aguas Someras que no representen retos técnicos complejos y en los cuales Pemex es líder nivel mundial, por lo tanto en campos que representen un reto técnico, se buscara trabajar con algún socio, estos campos son los que produzcan aceite pesado y los ubicados en Aguas Profundas y en el área de Chicontepec, en este caso, se buscara mejorar la productividad de los pozos e incrementar el factor de recuperación de aceite a través de la innovación tecnológica.

⁴ Grupo de prospectos de un campo que comparten similitudes geológicas, y dónde el yacimiento y la trampa controlan la distribución de aceite y gas.

Las tres categorías de Campos en Producción para los cuales se solicitaron Áreas son las siguientes:

1. Campos con Producción al 2013. Campos que representan el flujo de efectivo de Pemex y el Estado a través de regalías e impuestos.
2. Campos en desarrollo. Campos que aún no tienen producción, pero tienen un plan definido de Explotación.
3. Campos en evaluación y/o diseño. Campos recién descubiertos que aún no entran en etapa de desarrollo, sino que, se encuentran en etapa de evaluación y diseño de un plan para su desarrollo.

Entonces los criterios principales para la selección de los Campos en Producción fueron los siguientes:

Áreas terrestres, convencional, aceite y gas:

- Campos con valor presente neto positivo después de impuestos.
- Se solicitaron algunos campos con rentabilidad limitada por consideraciones estratégicas.

Chicontepec:

- Dado su alto volumen de Reservas se consideró adecuado solicitar los campos que se encuentran en producción del área, de igual manera se busca aquellos campos que tengan contratos vigentes.
- Para enfrentar los retos técnicos que representan los campos de esta área, se buscará involucrar a socios para acelerar los procesos de innovación e incrementar la productividad de los pozos y su factor de recuperación.

Aceite extrapesado (Aguas Someras):

- Los campos que se buscan retener son aquellos que continúan en desarrollo para que entren a producción al corto plazo (Ayatsil, Tekel y Pit).
- Aquellos campos que puedan tener la participación de socios para poder implementar un proyecto de desarrollo.

Aguas Profundas:

- El campo en desarrollo solicitado fue Lakach, por su importancia estratégica.
- Campos de aceite donde se involucren socios tal es el caso Trión, Maximino, Exploratus y Supremus, campos de gas, Holok, Pikilis y Kunah.

Las solicitudes que Pemex realizó se concentraron en las Áreas donde se puedan tener las mejores oportunidades exploratorias y que, a través de la perforación de pozos en localizaciones estratégicas se pueda obtener un aumento en la producción de hidrocarburos del país, por lo que estas solicitudes fueron principalmente en Áreas para la exploración de aguas profundas y recursos no convencionales del país que representan el 70% de los recursos prospectivos del país (Pemex, 2014).

2.3.2 Regulación de las Asignaciones Petroleras

Las Asignaciones se otorgan o modifican a través de la SENER, de igual manera, esta entidad debe verificar que el Asignatario tenga las capacidades técnicas, financieras, y de ejecución para extraer los hidrocarburos del a fin de que la producción que se logre sea una garantía para el Estado.

Antes del otorgamiento de la Asignación, la SENER debe tener una opinión técnica favorable por parte de la CNH, que funge como asistente técnico para la SENER en el proceso de la Ronda 0. El otorgamiento de las Asignaciones sólo puede llevarse a cabo en áreas donde no se encuentren vigentes CEE.

Para la entrega de un Área de Asignación se debe cumplir lo siguiente:

- I. La Empresa Productiva del Estado deberá tener las capacidades técnicas, financiera y de ejecución suficientes para extraer los hidrocarburos del yacimiento de manera eficiente y competitiva para el mercado.
- II. El área solicitada debe ser adecuada para poder incorporar Reservas o incrementar el factor de recuperación de los hidrocarburos mediante técnicas y tecnologías adecuadas.
- III. Cuando se rescinda administrativamente un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, y sea necesario operar el Área Contractual, en lo que se adjudica una nueva Asignación o se licite un nuevo Contrato de Exploración y Extracción.
- IV. La SENER considere que la Asignación es el mecanismo más adecuado para los intereses del Estado en términos de producción y el abasto de los hidrocarburos, con la seguridad de retorno económico de la Asignación.

De acuerdo con la regulación vigente, las Asignaciones deben cumplir lo estipulado por la Ley de Hidrocarburos (2014), que establece que toda Asignación que sea otorgada debe contener los siguientes elementos:

- ✓ El Área de Asignación.
- ✓ Los términos y condiciones que deberán observarse en la Exploración y Explotación de Hidrocarburos.
- ✓ Las condiciones y los mecanismos para la reducción o devolución del Área de Asignación
- ✓ La vigencia, así como las condiciones para la prórroga de la Asignación.
- ✓ La adquisición de garantías y seguros.
- ✓ El porcentaje mínimo de contenido nacional.
- ✓ El plazo que el Asignatario tendrá para presentar a la CNH el plan de Exploración o desarrollo para la Extracción correspondiente.

De igual manera la Sener se encarga de modificar los títulos de las Asignaciones a través de la CNH de ser esto así, y debe presentarse un plan de Exploración o de desarrollo para la Extracción modificado por la CNH.

En cuanto a las cesiones de las Asignaciones, Pemex y las demás Empresas Productivas del Estado podrán realizarlas únicamente si el cesionario es otra Empresa Productiva del

Estado, en este caso también se puede presentar la renuncia del Asignatario al Área que se le otorgo para que desarrollara las actividades de Exploración y Explotación correspondientes con la aprobación de la Sener y el aviso a la CNH. Cuando se da el caso de una renuncia a la Asignación, esta será devuelta al Estado sin cargo, pago o indemnización alguna.

Únicamente se tiene permitido al Asignatario celebrar Contratos de servicios bajo las condiciones que marque la Ley de Pemex para garantizar la producción y rentabilidad que mejor le convenga al Estado, siendo los pagos a los contratistas en efectivo.

Las Asignaciones pueden revocarse cuando no se cumplan los planes de Exploración o desarrollo, por algún accidente y por la falsedad de información que se llegará a reportarse ante los encargados de su regulación.

Entonces la Ronda 0 para Pemex puede quedar ejemplificada en la Figura 3:

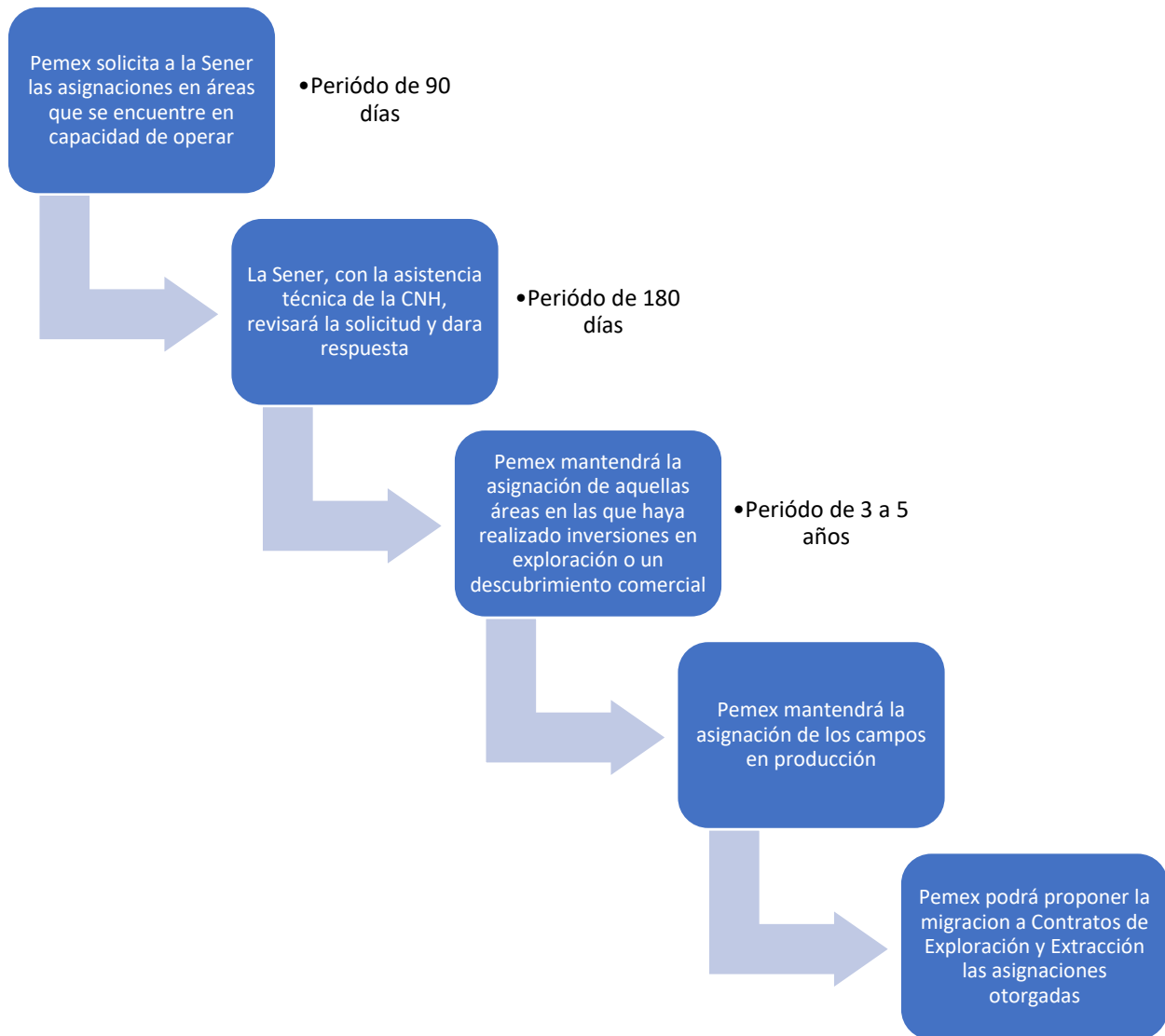


Figura 3: Proceso de la Ronda 0⁵

2.3.3 Resultados de la Ronda 0

La solicitud que Pemex envió a la SENER el 21 de marzo de 2014 para conservar las Áreas que selecciono a través del modelo de Asignación, consistió el 83% de las Reservas Probables (2P) y 31% de los Recursos Prospectivos del país respectivamente.

⁵ SENER

El total de Reservas 2P del país al 2014 era de 24.8 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente [mmmbpce].

Los resultados que emitió la SENER se dieron a conocer el 13,27 y 29 de agosto de 2014, del 83% de las Reservas 2P que Pemex solicitó se le otorgaron el 100% equivalente a 20.6 [mmmbpce] y del 31% de Recursos Prospectivos solicitado, equivalentes a 34.8 [mmmbpce], únicamente se le otorgó 68% de los solicitado, es decir, una cantidad de 23.4 [mmmbpce] (Secretaría de Energía, 2014).

Aguas Profundas:

Se le asignaron a Pemex las áreas donde se exploró con éxito, en específico, la zona del Cinturón Plegado de Perdido, estas áreas tienen recursos estimados en 3.013[mmmbpce] y en el plan de desarrollo que se presentó se tiene la programado perforar 28 pozos.

Las Áreas que no fueron asignadas corresponden al Cinturón Subsalino, debido a la Exploración compleja que se tiene que hacer y que los planes presentados por Pemex no son suficientes para lograr tener éxito en esta zona, además, no se presentaron propuestas de perforación de pozos que permitan la incorporación de Reservas.

Igualmente se asignaron Áreas para seguir con el desarrollo de actividades de Exploración para incorporar Reservas en los campos asociados al gas como lo son Lakach, Pikilis, Kunah, Yoka, y Nab, estas Asignaciones representan un total de 397 [mmmbpce] y 1.82 [mmmbpce] en recursos prospectivos.

Campos Terrestres:

Para los Campos Terrestres se asignaron Áreas como Burgos y Sabinas con un total de reservas 2P del orden de 425 [mmmbpce], en estas Áreas no se solicitaron campos para trabajos de Exploración.

En Ébano, Pánuco, Faja de Oro y Chicontepec, se otorgaron las Áreas que corresponden a los contratos incentivados por Pemex y los contratos otorgados anteriormente en Chicontepec, estas Áreas corresponden a un total de reservas 2P de 3.81 [mmmbpce].

En la Región Sur se otorgaron los campos en Extracción correspondientes a Cauchy, Bedel, Muspac, Jujo Tecominoacán, Bellota, Narváez y Usumacinta, estas reservas 2P tienen un volumen de 4.57 [mmmbpce].

En las Cuenas Surestes de Veracruz, se asignaron las áreas para hacer trabajos de Exploración y poder incorporar Reservas en un máximo de 3 años, estas Áreas cuentan con un total de 5.91 [mmmbpce] de Recursos Prospectivos.

Aguas Someras:

Se asignaron un total de reservas 2P equivalentes a 11.3 [mmmbpce], que representaban el 90% total del país, y un total de 7.4 [mmmbpce] en Recursos Prospectivos. Las Áreas asignadas corresponden a los campos de Ku – Maloob – Zaap, Ayatisil – Tekel, Cantarell, Tsimin – Xux, Ayin, Arenque, Carpa, Marsopa, Atún y Lankahuasa. Además, Pemex presentó un plan de incorporación de Reservas que correspondería a 2.88 [mmmbpce] y la perforación de 89 pozos exploratorios.

Recursos No Convencionales:

Para los recursos no convencionales se asignaron Áreas con un volumen de 5.22 [mmmbpce] en Recursos Prospectivos, con esto se desea que Pemex siga evaluando los campos asignados y se puedan comenzar los trabajos de desarrollo y Explotación en corto plazo.

La Figura 4 y la Tabla 5 muestran la ubicación de las Áreas asignadas y los resultados de los Recursos y Reservas otorgados por la SENER en la Ronda 0 respectivamente:

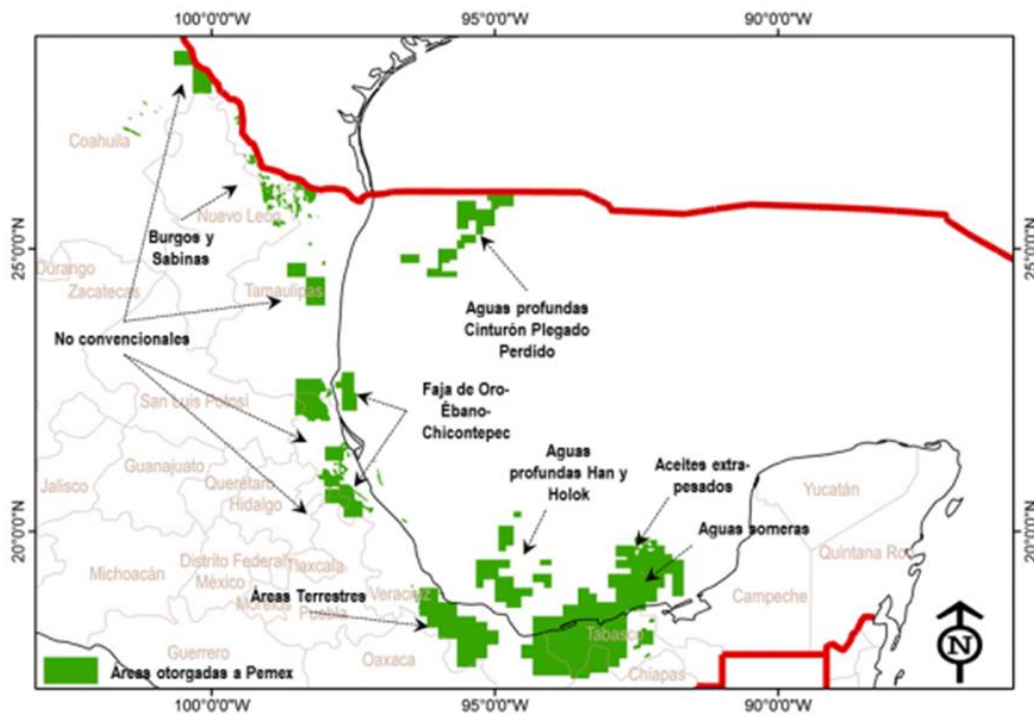


Figura 4: Localización de las Áreas asignadas a Pemex durante la Ronda 0⁶

⁶ Ronda 0 SENER

Tabla 5: Reservas y Recursos Prospectivos otorgados a Pemex durante la Ronda 0⁷

Área	Reservas 2P [mmbpce]	Recursos Prospectivos [mmbpce]
Recursos Convencionales	20,589	18,222
Aguas Someras	11,374	7,472
Terrestre: Chicontepec	3,556	-
Terrestre: Otros	397	4,837
Recursos No Convencionales	-	3,904
Total	20,589	22,126

Como se puede ver, la mayor parte de los recursos asignados corresponde a Recursos Convencionales y Aguas Someras del territorio nacional, esto se debe a la vasta experiencia que tiene Pemex en la Explotación de Recursos Petroleros en Aguas Someras, en lo que respecta a los Recursos No Convencionales y Aguas Profundas, Pemex debe participar y establecer Alianzas que seas estratégicas en las Rondas de Licitación que se han venido dando para fortalecer sus capacidades técnicas y de ejecución en este tipo de Áreas.

Igualmente se espera que con los resultados obtenidos durante la Ronda 0, Pemex pueda competir y de esta manera crecer técnicamente y lograr un mayor monto de recursos económicos para el Estado.

2.4 Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (CEE)

Como lo menciona la Ley de Hidrocarburos en su Artículo 11, la Nación podrá celebrar CEE por conducto de la CNH. Estos Contratos pueden suscribirse en 4 diferentes tipos de esquemas:

- 1) Contratos de Utilidad Compartida (CUC)
- 2) Contratos de Producción Compartida (CPC)
- 3) Contratos de Licencia (CL)
- 4) Contratos de Servicios (CS)

Para fines de este trabajo definiremos a un Contrato como un acuerdo entre partes por medio del cual se crean, transfieren, modifican o extinguen derechos y obligaciones.

⁷ Pemex 2014

Estos Modelos de Contrato están estructurados tomando en cuenta el ciclo de vida de un proyecto para el completo desarrollo de un Área donde sea viable la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

A través de estos Contratos, la Nación concederá derechos a compañías particulares (Nacionales e Internacionales) para poder Explorar y Extraer los recursos petroleros del país, todo esto bajo la correcta aplicación y regulación de las diversas Leyes que fueron creadas en la Reforma Energética de 2013.

Las Áreas que no fueron solicitadas por Pemex durante la Ronda 0 se licitaran para que las empresas privadas y Pemex puedan suscribirlas bajo alguna de las modalidades de contratación que dicta la Ley o, si el caso lo permite, el Estado con su EPE tiene permitido, bajo lo establecido en la Ley, formar alianzas o asociaciones con alguna compañía petrolera en pro del desarrollo Nacional.

La SENER en el caso de los CEE es la única facultada para establecer el mejor Modelo de Contrato correspondiente a cada Área contractual que de licite.

En los CEE deben establecerse las contraprestaciones para cada una de las partes interesadas, en este caso el Contratista y el Estado, estas contraprestaciones están establecidas en la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos (LISH) y se profundizara en el capítulo 3 del presente trabajo.

Dentro de los beneficios que busca el Estado a través de los CEE están los siguientes puntos (Anguiano Alvarado, 2017):

- Maximizar la Renta Petrolera para el Estado
- Asegurar el abasto Nacional de Petróleo (Seguridad Energética)
- Desarrollo tecnológico de la industria
- Protección al Medio Ambiente
- Compromisos mínimos de trabajo de la empresa Invitada

Por otro lado, los objetivos que busca cumplir el operador petrolero a través de los CEE son los siguientes:

- Proporcionalidad entre el riesgo del proyecto y retribución
- Contabilización de Reservas
- Flexibilidad contractual y estabilización reguladora
- Capacidad de recuperar costos de inversión
- Menos control y gasto administrativo respecto al contrato
- Maximizar la rentabilidad

Con lo anterior también se debe tener en claro que el futuro contratista de las Áreas que se lleguen a licitar debe apegarse al esquema de contratación que el Estado eligió para cada Área por conducto de la SENER y, por lo tanto, la empresa que quiera participar en las licitaciones debe analizar si les conviene trabajar e invertir sus recursos en el esquema de contratación elegido.

2.4.1 Cláusulas de los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos

Bajo lo estipulado en el Artículo 19 de la Ley de Hidrocarburos, los CEE deben contar al menos con las siguientes cláusulas:

- I. Definición del Área Contractual.
- II. Planes de Exploración y de desarrollo para la Extracción, incluyendo el plazo para su presentación.
- III. Programa mínimo de trabajo y de inversión.
- IV. Obligaciones económicas y fiscales del contratista.
- V. Vigencia y sus condiciones para la prórroga.
- VI. Adquisición y garantías de seguro.
- VII. La existencia de un sistema de auditorías.
- VIII. Causales de una posible terminación del contrato.
- IX. Obligaciones de transparencia que posibiliten el acceso a la información.
- X. Porcentaje mínimo de contenido nacional.
- XI. Las condiciones para la reducción o devolución del área contractual.
- XII. Las penas aplicables en caso de incumplimiento contractual.
- XIII. La responsabilidad del contratista y en su caso del operador conforme a las mejores prácticas internacionales.

2.4.2 Funciones de los Organismos involucrados en los CEE

De acuerdo con lo estipulado en la Ley de Hidrocarburos en sus Artículos 29, 30 y 31, la SENER, SHCP y CNH tienen distintas tareas para la correcta adjudicación y administración de los CEE:

SENER:

- Selecciona las Áreas Contractuales que la misma secretaría establece.
- Aprueba y emite los planes quinquenales de las licitaciones de las Áreas Contractuales, estos planes deben ser públicos.
- Establecer el Modelo de Contratación adecuado para cada Área Contractual, siempre buscando maximizar los ingresos de la Nación.
- Establecer los criterios y condiciones técnicos de los CEE.
- Establecer y Desarrollar los eventos para la promoción y difusión de las Rondas de Licitación.

SHCP:

- Establece las condiciones económicas y fiscales de las licitaciones y los CEE.
- Determinar las variables de adjudicación de los procesos de licitación.
- Participar en la administración y auditoría de los términos fiscales para los CEE.

CNH:

- Dar asistencia técnica a la SENER en la selección de Áreas Contractuales.
- Proponer el plan quinquenal de las Áreas Contractuales a la SENER.
- Emitir las bases de licitación y adjudicación de los CEE.
- Realizar las licitaciones para la adjudicación de los CEE.
- Suscribirse los CEE.
- Administrar y supervisar los CEE.
- Aprobar las modificaciones, cancelaciones o terminaciones de los CEE.
- Aprobar los planes de Exploración y Extracción del Área Contractual.
- Apoyar técnicamente a la SHCP y al FMP.
- Aprobar los planes de inversión.

La Figura 5 representa el proceso general dentro del cual participa cada organismo involucrado en los CEE:



Figura 5: Proceso y tareas de los organismos involucrados en los CEE

2.4.3 Contrato Bajo la Modalidad de Utilidad Compartida (CUC)

Los Contratos de Utilidad Compartida tienen como principal característica que al contratista se le paga con un porcentaje de la utilidad de los proyectos que se realicen durante el tiempo que dure el contrato y no a través de un pago con base a la producción obtenida, la producción de hidrocarburos que obtenga el contratista debe ser entregada en su totalidad al Estado. El porcentaje de pago será en efectivo y con base en las

utilidades que se generen a través de la venta de hidrocarburos que comercialice el Estado.

El contratista que tenga el derecho de realizar los trabajos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo esta Modalidad de Contratación deberá utilizar sus propios recursos, pero, comparte los riesgos del proyecto con el Estado.

La Figura 6 muestra un esquema general del funcionamiento de un Contrato de Utilidad Compartida:

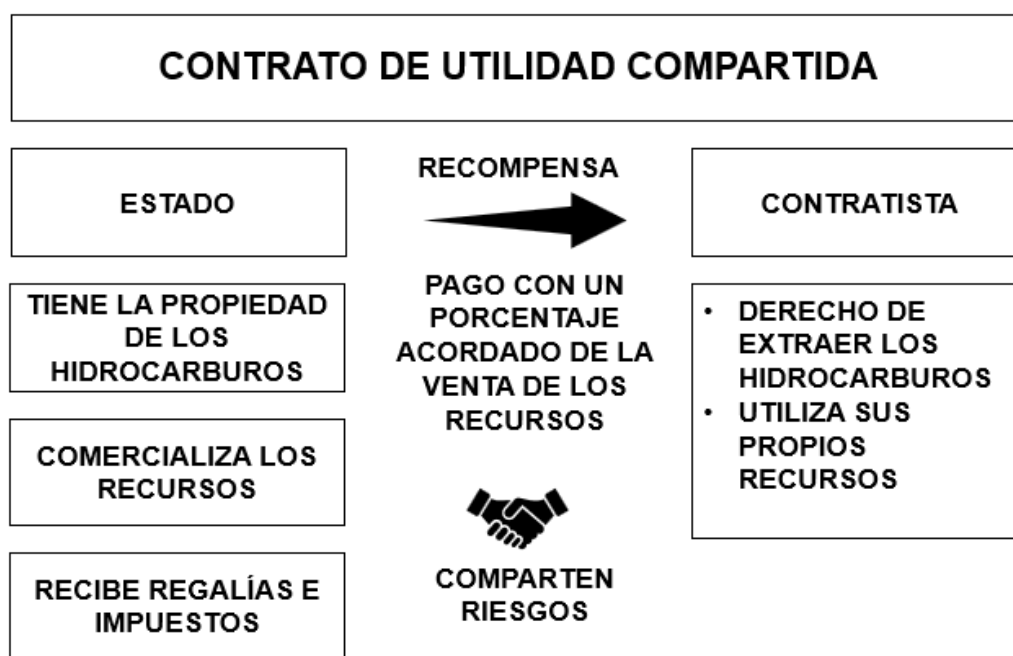


Figura 6: Esquema general de un Contrato de Utilidad Compartida, modificado (Almanza Valdez , 2016)

2.4.4 Contrato Bajo la Modalidad de Producción Compartida (CPC)

Los Contratos de Producción Compartida tienen como principal característica que el pago que se realice a los Contratistas por sus actividades en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos debe realizarse a través de una parte de la producción obtenida, esto siempre teniendo en cuenta que el Estado sigue siendo el dueño de los Hidrocarburos de la Nación por lo que este comparte los beneficios con el Contratista.

El Contratista al que se le adjudique un CEE bajo esta modalidad tiene la responsabilidad de cubrir todos los costos del desarrollo del proyecto, esto significa que debe proveer al personal, la tecnología, los materiales y el financiamiento necesario para llevar a cabo sus actividades petroleras, además de asumir las pérdidas que no resulten productivas

en su proyecto, además, el Estado se convierte en propietario del equipo e infraestructura utilizada por los contratistas para el desarrollo del área, al momento de la instalación del equipo o al finalizar el contrato.

La duración de un Contrato de Producción Compartida es de 30 años a partir de la fecha efectiva⁸, pero, el contratista puede solicitar hasta un total de 2 prórrogas a partir del quinto año previo a la terminación del plazo del contrato solo si está al corriente de sus obligaciones como contratista. Estos plazos adicionales se tienen que solicitar a la CNH y son validados para cumplir con una parte o la totalidad del Área de desarrollo. La duración de las prórrogas puede ser de hasta 5 años y tiene que solicitarse hasta 18 meses antes de la fecha de finalización del contrato.

La Figura 7 muestra un esquema general del funcionamiento de un Contrato de Producción Compartida:

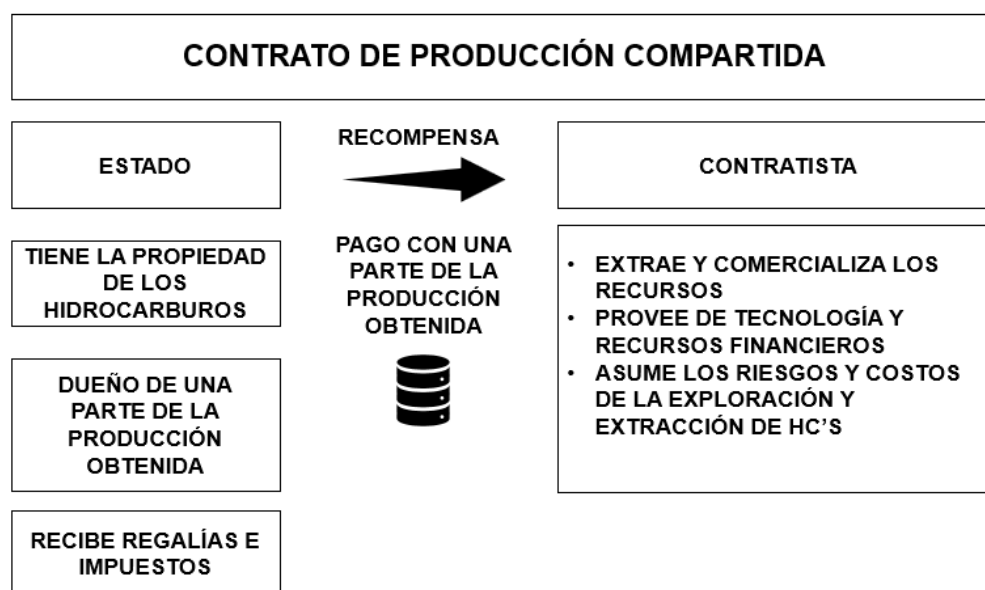


Figura 7: Esquema general de un Contrato de Producción Compartida, modificado (Almanza Valdez , 2016)

2.4.5 Contrato Bajo la Modalidad de Licencia (CL)

Los Contratos de Licencia tienen como característica que al contratista se le otorga el derecho exclusivo de Extraer los Hidrocarburos de la Nación bajo su propio riesgo y asumiendo todos los costos, además debe de suministrar a todo el personal y los recursos técnicos necesarios para llevar a cabo sus actividades petroleras.

⁸ Referido a la fecha de la firma del Contrato

Bajo esta modalidad al contratista se le hace una transmisión onerosa de los hidrocarburos netos producidos, siempre que este al corriente con los pagos de las contraprestaciones exclusivas del Estado.

Este contrato permite que el Estado también tenga la facultad de alterar las condiciones del contrato con base en el interés público y tenga el derecho de resarcir los daños del contrato. Por lo que el Estado tiene un ingreso mediante regalías con base al valor de la producción obtenida, impuestos de las utilidades obtenidas y bonos ya sea iniciales debido a que se pagan en el momento en que se lleva a cabo la contratación con base en el riesgo del proyecto y el valor calculado del mismo; o bonos adicionales que se pagan con base en descubrimientos posteriores o cuando se alcanzan ciertos objetivos del proyecto (Almanza Valdez , 2016).

La duración de los contratos bajo la modalidad de licencia es de 30 a 50 años a partir de la fecha efectiva. Al igual que el contrato bajo la modalidad de producción compartida, el contratista puede solicitar hasta dos prórrogas para continuar y terminar sus actividades bajo lo estipulado en el contrato siempre y cuando este al corriente con sus obligaciones contractuales, cada prórroga tendrá una duración de 5 años.

La Figura 8 muestra un esquema general del funcionamiento de un Contrato de Licencia:

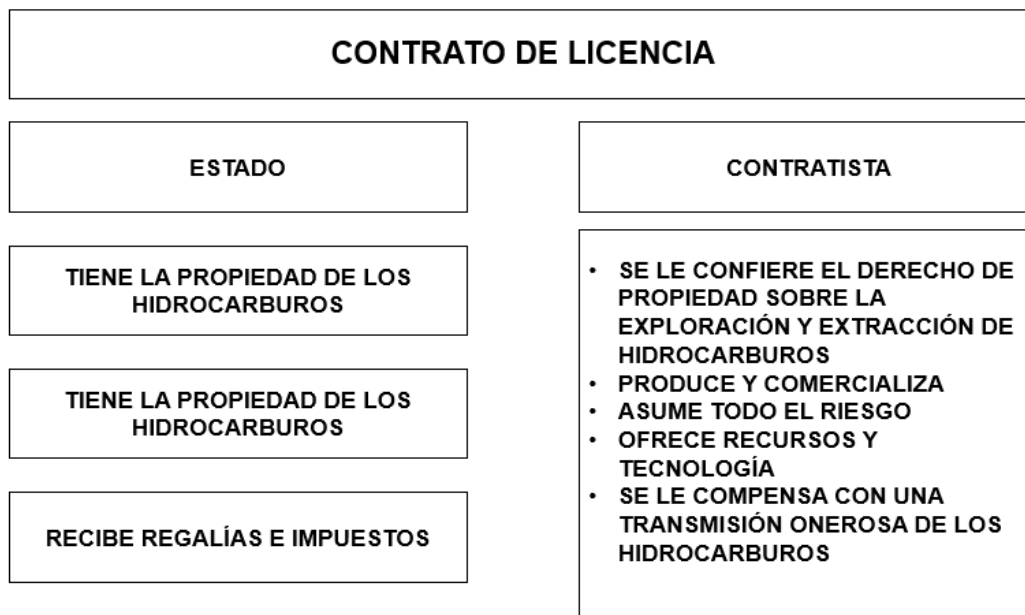


Figura 8: Esquema general de un Contrato de Licencia, modificado (Almanza Valdez , 2016)

2.4.6 Contrato de Servicio (CS)

Los Contratos de Servicio se dividen en 2: Contrato de Servicio Puro y Contrato de Servicio a Riesgo. En este tipo de contratos el contratista entrega la totalidad de los recursos petroleros producidos al Estado que a su vez paga en efectivo al contratista por la prestación de sus servicios.

Para los Contratos de Servicio Puro el contratista no asume ningún riesgo y su contraprestación no dependerá de los resultados en sus operaciones, sin embargo, para los Contratos de Servicio a Riesgo la contraprestación dependerá de su eficiencia operativa, nivel de la producción y el precio del petróleo, por lo que se entiende que asume el riesgo total del proyecto.

El pago será en efectivo al contratista y resultará de los recursos generados por la comercialización de los hidrocarburos que sean derivados de la producción obtenida bajo sus servicios.

La Figura 9 muestra un esquema general del funcionamiento de un Contrato de Servicio:

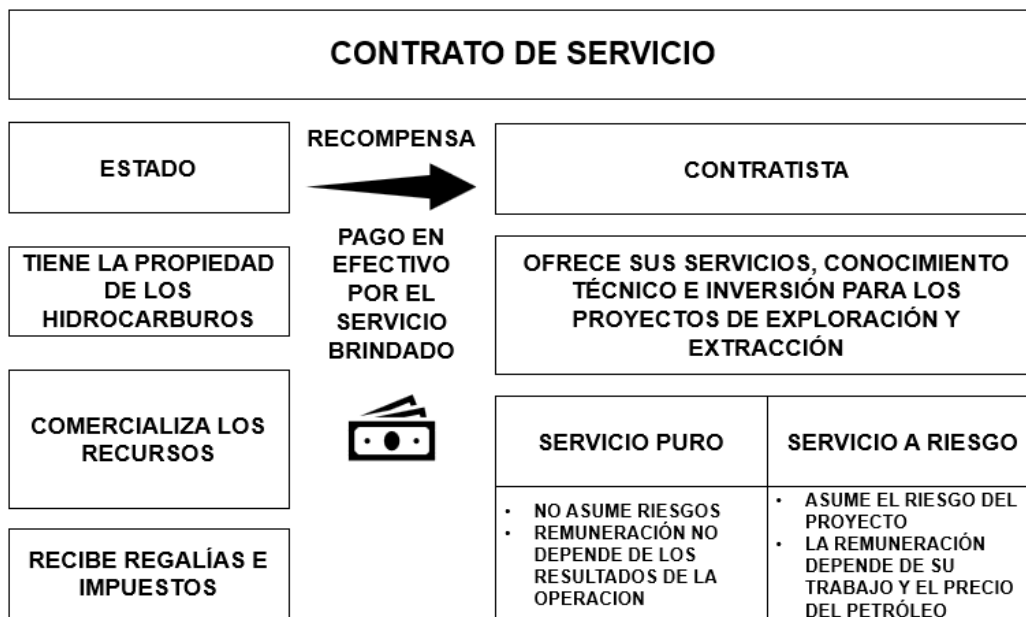


Figura 9: Esquema general de un Contrato de Servicio, modificado (Almanza Valdez , 2016)

2.5 Alianzas y Asociaciones

Gracias a la implementación de nuevas Leyes para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos del país, la EPE, Pemex, puede realizar Asociaciones para desarrollar exitosamente las áreas que le fueron asignadas y participar en las licitaciones de los CEE en conjunto con un socio, esto quiere decir que Pemex puede realizar Contratos con privados bajo cualquier Modalidad de Contratación en las Rondas de Licitación.

La Ley de Hidrocarburos (2014) es la que establece las condiciones bajo las cuales puede llevarse una Alianza o Asociación, estas condiciones están establecidas en sus Artículos 13,14 y 15.

Las Alianzas y Asociaciones técnicamente solo pueden realizarse cuando se tenga certidumbre que el acuerdo permita una mayor productividad y rentabilidad del proyecto, esto quiere decir, compartir costos, gastos, inversiones, riesgos, utilidades, producción, intercambio de tecnología y conocimientos y demás aspectos referentes a la Exploración y Explotación de Hidrocarburos.

La selección del socio para Pemex se realizará mediante una licitación que represente las mejores condiciones de selección y que más convenga a la Nación. La licitación la lleva a cabo la CNH conforme a los lineamientos que técnicos, económicos y fiscales que establezcan la SENER y la SHCP.

Para establecer los lineamientos técnicos la SENER debe solicitar la opinión favorable de Pemex respecto a los elementos técnicos, financieros, de ejecución y de experiencia que deben reunir las Personas Morales que participen en la licitación. De igual manera la CNH debe solicitar la opinión de Pemex durante el proceso de precalificación de la licitación para seleccionar al socio de la EPE.

Las Alianzas o Asociaciones que se lleguen a formar deben estar bajo esquemas que permitan la mayor productividad y rentabilidad, incluyendo modalidades en las que se compartan costos, gastos, inversiones, riesgos, utilidades, producción y demás aspectos de la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

La Figura 10 muestra el proceso general para la selección del Socio para Pemex:

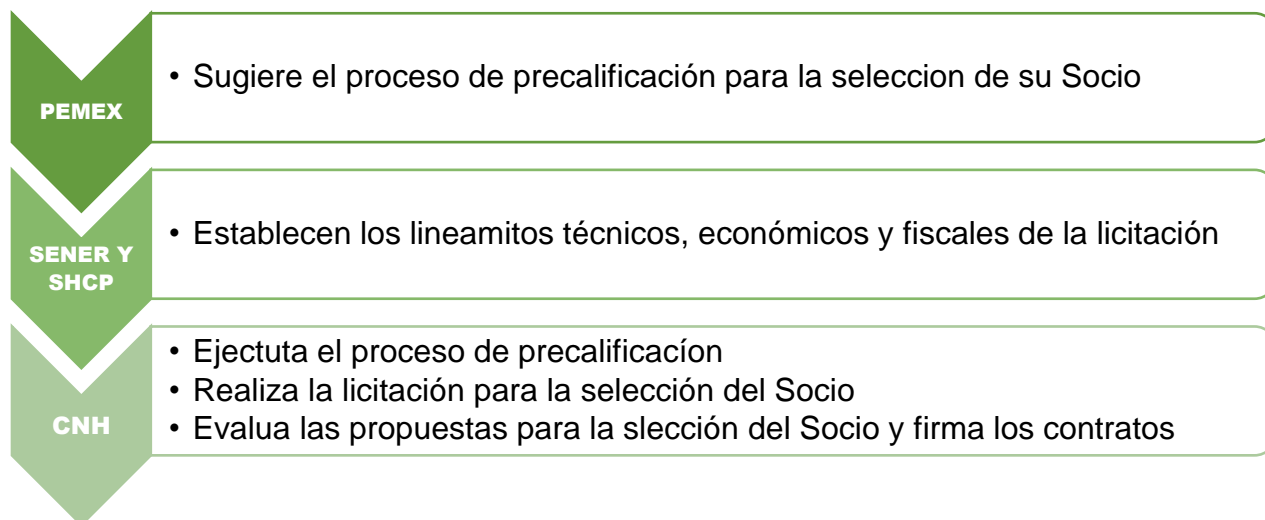


Figura 10: Proceso general para seleccionar el Socio de Pemex

2.5.1 Farmouts

Antes de definir lo que es un Farmout, se tienen que definir los siguientes conceptos:

- Farmor: Propietario de un derecho o participación (Working Interest) el cual se compromete a asignar a una tercera parte (Farmee) a cambio de ciertos servicios contractualmente acordados (Exploración, Desarrollo, Explotación, etc).
- Working Interest: Participación de la producción bruta de una concesión de petróleo y gas medida por el porcentaje de participación que se tiene en la operación.
- Carried Interest: Cuando la contraparte, en una fase de Exploración o Desarrollo de un contrato, paga una cuota desproporcionadamente inferior (costos y gastos) a su cuota de participación en el acuerdo.
- Overriding Royalty Interest (ORRI): Derechos de participación en el petróleo o el gas, o en los ingresos de la venta del petróleo o gas, que se limitan en duración a los términos de un contrato de arrendamiento existente.
- Earning Barrier: Es la barrera que el Farmee debe cumplir con el fin de obtener el interés/título objeto de la transacción. Por ejemplo, el Farmee solo tiene interés sobre la propiedad si completa un pozo capaz de producir.

Entonces un Farmout es un acuerdo donde una empresa o JV (Joint Venture) (Farmor), que tiene la titularidad sobre un Área en concesiones, o en contratos, le ofrece a un tercero (Farmee) una participación (Working Interest) para ingresar a una concesión u otro contrato existente (Pemex Exploración y Producción, 2017).

La cesión de derechos se hace a cambio de ciertos servicios pactados entre las partes. Por lo general estos servicios incluyen la perforación de uno o varios pozos o la evaluación de estos; El tercero, paga al Farmor una suma de dinero por adelantado por

el derecho y también se compromete a gastar dinero para llevar a cabo una actividad específica establecida en el contrato.

Como un ejemplo de Farmout se tiene el Bloque del Campo Trión, ubicado en Aguas Profundas, cuya titularidad pertenece a Pemex gracias a que fue escogido durante la Ronda 0. Para Trión Pemex actuó como Farmor, y cerro un acuerdo con la empresa australiana BHP como su Farmee. Con esto podemos notar que los campos que requieren una alta inversión de capital, una alta complejidad técnica para su desarrollo y otras consideraciones estratégicas, son candidatos a Farmouts, estos campos son los ubicados en Aguas Profundas y en Áreas con Recursos no Convencionales o de Aceites Pesados.

2.5.2 JOA, Acuerdos de Operación Conjunta

El Acuerdo de Operación Conjunta o JOA (Joint Operation Agreement), por sus iniciales en inglés, es un acuerdo entre Co – Titilares de los derechos de un Área para su exploración y/o explotación a través de un operador asignado por las partes (Pemex Exploración y Producción, 2017).

La Figura 11 señala los puntos importantes que deben notarse en un JOA:

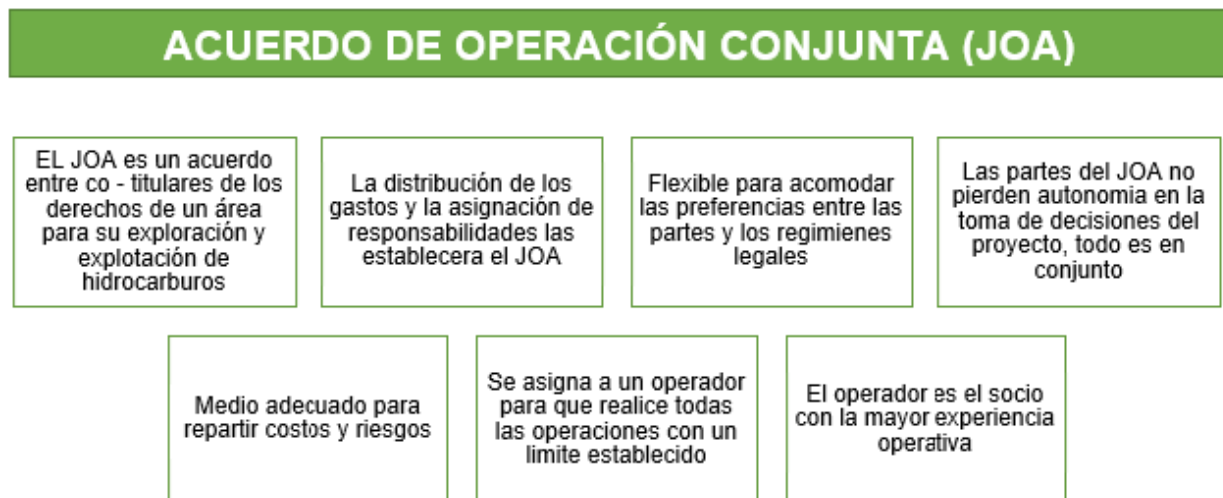


Figura 11: Puntos Principales de un Acuerdo de Operación Conjunta

Con esto los JOA tienen que ser supervisados y para tener un control en sus actividades, para esto existe un comité operativo llamado Comité de Operación Conjunta o JOC (Joint Operating Committee), por sus siglas en inglés.

El JOC este compuesto por representantes de cada una de las partes (la parte operadora y la no operadora), dentro del sistema de Gobernanza del JOC se crean otros comités encargados de apoyar las decisiones financieras y técnicas del contrato.

El papel del JOC consiste en autorizar y supervisar las operaciones conjuntas y que cada parte cumpla con sus obligaciones del contrato, aprobar el presupuesto de inversiones y gastos, junto con el programa de trabajo anual y darle seguimiento a las actividades operativas y presupuestales. Hay que señalar que las decisiones son tomadas con base a una votación entre las cada una de las partes representantes y con los criterios establecidos en el JOA.

Con esto se puede concluir que los Acuerdos de Operación Conjunta jugarán un papel muy importante en la Industria Petrolera de México ya que es la primera vez que Pemex puede trabajar con socios para el desarrollo de sus operaciones, además, para este tipo de acuerdos Pemex puede fungir como la parte no operadora, cuando suceda esto, Pemex tendrá que pasar un proceso de aprendizaje en cuanto a la forma y metodologías de operar campos donde no tiene vasta experiencia en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

2.6 Migración de Asignaciones a Contratos para la Exploración y Extracción

Con la Reforma Energética de 2013 se le otorgó a Pemex el derecho de Explorar y Explotar los recursos petroleros del país a través de las Asignaciones de la Ronda 0 sujeto al Régimen Fiscal existente, las migraciones de Asignación a CEE permiten una mejora en el Régimen Fiscal, permitiéndole a Pemex llevar a cabo sus proyectos de Exploración o Extracción de Hidrocarburos de una manera que le sean rentables y generen recursos económicos que le agreguen valor como empresa. Para estos fines, si se aprueba la migración de una Asignación a CEE, Pemex puede celebrar alianzas y asociaciones con personas morales y por otra parte puede ver una mejora en la carga fiscal para Áreas donde quiera trabajar solo.

Son tres los tipos de migración que puede realizar Pemex:

- De Asignación Pemex a CEE con socio (Contratos ya existentes bajo el esquema de COPF y CIEP)
- De Asignación Pemex a CEE con socios (Farmout)
- De Asignación Pemex a CEE Pemex (Migración de Asignación sin socio)

La migración de asignaciones a CEE con socios ya existentes los cuales ya habían establecido un contrato de Servicios a Riesgo con Pemex (CIEP y COPF), no sufrirán ninguna modificación en sus términos y condiciones anteriormente pactados con Pemex y sus subsidiarias esto según el artículo 28 transitorio de la Ley de Hidrocarburos.

La migración de los contratos de CIEP y COPF se podrá realizar en conjunto con Pemex a la Sener.

La Figura 12 muestra las opciones de migración que tiene Pemex como EPE:

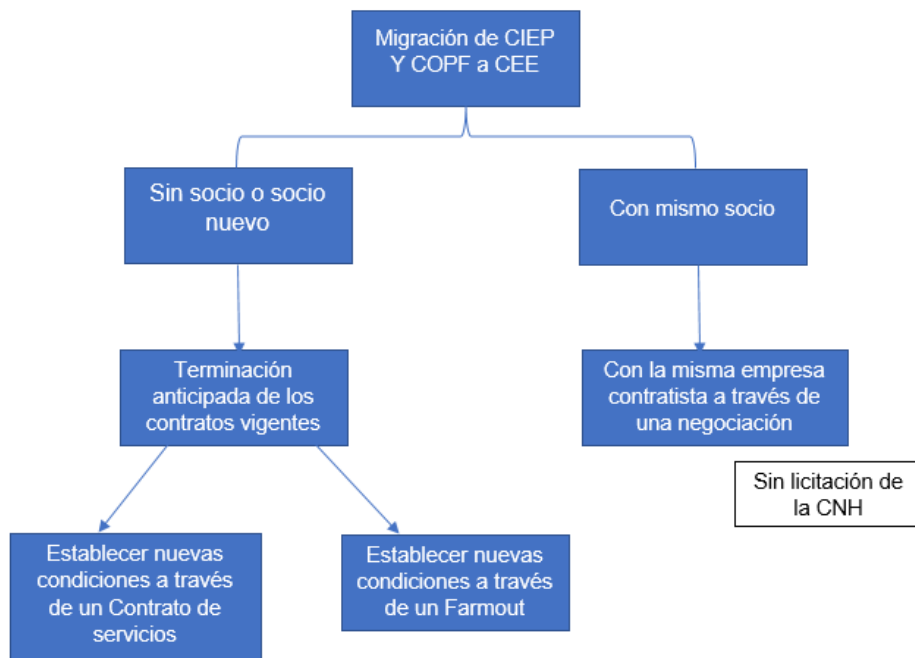


Figura 12: Opciones de Migración para Pemex⁹

Como lo muestra la Figura 12, en una migración sin socio o socio nuevo, Pemex se ve obligado a rescindir el contrato que estaba vigente a través de un finiquito y tendrá que ser por mutuo acuerdo de las partes para establecer un nuevo modelo de contratación con un nuevo contratista, además, bajo esta opción Pemex tendrá que destinar parte de su presupuesto para establecer los nuevos términos de contratación.

Para el caso de migrar con el mismo socio, Pemex y el contratista pueden llegar a un mutuo acuerdo sin que se tenga que realizar un proceso de licitación a través de la CNH. Con esto Pemex y el contratista solo tendrán que acordar el nuevo plan de desarrollo del Campo y definir las inversiones.

El proceso de migración para las Asignaciones se dividió en dos etapas, la primera etapa está enfocada en migrar contratos ya existentes, que estaban bajo el esquema de CIEP y COPF, y una segunda etapa enfocada a realizar migraciones a través de Farmouts.

La Figura 13 resume el proceso de migración para las Asignaciones:

⁹ Mexico Oil & Gas Summit 2016

		Reservas 2P (MMbpce) ¹	Inversión esperada (USD MMM)	Campos	
Primera etapa: 22 contratos existentes	Fase uno	569	2.6	Activos Poza Rica-Altamira y Burgos	} 2014
	Fase dos	1,639	32.7	Activos ATG y Burgos	
Segunda etapa: asociaciones (farm-outs)	Campos maduros	248	1.7	Rodador, Ogarrío y Cárdenas-Mora (Terrestres)	} 2015
		350	6.3	Bolontikú, Sinán y Ek (Marinos)	
	Crudo extra- pesado	747	6.2	Ayatsil-Tekel-Utsil	
	Aguas profundas (gas natural)	212	6.8	Kunah-Piklis	
	Área Perdido	539 ²	11.2	Trión y Exploratus	

¹ MMbpce – millones de barriles de petróleo crudo equivalente.
² Reservas 3P.

Figura 13: Proceso de Migración para las Asignaciones¹⁰

Actualmente se ha migrado el Área de Asignación de EK – BALAM a un CEE sin socio bajo la modalidad de Producción Compartida y se migraron las Áreas de Asignación de SANTUARIO y MISÓN a un CEE con socio, ambas bajo la modalidad de Producción Compartida.

En lo que respecta a los Farmouts se migraron las Áreas de Asignación de TRIÓN, CÁRDENAS – MORA y OGARRIO, las tres bajo la modalidad de Licencia.

2.6.1 Procedimiento para la Migración de Asignaciones a Contratos para la Exploración y Extracción

Cuando Pemex solicite la migración de un Título de Asignación a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos deberá presentar a la SENER una solicitud que incluya cuando menos lo siguiente:

- I. La identificación de la Asignación a Migrar
- II. La justificación de la conveniencia de la migración para la Nación en términos de:
 - a) La producción base e incremental de Hidrocarburos, desglosada en Petróleo, Gas Natural Asociado, Gas Natural No Asociado y Condensados
 - b) La incorporación de Reservas adicionales

¹⁰ Pemex 2014

- c) El escenario de gastos, costos e inversiones necesarios para un desarrollo eficiente desde un punto de vista técnico que incluya un programa adicional de trabajo respecto al original
- III. Los escenarios de precios utilizados
 - IV. Las características geológicas del área
 - V. La descripción de la infraestructura existente dentro y alrededor del Área de Asignación

En caso de ser procedente la Migración, la SENER remitirá a la SHCP y la CNH la solicitud de Migración completa, la resolución de la procedencia de la Migración, la propuesta del Modelo de Contratación que corresponderá al Área Contractual y la información soporte que se determine en los convenios de coordinación que para tal efecto suscriban dichas dependencias.

La SHCP y la CNH emitirán su opinión sobre la propuesta de Modelo de Contratación.

Una vez definido el Modelo de Contratación, se estará a lo siguiente:

- I. La SENER determinara los Términos y Condiciones Técnicos y solicitara a la SHCP que establezca las condiciones económicas relativas a los términos fiscales conforme a la LISH y su reglamento
- II. La SENER enviará a Pemex los Términos y Condiciones Técnicos que al efecto se hayan establecido para que manifieste la aceptación o rechazo de los mismos.

En caso de que Pemex manifieste rechazo, mantendrá su título de Asignación en sus términos originales.

En caso de que Pemex manifieste su aceptación, la SENER enviara a la CNH la información necesaria para la suscripción del CEE.

2.7 Rondas de Licitación para los Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos

Las Rondas de Licitación de los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos fueron el paso siguiente a la creación de la Reforma Energética de 2013 y a la aprobación de las Leyes Secundarias, tuvieron inicio en el año de 2014 con la Asignación de áreas a Pemex la cual se llamó Ronda Cero, mencionado anteriormente, y posteriormente se han realizado la Ronda 1, Ronda 2 y está en proceso la Ronda 3.

La Ronda 1 estuvo asociada a bloques para la Exploración y Extracción, ubicados en Aguas Someras, Campos Terrestres y Aguas Profundas.

Por su parte en la Ronda 2 se han licitado bloques ubicados en aguas someras, campos terrestres y recientemente el 31 de enero de 2018 aguas profundas.

Adicionalmente se han llevado a cabo Rondas de Licitación para la Asociación con Pemex bajo alguna de las Modalidades de Contratación que permite la Ley

2.7.1 Proceso de Licitación de Contratos

El proceso de licitación está comprendido de los siguientes puntos:

- (1) Acceso a la información del cuarto de datos.
 - (2) Inscripción a la licitación.
 - (3) Etapas de aclaraciones.
 - (4) Precalificación.
 - (5) Presentación y apertura de las propuestas.
 - (7) Fallo, adjudicación y suscripción del contrato.
- (1) Para tener acceso al cuarto de datos, los interesados deben de solicitarlo por mensajería y esperar a recibir una solicitud positiva por parte de la parte convocante, en caso de serlo, se le enviara al interesado una Clave de autorización "AD" y deberá pagar por el acceso al paquete de datos de las áreas contractuales a los Bancos autorizados, el pago dependerá del volumen de información al cual quiera tener acceso.
- (2) Los interesados en inscribirse a la licitación lo tendrán que hacer en la fecha establecida por el convocante y mediante un pago establecido en las bases de licitación de la Ronda correspondiente, el pago se realiza a través de los Bancos autorizados. Los operadores que se inscriban anteriormente debieron realizar el pago para el acceso al cuarto de datos. Una vez realizado el pago, el interesado debe de enviar un email a la parte convocante para solicitar una cita y poder presentar sus documentos de precalificación, adjuntando su comprobante de pago y su Clave "AD".
- (3) Las etapas de aclaración están organizadas por el Comité Licitatorio y se dividen en tres etapas, la primera para recibir y atender preguntas sobre el proceso de pago para el acceso a la información del cuarto de datos y la inscripción a la licitación, la segunda para recibir y atender preguntas o aclaraciones sobre el proceso de precalificación y la tercera para recibir y atender preguntas o aclaraciones sobre la presentación de propuestas, apertura de propuestas y la adjudicación, fallo y suscripción del contrato.
- (4) La etapa de precalificación sirve para revisar y evaluar las capacidades y experiencia técnica, de ejecución, financieras y legales de cada interesado. Los interesados deben enviar un email al convocante para generar una cita de presentación de los documentos de precalificación adjuntando su Clave "AD", nombre y cargo de la persona autorizada para presentar los documentos de precalificación y la propuesta de la fecha para la presentación de estos. Al finalizar

esta etapa, la parte convocante entregara una constancia de precalificación y de esta manera el interesado pueda convertirse en un Licitante individual o agrupado.

- (5) La presentación y apertura de propuestas será pública y se tendrá que transmitir en vivo en distintos medios de comunicación. Este evento será encabezado por el Comité Licitatorio el cual se encargará de abrir y presentar las propuestas recibidas por parte de los concursantes. Después de evaluar las propuestas, el Comité Licitatorio anunciara al Licitante ganador de cada área contractual.
- (6) El Comité Licitatorio entregara al Órgano de gobierno el acta correspondiente para que se pueda emitir el fallo y adjudicación de cada contrato.

Las variables de adjudicación y los valores que ayudan a determinar al Licitante Ganador las determinara la SHCP, estableciendo los mínimos y máximos para cada propuesta económica. El Licitante Ganador será aquel que en el cálculo del Valor Ponderado de la Propuesta Económica (VPO) sea mayor, en caso de empate, el principal criterio de desempate será aquel licitante que ofrezca una mayor cantidad de pago en efectivo al estado. Esto teniendo siempre en cuenta que el VPO se define de distinta manera para cada Ronda de Licitación.

Los Resultados de las Rondas de Licitación que se han llevado a cabo se pueden revisar en la página de internet de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

2.8 Contrato de Servicios Integrales de Exploración y Extracción (CSIEE)

El Contrato de Servicios Integrales de Exploración y Extracción (CSIEE) es un contrato de prestación de servicios, con un mecanismo de pago que depende del valor de los hidrocarburos producidos y con utilidad máxima prestablecida al tercero (M.I. Miguel Angel Maciel Torres, 2017).

El esquema de CSIEE está fundamentado en el Artículo 9 de la Ley de Hidrocarburos, estableciendo que, Pemex y las demás Empresas Productivas del Estado pueden celebrar contratos de servicios con particulares para cumplir con el objeto de las asignaciones otorgadas por el Ejecutivo Federal. Estos esquemas les deben permitir tener mayor productividad y rentabilidad en los proyectos. La contraprestación a los contratistas debe realizarse en efectivo.

El CSIEE está contemplado para los campos donde Pemex requiera migrar un Área de Asignación a un CEE sin socio, teniendo la oportunidad de ampliar la capacidad de ejecución, la optimización de costos y el incremento en la producción. Estos contratos serán asignados mediante licitaciones públicas, teniendo en cuenta que, Pemex Exploración y Producción será el principal operador de estos campos frente a las autoridades reguladoras.

En la Tabla 6 se muestran los puntos principales del CSIEE:

Tabla 6: Contratos de Servicios Integrales de Exploración y Extracción

Título	Disposición
Procedimiento de adjudicación	Mediante un concurso abierto con lo establecido en la Ley de Petróleos Mexicanos
Variable de adjudicación	Sera adjudicado al participante que ofrezca la Tarifa de Producción más baja por Barril de petróleo crudo
Servicios	El prestador de servicios, lo hará en las actividades de exploración, desarrollo y producción de los hidrocarburos en favor de Pemex en el área contractual.
Operador	Pemex será el único operador del área contractual
Vigencia	El CSIEE tiene una vigencia máxima de 15 años
Etapas de los CSIEE	Etapa de Transición, Periodo Inicial y Periodo de Desarrollo
Contraprestación	Sera en Efectivo cada mes y equivalente a una tarifa por barril producido de aceite neto y otra por millar de pie cúbico producido
Propiedad y Comercialización	Todos los Hidrocarburos producidos en el área contractual serán propiedad de Pemex y le corresponderá igualmente su comercialización.
Titularidad de los activos	Las instalaciones, equipos y materiales utilizados durante la vigencia del contrato serán propiedad de Pemex. Esto no aplicara si el prestador de servicios renta los equipos y materiales para el propio uso del proyecto
Contenido Nacional	El contenido nacional será el establecido por el título de asignación correspondiente y deberá ser acatado por el prestador de servicios
Migración	Pemex puede solicitar en cualquier momento la migración de las asignaciones del área contractual de la que es titular.
Relación entre partes	No se podrá crear ninguna asociación entre Pemex y el prestador de servicios

3. RÉGIMEN FISCAL DE LAS ASIGNACIONES Y CONTRATOS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS

Bajo lo estipulado en la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos (LISH), el Estado debe recibir ingresos por las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos provenientes de los contratistas y asignatarios. Estos ingresos provienen de los siguientes puntos establecidos en la LISH:

- I. Las contraprestaciones establecidas a favor del Estado en los CEE
- II. De los Derechos por Utilidad Compartida, Exploración y Extracción de Hidrocarburos por cada Asignación
- III. Del Impuesto Sobre la Renta (ISR) por las actividades que realicen contratistas y asignatarios en virtud del contrato o asignación

Los ingresos que se generen de los puntos I y II antes mencionados, serán administrados por el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilidad y el Desarrollo (FOMPED) y los impuestos serán administrados bajo responsabilidad de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).

3.1 Impuestos Progresivos y Regresivos

Un Impuesto Progresivo es aquel cuya tasa aumenta en la medida que el ingreso aumenta, esto quiere decir que si el Contratista o Asignatario recibe más ingresos debe pagar mayores impuestos. Por otra parte, el Impuesto Regresivo es aquel en el que se capta un porcentaje menor en la medida en que el ingreso aumenta.

Lo anterior tiene que ver en los ingresos que se lleguen a tener en los diferentes CEE, es aquí donde entra el término de Progresividad.

La Progresividad es un tipo de gravamen el cual es función creciente de la base imponible: esto es, a medida que crece la rentabilidad económica, crece el porcentaje de su riqueza o de ingreso que el Estado exige una forma de pago (Anguiano Alvarado, 2017).

Los esquemas de Progresividad tienen por objetivo los siguientes puntos:

- Promover la inversión a largo plazo en un rango amplio de proyectos ya que es lo que buscan ambas partes
- Favorecer la Exploración, Desarrollo y Explotación de proyectos medianos, pudiendo invertir en periodos donde los precios del petróleo sean bajos, en proyectos costa fuera y proyectos de gas
- Proteger al Estado
- Permitir la estabilidad de los contratos, a pesar de la incertidumbre de la Industria Petrolera

Con esto es importante señalar en que momento del proyecto se recomienda aplicar un modelo donde los impuestos progresivos puedan jugar un papel importante y cuando hay que aplicar un modelo regresivo.

Para un modelo regresivo, lo ideal es aplicarlo cuando se está en la etapa de Exploración del Proyecto ya que no se generan ingresos, entonces, un modelo progresivo es adecuado aplicarlo cuando se está en la etapa de Desarrollo y Explotación del proyecto, permitiéndole al Estado aplicar más impuestos conforme los ingresos del proyecto aumentan.

La Figura 14 ejemplifica el comportamiento de la Progresividad:

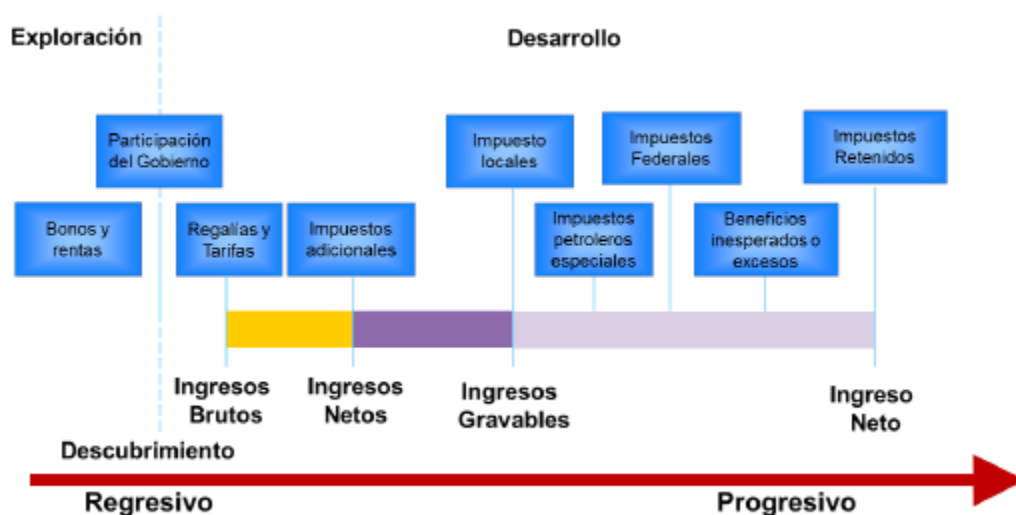


Figura 14: Progresividad (Anguiano Alvarado, 2017)

Por lo tanto, se puede concluir que mientras más impuestos se aplican el modelo se hace más progresivo.

3.2 Contraprestaciones en los Contratos de Licencia

Los Contratos de Licencia establecen las siguientes Contraprestaciones en favor del Estado:

- I. Un Bono a la Firma
- II. La Cuota Contractual para la Fase Exploratoria
- III. Las Regalías, determinadas conforme al Artículo 24 de la LISH
- IV. Una Contraprestación que se determinará en los Contratos considerando la aplicación de una tasa al Valor Contractual de los Hidrocarburos para el mes que trate, esta contraprestación será un porcentaje del Valor Contractual de los

Hidrocarburos que será ajustado mediante el mecanismo de ajuste correspondiente

En cuanto a la Contraprestación a favor del Contratista, como ya se mencionó, será una transmisión onerosa de los hidrocarburos una vez extraídos, siempre que se encuentre al corriente del cumplimiento de sus obligaciones.

El Bono a la Firma será determinado por la SHCP para cada contrato, así como sus condiciones de pago las cuáles serán incluidas en las bases de licitación para la adjudicación de contratos.

Para el caso de una Migración de un Área de Asignación al esquema de un Contrato de Licencia, la SHCP determinara los términos económicos, cuidando que los ingresos a través del tiempo para el Estado no sean inferiores a los que se hubieran obtenido bajo la Asignación Original

3.3 Contraprestaciones de los Contratos de Utilidad Compartida y de Producción Compartida

Los Contratos de Utilidad Compartida establecerán las siguientes contraprestaciones en favor al Estado:

- I. Cuota Contractual por la fase Exploratoria
- II. Regalías, determinadas conforme al Artículo 24 de la LISH
- III. Una contraprestación que se determinará por la aplicación de un porcentaje a la Utilidad Operativa

En cuanto a las contraprestaciones en favor al contratista, se tiene lo siguiente:

- I. La Recuperación de los costos (sujeto al Límite de Recuperación de costos)
- II. Una contraprestación que será el remanente de la Utilidad Compartida después de cubrir las contraprestaciones en favor al Estado

Como se hizo mención en el capítulo anterior, en los Contratos de Utilidad Compartida, los contratistas tienen la obligación de entregar la totalidad de la producción al comercializador y este a su vez entregara los ingresos del producto al Fondo Mexicano del Petróleo.

Los Contratos de Producción Compartida establecerán las siguientes contraprestaciones en favor al Estado:

- I. Cuota Contractual por la fase Exploratoria
- II. Regalías, determinadas en el Artículo 24 de la LISH
- III. Una contraprestación que se determinará por la aplicación de un porcentaje a la Utilidad Operativa

En cuanto a las contraprestaciones en favor al contratista, se tiene lo siguiente:

- I. La Recuperación de Costos

- II. Una Contraprestación que será el remanente de la Utilidad Operativa después de cubrir las contraprestaciones del Estado

Al contratista se le pagara en especie, con una proporción de la producción contractual de los hidrocarburos que sea equivalente al valor de dichas contraprestaciones.

La Recuperación de Costos es el monto equivalente a los costos, gastos e inversiones reconocidos conforme a los lineamientos que para tal efecto emita la SHCP y no podrá ser mayor al Límite de Recuperación de Costos para cada periodo.

El Límite de Recuperación de Costos es el resultado de multiplicar el porcentaje de Recuperación de Costos por el Valor Contractual de los Hidrocarburos, dicho resultado determinará la proporción máxima del Valor Contractual de los Hidrocarburos que podrá destinarse en cada Periodo a la Recuperación de Costos.

Los contratistas a los que se les adjudique un Contrato de Producción Compartida podrán optar por no incluir la Contraprestación correspondiente a la Recuperación de costos, sin perjuicio de las obligaciones sobre su registro en términos del Contrato.

La Utilidad Operativa se determinará para cada periodo y será el resultado de disminuir del Valor Contractual de los Hidrocarburos los siguientes conceptos:

- I. El monto de las Regalías efectivamente pagado por el Contratista en cada periodo
- II. La Contraprestación correspondiente a la Recuperación de Costos

3.4 Contraprestaciones de los Contratos de Servicio

A diferencia de los contratos de Licencia, Utilidad compartida y Producción Compartida, los contratos de Servicios no pagan una cuota por la fase exploratoria, pero, si pagan los impuestos por las actividades de Exploración y Extracción.

El estado recibirá a través del FOMPED los ingresos por la comercialización de los hidrocarburos entregados por el contratista.

Las Contraprestaciones en favor del contratista siempre serán pagadas en efectivo.

3.5 Disposiciones comunes a las Contraprestaciones de los CEE

Los CEE preverán el pago mensual a favor del Estado de la cuota contractual para la Fase Exploratoria según el Artículo 23 de la LISH, por la parte del Área Contractual que no se encuentre en fase de producción, de conformidad con las siguientes cuotas:

- I. \$1,294.71 pesos por kilómetro cuadrado, durante los primeros 60 meses de vigencia del Contrato (Actualizado al 2018)
- II. \$3,096.04 pesos por kilómetro cuadrado, a partir del mes 61 de vigencia del Contrato y en adelante (Actualizado al 2018)

Los valores mencionados deben de actualizarse cada año durante el mes de enero, de acuerdo en el Índice Nacional de Precios al Consumidos en el año inmediato anterior.

En cuanto a las Contraprestaciones comunes entre los CEE, el Artículo 24 de la LISH establece que los Contratos preverán Contraprestaciones cada periodo denominadas Regalías a favor del Estado. El monto de las regalías se determinará para cada tipo de Hidrocarburo mediante la aplicación de la tasa correspondiente al Valor Contractual del Petróleo, al Valor Contractual del Gas Natural y al Valor Contractual de los Condensados, de acuerdo con lo siguiente:

I. Al valor Contractual del Petróleo, se le aplicará la siguiente tasa:

- a) Cuando el Precio Contractual del Petróleo sea inferior a 47.95 dólares de los Estados Unidos de América por Barril, una tasa de 7.5%
- b) Cuando el Precio Contractual del Petróleo sea mayor o igual a 48 dólares de los Estados Unidos de América por Barril, se aplicará la tasa que resulte de la siguiente fórmula:

$$Tasa = [(0.126 \times \text{Precio Contractual del Petróleo}) + 1.5]\%$$

II. Al Valor Contractual del Gas Natural, se le aplicará la siguiente tasa:

a) Cuando se trate del Gas Natural Asociado:

$$Tasa = \frac{\text{Precio Contractual del Gas Natural}}{99.90}$$

b) Cuando se trate de Gas Natural No Asociado:

- i. Cuando el precio Contractual del Gas Natural sea menor o igual a 5 dólares de los Estados Unidos de América por millón de BTU, la tasa será de 0%
- ii. Cuando el Precio Contractual del Gas Natural sea mayor a 5 y menor a 5.49 dólares de los Estados Unidos de América por millón de BTU, se aplicará la siguiente tasa:

$$Tasa = \left[\frac{(\text{Precio Contractual del Gas Natural} - 5) \times 60.5}{\text{Precio Contractual del Gas Natural}} \right]$$

- iii. Cuando el Precio Contractual del Gas Natural sea mayor o igual a 5.49 dólares de los Estados Unidos de América por millón de BTU, se aplicará la siguiente tasa:

$$Tasa = \frac{\text{Precio Contractual del Gas Natural}}{99.90}$$

III. Al Valor Contractual de los Condensados se le aplicará la siguiente tasa:

- a) Cuando el Precio Contractual de los Condensados sea inferior a 59.94 dólares de los Estados Unidos de América por barril, será de 5%
- b) Cuando el Precio Contractual de los Condensados sea mayor o igual a 59.94 dólares de los Estados Unidos de América por Barril:
$$Tasa = [(0.126 \times \text{Precio Contractual de los Condensados}) - 2.5]\%$$

Los datos anteriores están actualizados al 2018, de acuerdo con el reporte anual que la SHCP establece para los rangos de valores de los términos económicos de los CEE para el año de 2018.

3.6 Contraprestaciones de las Asignaciones Petroleras

El régimen fiscal de las Asignaciones Petroleras corresponde al derecho por la Utilidad Compartida, el Derecho por la Exploración y Extracción de Hidrocarburos y por los impuestos aplicables en estas actividades.

En cuanto a la Utilidad Compartida, el asignatario debe pagar por este derecho el 66.25%, durante el año de 2018, de la diferencia que resulte al disminuir el valor de los hidrocarburos extraídos durante el ejercicio fiscal, incluyendo el consumo que de estos productos efectuó el asignatario. Los porcentajes han ido variando año con año, en 2015 fue de 70%, en 2016 de 68.75% y durante el 2017 fue de 67.50%.

La tasa del 66.25% se aplica al hacer las siguientes deducciones del valor de los hidrocarburos:

- El 100% de las inversiones realizadas para la exploración, recuperación secundaria y mantenimiento no capitalizable.
- El 25% del monto original de las inversiones en desarrollo y extracción de los yacimientos.
- El 10% de las inversiones en infraestructura para el transporte y almacenamiento de los hidrocarburos.
- Costos y gastos necesarios para la explotación de los yacimientos, solo cuando hayan sido efectivamente pagados.
- El Derecho de la Extracción de Hidrocarburos.

Los montos deducibles antes mencionados no podrán ser superiores al 12.5% del valor de los hidrocarburos extraídos en áreas terrestres o aguas someras, 60% del valor de los hidrocarburos extraídos en el paleocanal de Chicontepec o aguas profundas y el 80% del valor del gas natural no asociado.

3.6.1 Derecho de Extracción de Hidrocarburos

El derecho por la extracción debe ser cubierto por una cuota mensual aplicando la tasa correspondiente al Valor Contractual de los hidrocarburos, establecida por los siguientes puntos:

- I. Al valor contractual del petróleo se le aplicara una tasa del 7.5% cuando este es inferior a 47.95 dólares por barril, pero si el valor contractual del petróleo es mayor o igual a los 47.95 dólares por barril se le aplicara la siguiente tasa:

$$Tasa = [(0.126 \times \text{Precio contractual del petróleo}) + 1.5]\%$$

- II. Al valor contractual del Gas Natural se le aplican dos tasas distintas, una cuando es gas natural asociado y otra cuando es gas natural no asociado:

$$Tasa (\text{Gas natural asociado}) = \frac{\text{Precio contractual del gas natural}}{99.90}$$

Para el caso del gas natural no asociado se aplicará una tasa del 0% cuando su precio contractual sea menos o igual a los 5 dólares por millón de BTU y cuando sea mayor a 5 y menor a 5.49 dólares por millón de BTU se le aplicará la siguiente tasa:

$$Tasa = \left[\frac{(\text{Precio contractual del gas natural} - 5) \times 60.5}{\text{Precio contractual del gas natural}} \right] \%$$

Otra tasa para cuando el precio del valor contractual del gas natural por millón de BTU sea mayor a los 5.49 dólares:

$$Tasa = \frac{\text{Precio contractual del Gas natural}}{99.90}$$

- III. Al valor contractual de los Condensados de le aplicara una tasa de 5% cuando sean inferiores a los 59.94 dólares por barril y la siguiente tasa cuando sean mayores o iguales a los 59.94 dólares por barril:

$$Tasa = [(0.126 \times \text{Precio contractual de los condensados}) - 2.5]\%$$

Lo anterior esta actualizado para valores de 2018.

3.6.2 Derecho de Exploración de Hidrocarburos

El Derecho de Exploración de Hidrocarburos, está estipulado en el Artículo 45 de la LISH y especifica que el Asignatario estará obligado al pago mensual del Derecho de

Exploración de Hidrocarburos, por la parte del Área de Asignación que no se encuentre en la fase de producción, de conformidad con las siguientes cuotas:

- I. Durante los primeros 60 meses de vigencia de la Asignación, \$1,214.21 pesos por kilómetro cuadrado
- II. A partir del mes 61 de vigencia de la Asignación y en adelante, \$2,903.54 pesos por kilómetro cuadrado

Las cuotas correspondientes a este Derecho se actualizarán cada año en el mes de enero, de acuerdo con la variación en el Índice de Precios al Consumidor en el año inmediato anterior.

3.7 Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos

Los Contratistas y Asignatarios están obligados al pago de un impuesto por llevar a cabo Actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos por el Área Contractual y el Área de Asignación.

Según lo estipulado en el Artículo 55 de la LISH, el impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos se calculará mensualmente aplicado por cada kilómetro cuadrado que comprenda el Área Contractual o el Área de Asignación, las siguientes cuotas:

- I. Durante la fase de Exploración \$1,583.74 pesos
- II. Durante la fase de Extracción \$6,334.98 pesos

La fase de exploración comprende desde la formalización del Contrato o de la Asignación hasta el inicio de la fase de Extracción, la cual comprende del inicio de las actividades destinadas a la producción comercial de Hidrocarburos hasta que concluye la vigencia del Contrato o Asignación.

Las cuotas del Impuesto por las Actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, se actualizarán anualmente el primero de enero de cada año, considerando el periodo comprendido desde el decimotercer mes inmediato anterior y hasta el último mes anterior a aquél en que se efectúa la actualización.

3.8 Cálculo de las Contraprestaciones para los Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos

El Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilidad y el Desarrollo (FOMPED) será el encargado de realizar el cálculo de las contraprestaciones para el Estado y el Contratista que le correspondan a cada uno para el mes que trate, respecto a la producción de los Hidrocarburos obtenidos.

3.8.1 Regalías

El monto de las Regalías se determinará para cada tipo de Hidrocarburo mediante la aplicación de la tasa correspondiente al Valor Contractual del petróleo, gas natural y condensados producidos en cada período.

Para el caso del Gas Natural, el monto de las regalías se calculará por separado según se trate de Gas Natural (metano) o cada uno de sus líquidos (etano, propano y butano) considerando la tasa y el valor contractual que a cada uno corresponda, determinados con base en el precio contractual y el volumen de cada uno de los productos mencionados.

Conforme a lo dispuesto en los lineamientos y lo estipulado en los contratos, durante la vigencia de estos, las tasas aplicadas para las regalías se actualizarán de acuerdo con las reglas estipuladas en el Modelo de Contrato publicado por la CNH. La actualización de las tasas aplicables se llevará a cabo en el mes de enero, considerando la primera publicación de variación anual observada en el mes de diciembre del año previo del Índice de Precios al Productor (IPP) de los Estados Unidos de América o el que lo sustituya (π_{t-1}), tomando el año de 2018 como año base.

- I. La tasa de la Regalía aplicable a la producción de petróleo se actualizará de acuerdo con las Fórmulas establecidas en la Tabla 7:

Tabla 7: Tasa aplicable a la producción de petróleo

Fórmula		
A. Si: precio contractual del período $< A_t$; Tasa = 7.5 %		
B. Si: precio contractual del período $\geq A_t$; Tasa = $[B_t * \text{precio contractual del período} + 1.5]\%$		
Valor Establecido en Ley para 2015	Valor aplicable a 2018	Actualización anual
$A_{2015} = 48$ $B_{2015} = 0.125$	$A_{2018} = 47.95$ $B_{2018} = 0.126$	$A_t = A_{t-1} * (1 + \pi_{t-1})$ $B_t = \frac{B_{t-1}}{(1 + \pi_{t-1})}$

Donde A y B son los parámetros establecidos en el Artículo 24, fracción I, de la LISH y t se refiere al año en que se realice la actualización.

- II. La tasa de la Regalía aplicable a la producción de Gas Natural Asociado se actualizará de acuerdo con las fórmulas establecidas en la Tabla 8:

Tabla 8: Tasa aplicable a la producción de Gas Natural

Fórmula		
$Tasa = \frac{\text{Precio contractual del período}}{C_t}$		
Valor Establecido en Ley para 2015	Valor aplicable a 2018	Actualización anual
$C_{2015} = 100$	$C_{2018} = 99.90$	$C_{.t} = C_{t-1} * (1 + \pi_{t-1})$

Donde C es el parámetro establecido en el Artículo 24, fracción II, inciso a), de la LISH y t se refiere al año en que se realice la actualización.

- III. La tasa de la Regalía aplicable a la producción de Gas Natural No Asociado se actualizará de acuerdo con las fórmulas establecidas de la Tabla 9:

Tabla 9: Tasa aplicable al Gas Natural No Asociado

Fórmula		
A. Si: precio contractual del período $\leq D_t$; Tasa = 0%		
B. Si: $D_t < \text{precio contractual del período} < E_t$; $Tasa = \left[\frac{(\text{precio contractual del período} - D_t) * 60.5}{\text{precio contractual del período}} \right] \%$		
C. Si: precio contractual del período $\geq E_t$; Tasa = $\frac{\text{Precio contractual del período}}{E_t}$		
Valor Establecido en Ley para 2015	Valor aplicable a 2018	Actualización anual
$D_{2015} = 5$	$D_{2018} = 5.00$	$D_{.t} = D_{t-1} * (1 + \pi_{t-1})$
$E_{2015} = 5.5$	$E_{2018} = 5.49$	$E_t = E_{t-1} * (1 + \pi_{t-1})$
$F_{2015} = 100$	$F_{2018} = 99.90$	$F_t = F_{t-1} * (1 + \pi_{t-1})$

Donde D, E y F son los parámetros establecidos en el Artículo 24, fracción II, inciso b), de la LISH y t se refiere al año en que se realice la actualización.

- IV. La tasa de la Regalía aplicable a la producción de los condensados se actualizará de acuerdo con las fórmulas establecidas en la Tabla 10:

Tabla 10: Tasa aplicable a la producción de condensados

Fórmula		
A. Si: precio contractual del período < G_t ; Tasa = 5 %		
B. Si: precio contractual del período $\geq G_t$; Tasa = [H_t * <i>precio contractual del período</i> - 2.5]%		
Valor Establecido en Ley para 2015	Valor aplicable a 2018	Actualización anual
$G = 60$ $H_{2015} = 0.125$	$G_{2018} = 59.94$ $H_{2018} = 0.126$	$G_t = G_{t-1} * (1 + \pi_{t-1})$ $H_t = \frac{H_{t-1}}{(1 + \pi_{t-1})}$

Donde G y H son los parámetros establecidos en el Artículo 24, fracción III, de la LISH y t se refiere al año en que se realice la actualización.

3.8.2 Límite de Recuperación de Costos

Como ya se mencionó, el Límite de Recuperación de Costos se refiere al monto máximo que, expresado como porcentaje del Valor Contractual de los Hidrocarburos, se podrá destinar para la contraprestación correspondiente a la recuperación de los costos, gastos e inversiones que realice el contratista al amparo del contrato.

Los rangos aplicables al Límite de Recuperación de Costos son los mostrados en la Tabla 11:

Tabla 11: Rangos aplicables al Límite de Recuperación de Costos

Tipo de Área		Exploratorio (%)	Desarrollo (%)
Costa afuera con tirante de agua menor a 500 m	Convencionales	De 50 a 70	De 50 a 70
	Gas Natural No Asociado	De 60 a 80	De 60 a 80
	No convencionales	De 50 a 70	De 50 a 70
Terrestres	Convencionales	De 45 a 75	De 45 a 75
	Gas Natural No Asociado	De 60 a 85	De 60 a 85
	No convencionales	De 55 a 75	De 55 a 75
Costa afuera con un tirante de agua mayor a 500 m	Convencionales	De 50 a 70	De 50 a 70
	Gas Natural no Asociado	De 60 a 80	De 60 a 80

3.8.3 Procedimiento para determinar las contraprestaciones de los Contratos de Licencia

El mecanismo de ajuste aplicable al valor contractual de los hidrocarburos será aplicado de la siguiente manera:

$$TR_{P,t} = M_o + AR_{P,t}$$

Donde:

$TR_{P,t}$ = Tasa aplicable al valor contractual del petróleo y de los condensados producidos en el área contractual en el periodo t

M_o = Porcentaje Mínimo del valor contractual de los hidrocarburos producidos en el área contractual que corresponde al Estado al inicio de la vigencia del contrato

$AR_{P,t}$ = Factor de ajuste en el periodo t

El factor de ajuste se calculará con base en el promedio diario de producción agregada del Petróleo y de Condensados registrada durante el periodo t y los dos periodos inmediatos anteriores con base a las siguientes fórmulas mostradas en la Tabla 12:

Tabla 12: Fórmulas aplicables para determinar el factor de ajuste $AR_{P,t}$

Producción promedio diaria	Fórmula aplicable para determinar el factor de ajuste
$Q_{P,t} \leq U_{P,1}$	$AR_{P,t} = 0$
$U_{P,1} < Q_{P,t} \leq U_{P,2}$	$AR_{P,t} = \text{Max}[0, M_P - R_{P,t}] \left(\frac{Q_{P,t} - U_{P,1}}{U_{P,2} - U_{P,1}} \right)$
$U_{P,1} < Q_{P,t}$	$AR_{P,t} = \text{Max}[0, M_P - R_{P,t}]$

Donde:

$Q_{P,t}$ = Promedio, en miles de barriles diarios, de la producción agregada de Petróleo y Condensados registrada durante el periodo t y los dos periodos inmediatos anteriores. El primer y segundo periodo en que exista producción de Petróleo o Condensados, el valor de $Q_{P,t}$ será el promedio de la producción agregada desde el primer periodo

$AR_{P,t}$ = Factor de ajuste en el periodo t

$R_{P,t}$ = Tasa ponderada de Regalías por la producción de Petróleo y Condensados correspondientes al periodo t, que se determinara mediante la división de la suma de las Regalías por Petróleo y Regalías por Condensados, entre la suma del Valor Contractual del Petróleo y el Valor Contractual de Condensados.

$M_P = 20\%$

$U_{P,1} = 30$ mil barriles diarios

$U_{P,2} = 120$ mil barriles diarios

La tasa aplicable para determinar el monte de la contraprestación como porcentaje del valor contractual del Gas Natural que reciba el Estado en cada periodo se calculará de la siguiente manera:

$$TR_{G,t} = M_o + AR_{G,t}$$

Donde:

$TR_{G,t}$ = Tasa aplicable al valor contractual del Gas Natural producido en el área contractual en el periodo t

M_o = Porcentaje Mínimo del valor contractual de los hidrocarburos producidos en el área contractual que corresponde al Estado al inicio de la vigencia del contrato

$AR_{G,t}$ = Factor de ajuste en el periodo t

El factor de ajuste se calculará con base en el promedio diario de producción de Gas Natural registrada durante el periodo t y los dos periodos inmediatos anteriores con base a las siguientes fórmulas mostradas en la Tabla 13:

Tabla 13: Fórmulas aplicables para determinar el factor de ajuste $AR_{G,t}$

Producción promedio diaria	Fórmula aplicable para determinar el factor de ajuste
$Q_{G,t} \leq U_{G,1}$	$AR_{G,t} = 0$
$U_{G,1} < Q_{G,t} \leq U_{G,2}$	$AR_{G,t} = \text{Max}[0, M_G - R_{G,t}] \left(\frac{Q_{G,t} - U_{G,1}}{U_{G,2} - U_{G,1}} \right)$
$U_{G,2} < Q_{G,t}$	$AR_{G,t} = \text{Max}[0, M_G - R_{G,t}]$

Donde:

$Q_{G,t}$ = Promedio, en millones de pies cúbicos diarios, de la producción de Gas Natural registrada durante el periodo t y los dos periodos inmediatos anteriores. El primer y segundo periodo en que exista producción de Gas Natural, el valor de $Q_{G,t}$ será el promedio de la producción agregada desde el primer periodo

$AR_{G,t}$ = Factor de ajuste en el periodo t

$R_{G,t}$ = Tasa ponderada de Regalías por la producción de Gas Natural correspondiente al periodo t, que se determinara mediante la división de la suma de las Regalías por Gas Natural, entre el Valor Contractual del Gas Natural

$M_G = 10\%$

$U_{G,1} = 80$ millones de pies cúbicos diarios

$U_{G,2} = 240$ millones de pies cúbicos diarios

3.8.4 Procedimiento para determinar las contraprestaciones de los Contratos de Utilidad Compartida y Producción Compartida

La Utilidad Operativa se determinará para cada Periodo, siendo el resultado de restar al Valor Contractual de los Hidrocarburos y otros ingresos, la Recuperación de Costos y las Regalías efectivamente pagadas al Estado con base a la siguiente fórmula:

$$UO_t = VCH_t + IA_t - CR_t - R_t$$

Donde:

UO_t = Utilidad Operativa en el Periodo t

IA_t = Los ingresos adicionales

VCH_t = Valor contractual de los hidrocarburos en el periodo t

R_t = Regalías efectivamente pagadas al Estado en el periodo t

CR_t = Recuperación de Costos en el periodo t

El contrato establecerá el porcentaje de la Utilidad Operativa que el Estado recibirá, por su parte, el contratista recibirá el remanente de la Utilidad Operativa en dicho Mes, después del pago del porcentaje de la Utilidad Operativa en especie que le corresponde al Estado y se entrega al comercializador. El porcentaje de Utilidad Operativa será ajustado mediante el Mecanismo de Ajuste siguiente:

$$SG_t = 100\% - SCA_t$$

Donde:

SG_t = Porcentaje de Utilidad Operativa que reciba el Estado para el periodo t

SCA_t = Porcentaje ajustado de Utilidad Operativa que reciba el contratista para el periodo t

Cuanto la métrica del resultado operativo antes de impuestos del contratista para el periodo inmediato anterior al que se trate (MRO_{t-1}) sea menor al valor de U_1 , el porcentaje de Utilidad Operativa que reciba será SC_1 .

Cuando el valor de la métrica del resultado operativo antes de impuestos del contratista para el periodo inmediato anterior del que se trate (MRO_{t-1}) se encuentre entre U_1 y U_2 , el porcentaje de Utilidad Operativa que reciba el contratista, SCA_t , se determinará conforme a la siguiente fórmula:

$$SCA_t = SC_1 - (SC_1 - SC_2) \left(\frac{MRO_{t-1} - U_1}{U_2 - U_1} \right)$$

Donde:

SCA_t = Porcentaje ajustado de Utilidad Operativa que recibe el contratista en el periodo t

SC_1 = Porcentaje de Utilidad Operativa que recibe el contratista al inicio de la vigencia del contrato

SC_2 = Porcentaje mínimo de Utilidad Operativa que recibe el contratista al multiplicar SC_1 por un factor de 0.25

MRO_{t-1} = Métrica del resultado operativo antes de impuestos del contratista en el periodo t - 1

U_1 = 25%

U_2 = 40%

Cuando la métrica del resultado operativo antes de impuestos del contratista para el periodo inmediato anterior al que se trate (MRO_{t-1}) sea mayor al valor de U_2 , el porcentaje de Utilidad Operativa que reciba el contratista será SC_2 .

El resultado operativo del Contratista para período cada consistirá en la suma de las contraprestaciones que le correspondan al contratista conforme al contrato, incluyendo aquellas que se deriven de los ingresos adicionales. Para calcular el resultado operativo

del contratista, los costos contemplados en el Programa Mínimo de Trabajo y en el Incremento en el Programa mínimo de trabajo se multiplicarán por un factor igual a 4.

El cálculo del resultado operativo del contratista será el siguiente:

$$ROC_t = UO_t * SCA_t + CR_t - C_t - 4 * PM_t$$

Donde:

ROC_t = Resultado operativo del contratista en el periodo t

UO_t = Utilidad Operativa en el periodo t

SCA_t = Participación del Contratista en el periodo t determinada con base al mecanismo de ajuste

CR_t = Costos reconocidos como recuperados en el periodo t

PM_t = Costos Elegibles registrados en el mismo periodo y que son contemplados en el programa mínimo de trabajo y en el incremento al programa mínimo de trabajo

C_t = Costos Elegibles registrados en el mismo periodo, distintos de aquellos contemplados en el programa mínimo de trabajo y en el incremento del programa mínimo de trabajo

4. ANÁLISIS DE CASOS DE ALTERNATIVAS PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS AL AMPARO DE LA NUEVA LEGISLACIÓN

En este Capítulo se hará una comparativa de los distintos Modelos de Asignación y Contratos que se dan en la Industria Petrolera Nacional. Se presentan cuatro casos que corresponden a diferentes Campos:

- 1) **Campo A:** El Campo A es una Asignación que se le otorgó a Pemex.
- 2) **Campo B:** El Campo B es un CEE sin socio que anteriormente era una Asignación, pero se determinó migrarlo a una Modalidad de Contratación, la cual es de Producción Compartida.
- 3) **Campo C:** El Campo C es un CEE con socio que anteriormente era una Asignación, pero se determinó migrarlo a una Modalidad de Contratación, la cual es de Licencia, hay que destacar que este campo se licitó bajo el esquema de Farmout.
- 4) **Campo D:** El Campo D es un CEE que fue adjudicado a una Empresa Privada en una de las Rondas de Licitación realizadas por la CNH.

En los 4 casos se hizo una Evaluación Económica que permitió hacer la comparación correspondiente para los diferentes Modelos de Asignación y Contratación

4.1 Campo A

El Campo A tiene dos formaciones productoras, una en el Cretácico Superior (Calizas) y otra en el Jurásico Superior Kimmeridgiano (Dolomias). Esta localizado en Aguas Someras del Golfo de México, frente a las costas del Estado de Tabasco y aproximadamente a 28.6 kilómetros al Noreste de la Terminal Marítima de Dos Bocas, Paraíso Tabasco. A continuación, se presentan las características generales del campo por formación productora:

- **Campo A Cretácico**

La formación del Cretácico fue descubierta en el año de 2005, tiene una profundidad promedio 6,300 metros desarrollados bajo el nivel del mar y su área es de 18.2 km². El tirante de agua es de 24 metros. El espesor promedio es de 41 metros, con porosidad promedio de 5% y saturación de agua promedio de 25%.

La producción inicial de esta formación se dio con dos pozos que produjeron inicialmente, entre los dos, 4,300 barriles de aceite al día. El tipo de aceite es ligero de 33 grados API.

- **Campo A JSK**

La formación del JSK inició su explotación en el año de 2009, tiene una profundidad media del yacimiento de 6,800 metros bajo el nivel del mar y su área es de 10.62 km². El tirante de agua promedio es de 28 metros. El espesor Neto es de 131.4 metros, con una porosidad promedio de 6.5%, saturación de agua promedio de 29% y una permeabilidad promedio de 24 [mD]. Produce aceite ligero de 32 grados API.

El Campo A cuenta al 2017 con una reserva 1P de 131 millones de barriles de petróleo crudo equivalente [mmbpce], una reserva 2P de 182 [mmbpce] y una reserva 3P de 30 [mmbpce].

El Plan de Desarrollo para la Extracción del Campo A considera la perforación de 9 pozos, 10 terminaciones y 2 reparaciones mayores

La producción de aceite y gas en mezcla del Campo A será transportada hacia la Terminal Marítima de Dos Bocas, Tabasco, vía Yaxché A.

Para el horizonte del proyecto de este caso se tomó en cuenta la duración del Título de Asignación al cual pertenece el Campo A, entonces los cálculos estimados para cada modelo que se presenta corresponde al período de 2017 a 2038.

Los pronósticos de producción de aceite y gas para el Campo A son los mostrados en la Tabla 14 y de manera gráfica en la Figura 15 y en la Figura 16:

Tabla 14: Pronóstico de producción del Campo A

Año	Aceite [mbd]	Gas [mmpcd]
2017	160.36	123.10
2018	89.80	75.79
2019	61.29	55.73
2020	44.66	41.10
2021	32.22	30.13
2022	22.00	22.15
2023	15.01	16.29
2024	10.28	12.01
2025	7.00	8.81
2026	4.78	6.48
2027	3.26	4.76
2028	2.23	3.51
2029	1.52	2.57
2030	1.04	1.89
2031	0.71	1.39
2032	0.48	1.03
2033	0.33	0.75
2034	0.23	0.55

2035	0.15	0.41
2036	0.11	0.30
2037	0.09	0.28
2038	0.06	0.21

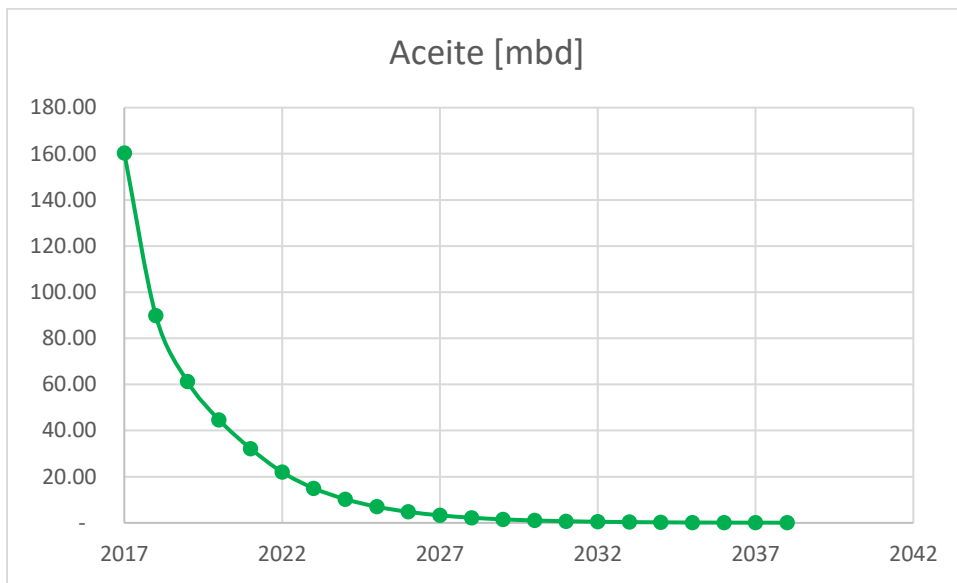


Figura 15: Pronóstico de Producción del Aceite para el Campo A

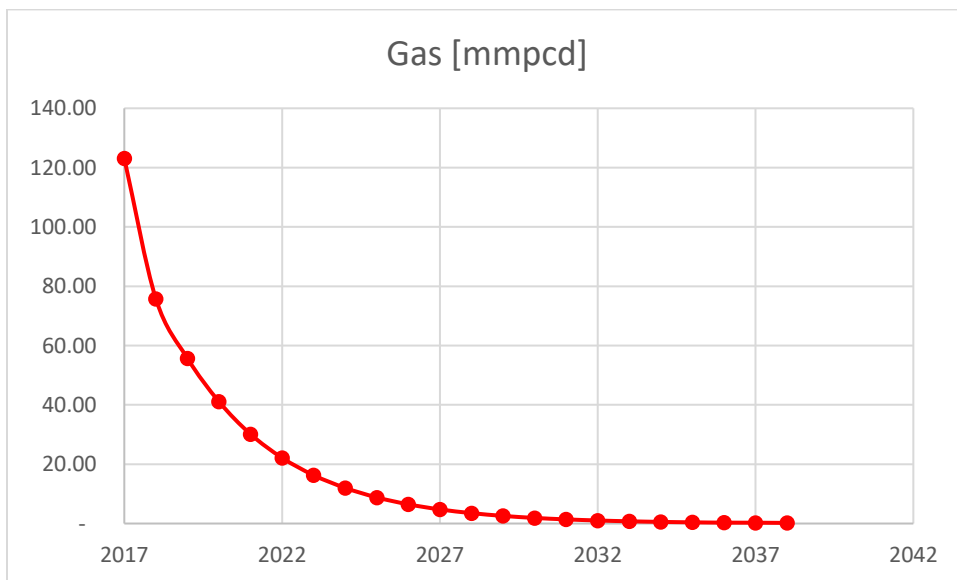


Figura 16: Pronóstico de Producción del Gas para el Campo A

La Inversión Total para llevar a cabo el desarrollo del proyecto del Campo A se estimó en 2,878 millones de dólares, de donde, 1,679 millones de dólares corresponden a la Inversión Estratégica y 1,199 millones de dólares le corresponden a la Inversión Operacional.

Para el Gasto de Operación se estimaron un total de 334.05 millones de dólares, en este caso y para los siguientes se estimó un gasto de operación de 2 dólares por barril.

La Tabla 15 muestra las inversiones necesarias por año para el proyecto de Extracción del Campo A:

Tabla 15: Inversiones para el proyecto de Extracción del Campo A

Año	Gasto de Operación [mmUSD]	Inversión Operacional [mmUSD]	Inversión Estratégica [mmUSD]	Inversión Total [mmUSD]
2017	\$117.06	\$366.00	\$0.00	\$366.00
2018	\$65.55	\$261.00	\$466.00	\$727.00
2019	\$44.75	\$172.00	\$293.00	\$465.00
2020	\$32.60	\$120.00	\$295.00	\$415.00
2021	\$23.52	\$92.00	\$219.00	\$311.00
2022	\$16.06	\$71.00	\$91.00	\$162.00
2023	\$10.96	\$58.00	\$79.00	\$137.00
2024	\$7.51	\$37.00	\$62.00	\$99.00
2025	\$5.11	\$20.00	\$112.00	\$132.00
2026	\$3.49	\$2.00	\$62.00	\$64.00
2027	\$2.38	\$0.00	\$0.00	\$0.00
2028	\$1.63	\$0.00	\$0.00	\$0.00
2029	\$1.11	\$0.00	\$0.00	\$0.00
2030	\$0.76	\$0.00	\$0.00	\$0.00
2031	\$0.52	\$0.00	\$0.00	\$0.00
2032	\$0.35	\$0.00	\$0.00	\$0.00
2033	\$0.24	\$0.00	\$0.00	\$0.00
2034	\$0.16	\$0.00	\$0.00	\$0.00
2035	\$0.11	\$0.00	\$0.00	\$0.00
2036	\$0.08	\$0.00	\$0.00	\$0.00
2037	\$0.06	\$0.00	\$0.00	\$0.00
2038	\$0.04	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Total	\$334.05	\$1,199.00	\$1,679.00	\$2,878.00

Las premisas económicas utilizadas para el Campo A se basaron en los precios futuros del barril de petróleo y del millar de pie cúbico de gas natural producido. La Tasa de Descuento utilizada fue del 10% y el tipo de cambio fue de \$19.00 pesos por dólar.

Con las premisas antes mencionadas se tiene un Total de Ingresos por la venta de aceite y gas de 10,201.11 millones de dólares. La Tabla 16 muestra los ingresos obtenidos por la venta de aceite y gas por año y el flujo de efectivo antes de impuestos:

Tabla 16: Evaluación Económica antes de Impuestos y Derechos del Campo A

Año	Precio por Barril [USD]	Precio por mmpc [USD]	Ingresos Aceite [mmUSD]	Ingresos Gas [mmUSD]	Total, de Ingresos [mmUSD]	Flujo de Efectivo Antes de Impuestos y Derechos [mmUSD]
2017	\$51.15	\$4.75	\$2,993.83	\$213.43	\$3,207.26	\$2,724.20
2018	\$53.38	\$4.88	\$1,749.56	\$135.00	\$1,884.56	\$1,092.01
2019	\$59.58	\$5.02	\$1,332.96	\$102.11	\$1,435.07	\$925.33
2020	\$61.57	\$5.17	\$1,003.73	\$77.56	\$1,081.29	\$633.69
2021	\$62.52	\$5.29	\$735.34	\$58.18	\$793.52	\$458.99
2022	\$63.38	\$5.42	\$508.85	\$43.83	\$552.67	\$374.62
2023	\$64.02	\$5.56	\$350.85	\$33.06	\$383.90	\$235.94
2024	\$64.42	\$5.74	\$241.74	\$25.17	\$266.91	\$160.41
2025	\$64.81	\$5.84	\$165.49	\$18.77	\$184.26	\$47.16
2026	\$65.21	\$5.92	\$113.66	\$13.99	\$127.65	\$60.17
2027	\$65.41	\$6.00	\$77.82	\$10.43	\$88.25	\$85.87
2028	\$65.61	\$6.04	\$53.45	\$7.74	\$61.19	\$59.56
2029	\$65.84	\$6.15	\$36.50	\$5.78	\$42.28	\$41.17
2030	\$65.95	\$6.24	\$24.96	\$4.31	\$29.27	\$28.51
2031	\$65.95	\$6.24	\$17.04	\$3.17	\$20.20	\$19.69
2032	\$65.95	\$6.24	\$11.66	\$2.34	\$14.00	\$13.65
2033	\$65.95	\$6.24	\$7.94	\$1.71	\$9.65	\$9.41
2034	\$65.95	\$6.24	\$5.42	\$1.26	\$6.68	\$6.51
2035	\$65.95	\$6.24	\$3.70	\$0.93	\$4.62	\$4.51
2036	\$65.95	\$6.24	\$2.53	\$0.68	\$3.22	\$3.14
2037	\$65.95	\$6.24	\$2.09	\$0.64	\$2.73	\$2.67
2038	\$65.95	\$6.24	\$1.43	\$0.47	\$1.90	\$1.86
		Total	\$9,440.55	\$760.56	\$10,201.11	\$6,989.07

4.1.1 Modelo como Asignación Petrolera

Como ya se mencionó en el Capítulo 3 de este trabajo, el Régimen Fiscal de las Asignaciones petroleras corresponde al Derecho por la Utilidad Compartida, el Derecho por la Exploración y Extracción de Hidrocarburos y los Impuestos aplicables en esas actividades.

Para el caso del Derecho por la Utilidad Compartida, el porcentaje aplicado para el 2018 es de 66.25% el cuál fue aplicado para los cálculos de la Evaluación Económica. La Tasa del 66.25% se aplica al hacer las deducciones del 100% de las inversiones realizadas para la Exploración, Recuperación Secundaria y mantenimiento no capitalizable, el 25% del monto original de las Inversiones en Desarrollo y Extracción de yacimientos, el 10 % de las Inversiones en Infraestructura para el transporte y almacenamiento de hidrocarburos y el Derecho por la Extracción de Hidrocarburos siempre y cuando haya sido efectivamente pagado en cada período.

Dado que la Asignación es para la Extracción de Hidrocarburos no se considera el Derecho por la Exploración de Hidrocarburos.

El Límite de Recuperación de Costos para las Asignaciones es del 12.5% para áreas ubicadas en aguas someras, del 80% para áreas de gas no asociado y del 60% para aguas profundas.

Entonces los Impuestos y Derechos fiscales que se aplicarán para el Modelo de Asignación serán los siguientes:

- Derecho por Utilidad Compartida (DUC)
- Derecho por la Extracción de Hidrocarburos, tasa por el valor de los hidrocarburos producidos (DextrH)
- Impuesto por las Actividades de Exploración y Extracción, tasa aplicada por kilómetro cuadrado, en el caso del Campo A le corresponde un área de 76.025 km² (IAEEH)

La Tabla 17 muestra los resultados de la Evaluación Económica después de Impuestos y derechos:

Tabla 17: Evaluación Económica Después de Impuestos y Derechos del Campo A como una Asignación Petrolera

Año	DUC [mmUSD]	IAEEH [mmUSD]	DExtrH [mmUSD]	Flujo de Efectivo Después de Impuestos y Derechos [mmUSD]
2017	\$1,629.78	\$0.30	\$254.81	\$839.31
2018	\$637.80	\$0.30	\$155.02	\$298.88
2019	\$523.66	\$0.30	\$129.26	\$272.11
2020	\$345.18	\$0.30	\$100.10	\$188.10

2021	\$248.78	\$0.30	\$74.41	\$135.50
2022	\$213.60	\$0.30	\$52.43	\$108.29
2023	\$136.27	\$0.30	\$36.73	\$62.64
2024	\$90.52	\$0.30	\$25.67	\$43.92
2025	\$17.50	\$0.30	\$17.81	\$11.54
2026	\$24.38	\$0.30	\$12.40	\$23.08
2027	\$45.46	\$0.30	\$8.60	\$31.51
2028	\$31.51	\$0.30	\$5.98	\$21.77
2029	\$11.10	\$0.30	\$4.14	\$25.63
2030	\$15.06	\$0.30	\$2.87	\$10.27
2031	\$10.40	\$0.30	\$1.98	\$7.00
2032	\$7.21	\$0.30	\$1.37	\$4.76
2033	\$4.97	\$0.30	\$0.95	\$3.19
2034	\$3.44	\$0.30	\$0.66	\$2.12
2035	\$2.38	\$0.30	\$0.45	\$1.37
2036	\$1.66	\$0.30	\$0.32	\$0.86
2037	\$1.40	\$0.30	\$0.27	\$0.69
2038	\$0.98	\$0.30	\$0.19	\$0.39
Total	\$4,003.03	\$6.69	\$886.41	\$2,092.93

Los resultados finales se muestran en los indicadores económicos de la Tabla 18:

Tabla 18: Indicadores Económicos del Campo A como Asignación Petrolera

VPN AI (Valor Presente Neto Antes de Impuestos) [mmUSD]	\$5,856.01
VPN DI (Valor Presente Neto Después de Impuestos) [mmUSD]	\$1,745.64
VPI (Valor Presente de las Inversiones) [mmUSD]	\$2,252.87
VPN AI/ VPI	2.60
VPN DI/VPI	0.77

4.1.2 Modelo como CEE de tipo Licencia

Para el caso de un Modelo como CEE de tipo Licencia se supuso que el Campo A determinó migrarse a esta modalidad de contratación.

Las premisas para la Evaluación Económica serán las mismas al modelo de Asignación antes de los Impuestos y Derechos, propios del Contrato de Licencia, por lo que el volumen de hidrocarburos producidos, los costos e inversiones y el Flujo de Efectivo serán los que se presentaron antes en las Tablas 14,15 y 16.

Para poder hacer los cálculos correspondientes de la Evaluación Económica después de Impuestos y Derechos de este Modelo, se consideró una Tasa por la Utilidad Compartida del 30%, el mínimo considerado por el Estado.

Como se explicó en el Capítulo 3 los Contratos de tipo Licencia, establecen las siguientes contraprestaciones a favor del estado:

- I. Un Bono a la firma
- II. La Cuota Contractual de la Fase Exploratoria
- III. Regalías
- IV. Una Contraprestación que se determinará en los Contratos considerando la aplicación de una tasa al Valor Contractual de los Hidrocarburos para el mes que trate, esta contraprestación será un porcentaje del Valor Contractual de los Hidrocarburos que será ajustado mediante el mecanismo de ajuste correspondiente

A favor del contratista será una transmisión onerosa de los hidrocarburos extraídos.

Considerando los puntos anteriores la Evaluación Económica después de Derechos e Impuestos se muestra en la Tabla 19:

Tabla 19: Evaluación Económica Después de Impuestos y Derechos del Campo A como un CEE de tipo Licencia

Año	Regalía [mmUSD]	Regalía Adicional [mmUSD]	Flujo de Efectivo Después de Impuestos y Derechos [mmUSD]
2017	\$246.46	\$1,449.04	\$1,028.70
2018	\$150.51	\$780.59	\$160.91
2019	\$125.19	\$519.78	\$280.35
2020	\$96.94	\$356.83	\$179.92
2021	\$72.04	\$238.45	\$148.50
2022	\$50.65	\$165.80	\$158.17
2023	\$35.40	\$115.17	\$85.37
2024	\$24.69	\$80.07	\$55.64
2025	\$17.09	\$55.28	-\$25.22
2026	\$11.87	\$38.30	\$10.00
2027	\$8.21	\$26.48	\$51.19
2028	\$5.69	\$18.36	\$35.52
2029	\$3.93	\$12.68	\$24.55
2030	\$2.72	\$8.78	\$17.01
2031	\$1.87	\$6.06	\$11.76
2032	\$1.29	\$4.20	\$8.16
2033	\$0.89	\$2.90	\$5.63
2034	\$0.61	\$2.00	\$3.90
2035	\$0.42	\$1.39	\$2.70

2036	\$0.29	\$0.96	\$1.88
2037	\$0.25	\$0.82	\$1.60
2038	\$0.17	\$0.57	\$1.12
Total	\$857.18	\$3,884.51	\$2,247.38

No se consideró la Cuota Contractual para la Fase Exploratoria, dentro del Flujo de Efectivo después de Impuestos y Derechos ya está incluido el Impuesto por las Actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Los resultados finales se muestran en los indicadores económicos de la Tabla 20:

Tabla 20: Indicadores Económicos del Campo A como CEE de tipo Licencia

VPN AI (Valor Presente Neto Antes de Impuestos) [mmUSD]	\$5,856.01
VPN DI (Valor Presente Neto Después de Impuestos) [mmUSD]	\$1,863.88
VPI (Valor Presente de las Inversiones) [mmUSD]	\$2,252.87
VPN AI/ VPI	2.60
VPN DI/VPI	0.83

4.1.3 Modelo como CEE de tipo Producción Compartida

Igualmente, que, para el caso anterior, se supuso que el Campo A se decidió migrar a un CEE de tipo Producción Compartida.

Las premisas para la Evaluación Económica serán las mismas al Modelo de Asignación antes de los Impuestos y Derechos, propios del Contrato de Producción Compartida, por lo que el volumen de hidrocarburos producidos, los costos e inversiones y el Flujo de Efectivo serán los que se presentaron antes en las Tablas 14,15 y 16.

Para poder hacer los cálculos correspondientes a la Evaluación Económica después de Impuestos y Derechos de este Modelo, se consideró una Tasa para la Utilidad Operativa del 30% y un porcentaje de Recuperación de Costos del 65%.

Como se estableció en el Capítulo 3 los Contratos de Producción Compartida establecen las siguientes contraprestaciones a favor del Estado:

- I. Cuota Contractual por la fase Exploratoria
- II. Regalías
- III. Una contraprestación que se determinará por la aplicación de un porcentaje a la Utilidad Operativa

En cuanto a las contraprestaciones a favor del contratista, se tiene la Recuperación de Costos y una contraprestación que será el remanente de la Utilidad Operativa después de cubrir las contraprestaciones del estado.

Considerando los puntos anteriores la Evaluación Económica después de Derechos e Impuestos se muestra en la Tabla 21:

Tabla 21: Evaluación Económica Después de Impuestos y Derechos del Campo A como un CEE de tipo Producción Compartida

Año	Regalía [mmUSD]	Utilidad Operativa [mmUSD]	Flujo de Efectivo Después de Impuestos y Derechos [mmUSD]
2017	\$246.46	\$262.82	\$2,214.61
2018	\$150.51	\$152.73	\$788.47
2019	\$125.19	\$113.13	\$686.71
2020	\$96.94	\$84.45	\$451.99
2021	\$72.04	\$61.71	\$324.94
2022	\$50.65	\$42.84	\$280.83
2023	\$35.40	\$29.69	\$170.55
2024	\$24.69	\$20.62	\$114.79
2025	\$17.09	\$14.22	\$15.54
2026	\$11.87	\$9.84	\$38.15
2027	\$8.21	\$6.80	\$70.56
2028	\$5.69	\$4.72	\$48.85
2029	\$3.93	\$3.26	\$33.67
2030	\$2.72	\$2.26	\$23.23
2031	\$1.87	\$1.56	\$15.95
2032	\$1.29	\$1.08	\$10.97
2033	\$0.89	\$0.75	\$7.47
2034	\$0.61	\$0.52	\$5.08
2035	\$0.42	\$0.36	\$3.43
2036	\$0.29	\$0.25	\$2.29
2037	\$0.25	\$0.21	\$1.90
2038	\$0.17	\$0.15	\$1.24
Total	\$857.18	\$813.96	\$5,311.23

No se consideró la Cuota Contractual para la Fase Exploratoria, en el Flujo de Efectivo ya se consideró el Impuesto por las Actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Los resultados finales se muestran en los indicadores económicos de la Tabla 22:

Tabla 22: Indicadores Económicos del Campo A como CEE de tipo Producción Compartida

VPN AI (Valor Presente Neto Antes de Impuestos) [mmUSD]	\$5,856.01
VPN DI (Valor Presente Neto Después de Impuestos) [mmUSD]	\$4,486.12
VPI (Valor Presente de las Inversiones) [mmUSD]	\$2,252.87
VPN AI/ VPI	2.60
VPN DI/VPI	1.99

4.1.4 Comparativa de Modelos

Con los resultados obtenidos en los modelos anteriores ahora se puede hacer un comparativo de cuál es el modelo que le conviene seguir a Pemex, la Tabla 23 muestra el comparativo:

Tabla 23: Comparativa de Modelos para el Campo A

	VPN AI [mmUSD]	VPI [mmUSD]	VPN DI [mmUSD]	VPN AI/VPI	VPN DI/VPI
Modelo de Asignación	\$5,856.01	\$2,252.87	\$1,745.64	2.60	0.77
Modelo de Licencia	\$5,856.01	\$2,252.87	\$1,863.88	2.60	0.83
Modelo de Utilidad Compartida/Producción Compartida	\$5,856.01	\$2,252.87	\$4,486.12	2.60	1.99

El Modelo de Producción Compartida presenta la mejor alternativa si Pemex quiere solicitar Migrar el Título de Asignación del Campo A hacia un CEE, debido a que considera Recuperación de Costos y en el caso de estudio, el porcentaje de Recuperación de Costos es del 65%, por otro lado, la tasa para la Utilidad Operativa no es una carga considerable para afectar la rentabilidad del proyecto.

En el caso del Modelo de Asignación, se tiene una menor rentabilidad debido a la mayor carga fiscal que se tiene, puesto que el pago del DUC es del 66.25% y aunque considera una Recuperación de Costos, no es equiparable al porcentaje que se maneja para el Modelo de Producción Compartida.

En el caso del Modelo de Licencia, aunque es mejor que el Modelo de Asignación, no considera una recuperación de costos puesto que el Contratista tiene que cubrir a su exclusivo costo y riesgo las inversiones para extraer los Hidrocarburos del área donde el Estado le confirió los derechos sobre la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Los puntos anteriores únicamente se centran en el beneficio para Pemex, pero, también es necesario establecer cuál es el modelo que más le conviene al Estado que Pemex mantenga, para esto en la Tabla 24 se muestra el total de ingresos que recibiría el Estado por las Contraprestaciones en cada Modelo analizado:

Tabla 24: Monto Total de Contraprestaciones para el Estado del Campo A

Año	Contraprestaciones Modelo de Asignación [mmUSD]	Contraprestaciones Modelo de Licencia [mmUSD]	Contraprestaciones Modelo de Producción Compartida [mmUSD]
2017	\$1,884.89	\$1,695.81	\$509.59
2018	\$793.13	\$931.40	\$303.54
2019	\$653.22	\$645.28	\$238.62
2020	\$445.59	\$454.07	\$181.70
2021	\$323.49	\$310.79	\$134.05
2022	\$266.33	\$216.75	\$93.79
2023	\$173.30	\$150.88	\$65.40
2024	\$116.49	\$105.07	\$45.62
2025	\$35.62	\$72.68	\$31.62
2026	\$37.08	\$50.47	\$22.02
2027	\$54.36	\$34.99	\$15.32
2028	\$37.79	\$24.35	\$10.71
2029	\$15.54	\$16.92	\$7.50
2030	\$18.24	\$11.80	\$5.28
2031	\$12.69	\$8.23	\$3.73
2032	\$8.88	\$5.80	\$2.68
2033	\$6.22	\$4.09	\$1.94
2034	\$4.40	\$2.92	\$1.43
2035	\$3.14	\$2.11	\$1.08
2036	\$2.27	\$1.56	\$0.85
2037	\$1.98	\$1.37	\$0.76
2038	\$1.47	\$1.04	\$0.62
Total	\$4,896.14	\$4,748.38	\$1,677.83

La Tabla 25 muestra el Valor Presente de las Contraprestaciones para el Estado:

Tabla 25: Valor Presente de las Contraprestaciones para el Estado del Campo A

Modelo	VP Impuestos [mmUSD]
Asignación	\$4,110.38
Licencia	\$3,995.07
Producción Compartida	\$1,369.9

Para este caso, al Estado le conviene que Pemex mantenga el Modelo de Asignación para el Campo A o bien que Pemex solicite Migrar la Asignación y que la SENER determine un esquema de Contrato bajo la modalidad de Licencia puesto que los ingresos que recibiría el Estado en este Modelo de Contratación son prácticamente iguales a los que recibirá con el Modelo de Asignación.

Un esquema de Contrato bajo la modalidad de Producción Compartida en definitiva no le conviene al Estado, claramente los ingresos que recibiría a través de regalías e impuestos son menores.

No se debe de perder de vista que si Pemex quiere Migrar un título de Asignación al de un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos debe asegurar que los ingresos que reciba el Estado a través de las contraprestaciones e impuestos deben ser iguales o mayores a los que recibiría con el título de Asignación.

En conclusión, aunque el Modelo de Asignación no sea el más adecuado para la rentabilidad que debe tener a Pemex en sus proyectos, por ahora es el Modelo que más le conviene al Estado mantener.

4.2 Campo B

El Campo B era una Asignación que Pemex solicitó Migrar a un CEE de tipo Producción Compartida sin socio.

El Área Contractual del Campo B es un conjunto de dos Bloques (B1 y B2) se ubica en Aguas Someras del Golfo de México, al noreste de Ciudad del Carmen, Campeche. La superficie del Área Contractual es de 63.373 km².

Cuenta con una reserva 1P conjunta de 180.61 [mmbpce] y una reserva 2P conjunta de 329.13 [mmbpce]. En la Tabla 26, se presentan las principales características del Área Contractual:

Tabla 26: Características Generales del Campo B

	Bloque B1 JSO	Bloque B1 BKS	Bloque B2 JSO	Bloque B2 BKS
Área (km²)	6.83	9.97	12.16	5
Descubrimiento	1991	1991	1992	1992
Inicio de Explotación	1991	2005	1993	2007
Profundidad prom. (m)	4360	3000	4540	3050
Tirante de Agua (m)	55	55	55	55
Porosidad (%)	22/primaria	9/secundaria	23/primaria	8/secundaria
Sw (%)	17	44	16	45
Permeabilidad (mD)	400/Abs	2000/Abs	400/Abs	2000/Abs
Espesor Neto (m)	85	150	98	24
Tipo de Hidrocarburo	Aceite Negro	Aceite Negro	Aceite Negro	Aceite Negro
Densidad API	27	12	27	12

El horizonte del proyecto corresponde al periodo comprendido entre el año 2017 y 2039, esto basado en la duración del Contrato del Campo B

Para este caso se presentan dos Escenarios distintos de Producción de Hidrocarburos e Inversiones.

El primer Escenario (Escenario Base) corresponde a la producción e inversiones estimadas como título de Asignación presentadas durante la Ronda Cero.

El segundo Escenario (Escenario Incremental) corresponde a la producción e inversiones estimadas como un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos una vez que se migró el título de Asignación hacia un CEE.

4.2.1 Modelo como Asignación Petrolera

Para el Modelo como Asignación Petrolera se estimó el pronóstico de producción mostrado en la Tabla 27 y posteriormente se muestra de manera gráfica en las Figuras 17 y 18:

Tabla 27: Pronóstico de Producción del Escenario Base para el Campo B

Año	Aceite [mbd]	Gas [mmpcd]
2017	33.21	4.97
2018	25.61	3.83
2019	20.81	3.11
2020	17.29	2.59

2021	14.53	2.17
2022	12.43	1.86
2023	10.76	1.61
2024	9.44	1.41
2025	8.30	1.24
2026	7.92	1.19
2027	6.57	0.98
2028	5.89	0.88
2029	5.69	0.85
2030	4.74	0.71
2031	4.27	0.64
2032	3.86	0.58
2033	3.48	0.52
2034	3.14	0.47
2035	2.84	0.42
2036	2.57	0.38
2037	2.32	0.35
2038	2.10	0.31
2039	1.90	0.28

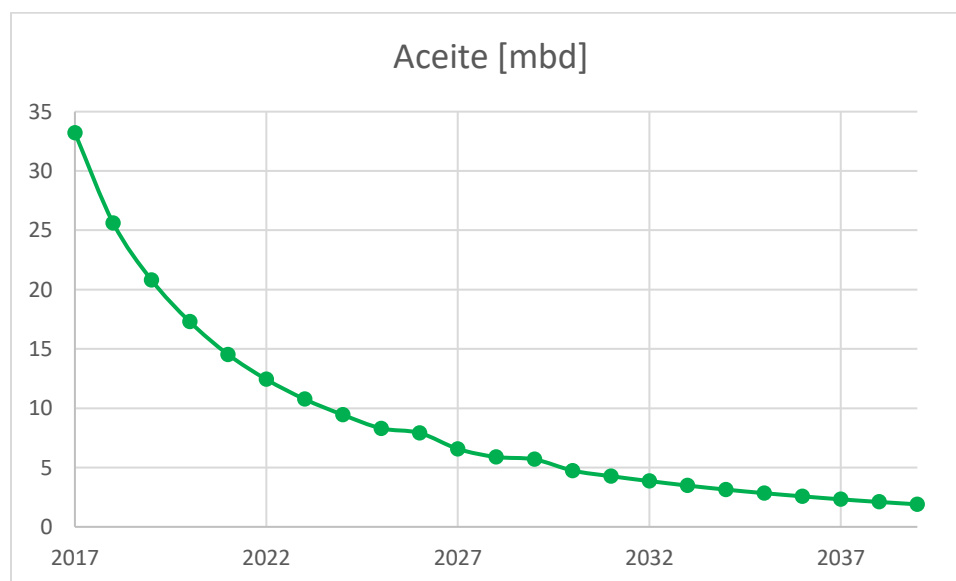


Figura 17: Pronóstico de Producción Base del Aceite para el Campo B

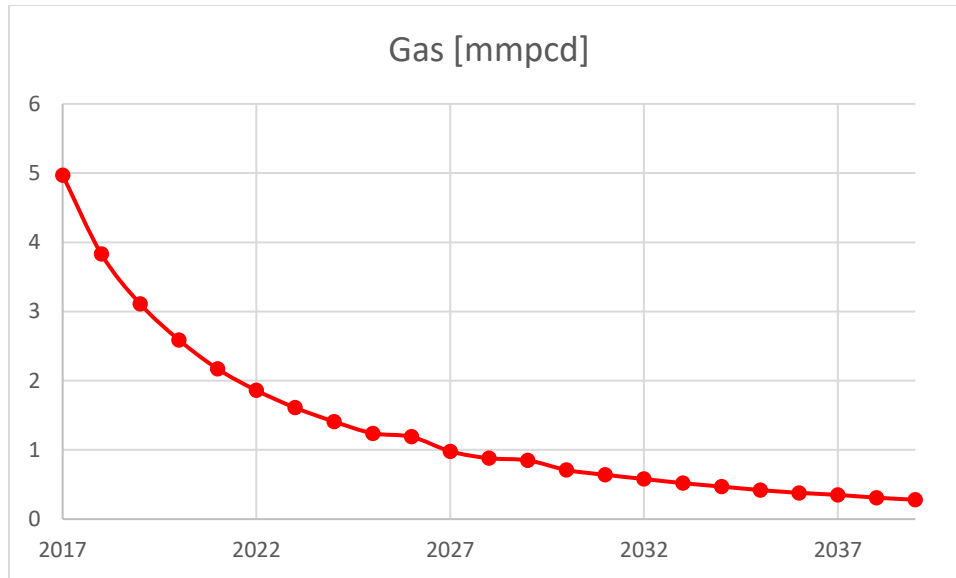


Figura 18: Pronóstico de Producción Base del Gas para el Campo B

La Inversión Total para llevar a cabo el desarrollo del proyecto del Campo B, como Asignación Petrolera, se estimó en 1,829.07 millones de dólares, de la Inversión Total, 402.67 millones de dólares corresponden a la Inversión Estratégica y 1,426.39 millones de dólares le corresponden a la Inversión Operacional.

Para el Gasto de Operación se estimó un total de 153.04 millones de dólares.

La Tabla 28 muestra las inversiones necesarias por año del Escenario Base para el proyecto de Extracción del Campo B:

Tabla 28: Inversiones del Escenario Base para el Proyecto del Campo B

Año	Gasto de Operación [mmUSD]	Inversión Operacional [mmUSD]	Inversión Estratégica [mmUSD]	Inversión Total [mmUSD]
2017	\$24.24	\$0.00	\$0.00	\$0.00
2018	\$18.69	\$83.93	\$127.98	\$211.91
2019	\$15.19	\$119.35	\$126.60	\$245.95
2020	\$12.62	\$108.52	\$125.22	\$233.74
2021	\$10.60	\$105.86	\$1.28	\$107.14
2022	\$9.07	\$109.63	\$1.21	\$110.85
2023	\$7.86	\$81.87	\$1.21	\$83.09
2024	\$6.89	\$72.96	\$1.21	\$74.17
2025	\$6.06	\$69.00	\$1.21	\$70.21
2026	\$5.78	\$66.84	\$1.21	\$68.05

2027	\$4.79	\$63.26	\$1.21	\$64.47
2028	\$4.30	\$59.97	\$1.21	\$61.18
2029	\$4.16	\$56.34	\$1.21	\$57.56
2030	\$3.46	\$52.30	\$1.21	\$53.52
2031	\$3.12	\$48.93	\$1.21	\$50.14
2032	\$2.82	\$48.84	\$1.21	\$50.05
2033	\$2.54	\$41.35	\$1.21	\$42.56
2034	\$2.29	\$41.62	\$1.21	\$42.83
2035	\$2.07	\$42.16	\$1.21	\$43.37
2036	\$1.88	\$40.23	\$1.21	\$41.44
2037	\$1.69	\$38.35	\$1.21	\$39.56
2038	\$1.53	\$38.85	\$1.21	\$40.07
2039	\$1.38	\$36.23	\$0.96	\$37.18
Total	\$153.04	\$1,426.39	\$402.67	\$1,829.07

Las premisas económicas generales utilizadas para el Campo B están basadas en los precios a futuro del barril de petróleo y del millar de pie cúbico de gas natural producido. La tasa de descuento utilizada fue del 10% y el tipo de cambio fue de \$19.00 pesos por dólar.

Con las premisas antes mencionadas se tiene un Total de Ingresos por la venta de aceite y gas de 4,686.91 millones de dólares.

La Tabla 29 muestra los ingresos obtenidos por la venta de aceite y gas por año y el flujo de efectivo antes de impuestos:

Tabla 29: Evaluación Económica del Escenario Base Antes de Impuestos y Derechos del Campo B

Año	Precio por Barril [USD]	Precio por mmpc [USD]	Ingresos Aceite [mmUSD]	Ingresos Gas [mmUSD]	Total, de Ingresos [mmUSD]	Flujo de Efectivo Antes de Impuestos y Derechos [mmUSD]
2017	\$51.15	\$4.75	\$620.03	\$8.61	\$628.64	\$604.40
2018	\$53.38	\$4.88	\$498.92	\$6.82	\$505.74	\$275.14
2019	\$59.58	\$5.02	\$452.44	\$5.70	\$458.14	\$197.00
2020	\$61.57	\$5.17	\$388.47	\$4.88	\$393.35	\$146.99
2021	\$62.52	\$5.29	\$331.51	\$4.20	\$335.70	\$217.95
2022	\$63.38	\$5.42	\$287.48	\$3.68	\$291.15	\$171.24
2023	\$64.02	\$5.56	\$251.48	\$3.27	\$254.74	\$163.80
2024	\$64.42	\$5.74	\$221.98	\$2.96	\$224.94	\$143.88
2025	\$64.81	\$5.84	\$196.35	\$2.65	\$198.99	\$122.72
2026	\$65.21	\$5.92	\$188.57	\$2.56	\$191.13	\$117.29

2027	\$65.41	\$6.00	\$156.75	\$2.15	\$158.90	\$89.63
2028	\$65.61	\$6.04	\$141.09	\$1.94	\$143.04	\$77.56
2029	\$65.84	\$6.15	\$136.85	\$1.91	\$138.76	\$77.05
2030	\$65.95	\$6.24	\$114.12	\$1.62	\$115.73	\$58.75
2031	\$65.95	\$6.24	\$102.78	\$1.45	\$104.24	\$50.98
2032	\$65.95	\$6.24	\$92.95	\$1.32	\$94.27	\$41.40
2033	\$65.95	\$6.24	\$83.66	\$1.18	\$84.84	\$39.74
2034	\$65.95	\$6.24	\$75.56	\$1.07	\$76.63	\$31.50
2035	\$65.95	\$6.24	\$68.28	\$0.97	\$69.24	\$23.80
2036	\$65.95	\$6.24	\$61.90	\$0.88	\$62.77	\$19.45
2037	\$65.95	\$6.24	\$55.81	\$0.79	\$56.60	\$15.34
2038	\$65.95	\$6.24	\$50.47	\$0.71	\$51.19	\$9.59
2039	\$68.96	\$4.10	\$47.74	\$0.42	\$48.16	\$9.60
		Total	\$4,625.17	\$61.74	\$4,686.91	\$2,704.81

La Tabla 30 muestra los resultados de la Evaluación Económica después de Impuestos y Derechos del Campo B con el Modelo de Asignación:

Tabla 30: Evaluación Económica después de Impuestos y Derechos del Campo B como Asignación Petrolera

Año	DUC [mmUSD]	IAEEH [mmUSD]	DExtrH [mmUSD]	Flujo de Efectivo Después de Impuestos y Derechos [mmUSD]
2017	\$331.33	\$0.25	\$49.95	\$222.87
2018	\$158.04	\$0.25	\$41.60	\$75.24
2019	\$124.49	\$0.25	\$41.27	\$30.99
2020	\$101.12	\$0.25	\$36.42	\$9.21
2021	\$155.20	\$0.25	\$31.48	\$31.02
2022	\$131.35	\$0.25	\$27.62	\$12.02
2023	\$117.00	\$0.25	\$24.37	\$22.18
2024	\$103.01	\$0.25	\$21.63	\$18.98
2025	\$90.22	\$0.25	\$19.23	\$13.01
2026	\$86.45	\$0.25	\$18.57	\$12.02
2027	\$70.42	\$0.25	\$15.48	\$3.48
2028	\$62.77	\$0.25	\$13.97	\$0.57
2029	\$61.13	\$0.25	\$13.59	\$2.07
2030	\$49.93	\$0.25	\$11.35	-\$2.78
2031	\$44.59	\$0.25	\$10.23	-\$4.09
2032	\$39.47	\$0.25	\$9.25	-\$7.57

2033	\$35.86	\$0.25	\$8.32	-\$4.69
2034	\$31.57	\$0.25	\$7.52	-\$7.84
2035	\$27.69	\$0.25	\$6.79	-\$10.94
2036	\$24.68	\$0.25	\$6.16	-\$11.64
2037	\$21.82	\$0.25	\$5.55	-\$12.28
2038	\$18.94	\$0.25	\$5.02	-\$14.62
2039	\$17.92	\$0.25	\$4.91	-\$13.49
Total	\$1,904.99	\$5.83	\$430.27	\$363.71

No se consideró el Derecho por la Fase Exploratoria, en el Flujo de Efectivo ya está considerado el Impuesto por las Actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Los resultados finales se muestran en los Indicadores Económicos de la Tabla 31:

Tabla 31: Indicadores Económicos del Campo B como Asignación Petrolera

VPN AI (Valor Presente Neto Antes de Impuestos) [mmUSD]	\$1,809.99
VPN DI (Valor Presente Neto Después de Impuestos) [mmUSD]	\$372.48
VPI (Valor Presente de las Inversiones) [mmUSD]	\$1,013.62
VPN AI/ VPI	1.79
VPN DI/VPI	0.37

4.2.2 Modelo como Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos

Para evaluar el Campo B bajo el Régimen Fiscal del Contrato de Licencia y del Contrato de Producción Compartida, se utilizará el Escenario Incremental que presento Pemex para Migrar el título de Asignación del Campo B sin socio a un CEE.

El pronóstico de producción del Escenario Incremental se muestra en la Tabla 32 y de manera gráfica en las Figuras 19 y 20:

Tabla 32: Pronóstico de Producción del Escenario Incremental para el Campo B

Año	Aceite [mbd]	Gas [mmpcd]
2017	39.47	9.93
2018	36.34	9.35
2019	53.54	13.95
2020	86.66	22.84

2021	110.57	29.26
2022	112.44	29.55
2023	107.04	28.07
2024	95.09	25.22
2025	88.16	23.44
2026	81.42	21.76
2027	74.49	20.00
2028	66.18	17.79
2029	58.56	15.70
2030	52.06	13.90
2031	45.86	12.20
2032	39.53	10.49
2033	33.60	8.87
2034	30.22	7.92
2035	27.24	7.12
2036	24.23	6.32
2037	21.77	5.68
2038	19.62	5.14
2039	9.80	2.30

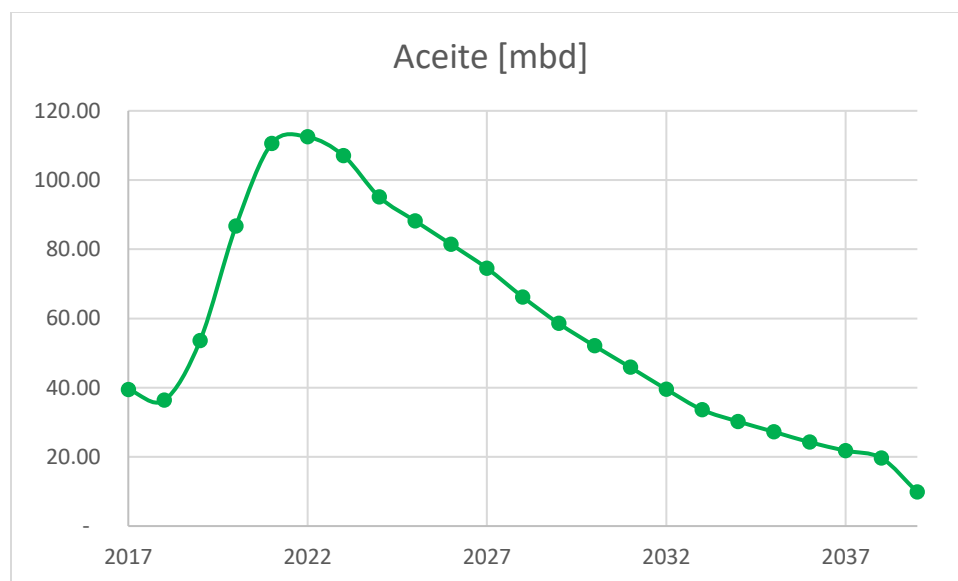


Figura 19: Pronóstico de Producción Incremental del Aceite para el Campo B

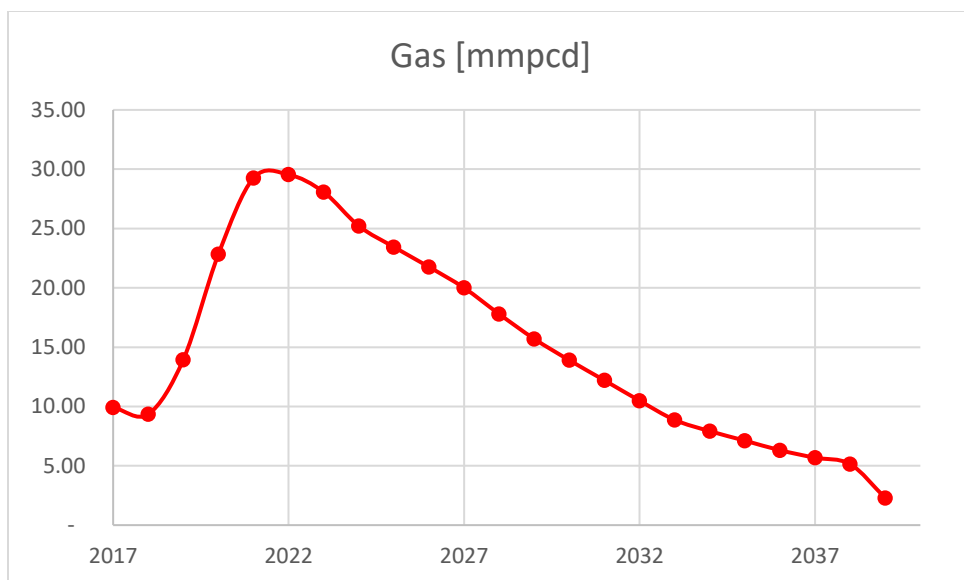


Figura 20: Pronóstico de Producción Incremental del Gas para el Campo B

La Inversión Total para llevar a cabo el desarrollo del proyecto del Campo B, bajo el esquema de un CEE, se estimó en 6,654.27 millones de dólares, de la Inversión Total, 5,334 millones de dólares corresponden a la Inversión Estratégica y 1,320.27 millones de dólares le corresponden a la Inversión Operacional.

Para el Gasto de Operación se estimó un total de 959.14 millones de dólares.

La Tabla 33 muestra las Inversiones del Escenario Incremental, necesarias por año para el proyecto del Campo B:

Tabla 33: Inversiones del Escenario Incremental para el Proyecto del Campo B

Año	Gasto de Operación [mmUSD]	Inversión Operacional [mmUSD]	Inversión Estratégica [mmUSD]	Inversión Total [mmUSD]
2017	\$28.81	\$69.14	\$249.00	\$318.14
2018	\$26.53	\$64.01	\$622.00	\$686.01
2019	\$39.08	\$89.76	\$619.00	\$708.76
2020	\$63.26	\$127.50	\$680.00	\$807.50
2021	\$80.72	\$141.20	\$382.00	\$523.20
2022	\$82.08	\$129.60	\$313.00	\$442.60
2023	\$78.14	\$114.90	\$319.00	\$433.90
2024	\$69.42	\$93.58	\$245.00	\$338.58
2025	\$64.36	\$82.16	\$214.00	\$296.16
2026	\$59.44	\$69.30	\$193.00	\$262.30
2027	\$54.38	\$60.54	\$187.00	\$247.54

2028	\$48.31	\$58.03	\$203.00	\$261.03
2029	\$42.75	\$42.70	\$203.00	\$245.70
2030	\$38.00	\$35.88	\$167.00	\$202.88
2031	\$33.48	\$27.43	\$140.00	\$167.43
2032	\$28.86	\$26.89	\$138.00	\$164.89
2033	\$24.53	\$20.04	\$127.00	\$147.04
2034	\$22.06	\$17.01	\$62.00	\$79.01
2035	\$19.89	\$14.22	\$55.00	\$69.22
2036	\$17.69	\$12.89	\$83.00	\$95.89
2037	\$15.89	\$9.69	\$61.00	\$70.69
2038	\$14.32	\$7.44	\$56.00	\$63.44
2039	\$7.15	\$6.36	\$16.00	\$22.36
Total	\$959.14	\$1,320.27	\$5,334.00	\$6,654.27

Las premisas económicas generales utilizadas para el Campo B están basadas en los precios a futuro del barril de petróleo y del millar de pie cúbico de gas natural producido. La tasa de descuento utilizada fue del 10% y el tipo de cambio fue de \$19.00 pesos por dólar.

Con las premisas antes mencionadas se tiene un total de ingresos por la venta de aceite y gas de 31,261.86 millones de dólares.

La Tabla 34 muestra los ingresos obtenidos por la venta de aceite y gas por año y el Flujo de Efectivo antes de Impuestos:

Tabla 34: Evaluación Económica del Escenario Incremental antes de Impuestos y Derechos del Campo B

Año	Precio por Barril [USD]	Precio por mmpc [USD]	Ingresos Aceite [mmUSD]	Ingresos Gas [mmUSD]	Total, de Ingresos [mmUSD]	Flujo de Efectivo Antes de Impuestos y Derechos [mmUSD]
2017	\$51.15	\$4.75	\$736.90	\$17.21	\$754.10	\$407.15
2018	\$53.38	\$4.88	\$708.04	\$16.66	\$724.70	\$12.16
2019	\$59.58	\$5.02	\$1,164.32	\$25.56	\$1,189.88	\$442.03
2020	\$61.57	\$5.17	\$1,947.51	\$43.10	\$1,990.62	\$1,119.85
2021	\$62.52	\$5.29	\$2,523.19	\$56.49	\$2,579.67	\$1,975.76
2022	\$63.38	\$5.42	\$2,601.15	\$58.45	\$2,659.61	\$2,134.92
2023	\$64.02	\$5.56	\$2,501.24	\$56.97	\$2,558.21	\$2,046.17
2024	\$64.42	\$5.74	\$2,235.88	\$52.83	\$2,288.71	\$1,880.71
2025	\$64.81	\$5.84	\$2,085.48	\$49.97	\$2,135.45	\$1,774.93
2026	\$65.21	\$5.92	\$1,937.93	\$47.03	\$1,984.96	\$1,663.22

2027	\$65.41	\$6.00	\$1,778.42	\$43.79	\$1,822.21	\$1,520.30
2028	\$65.61	\$6.04	\$1,584.86	\$39.22	\$1,624.08	\$1,314.74
2029	\$65.84	\$6.15	\$1,407.29	\$35.23	\$1,442.52	\$1,154.08
2030	\$65.95	\$6.24	\$1,253.18	\$31.65	\$1,284.83	\$1,043.95
2031	\$65.95	\$6.24	\$1,103.93	\$27.79	\$1,131.72	\$930.81
2032	\$65.95	\$6.24	\$951.56	\$23.89	\$975.45	\$781.70
2033	\$65.95	\$6.24	\$808.81	\$20.20	\$829.01	\$657.44
2034	\$65.95	\$6.24	\$727.45	\$18.04	\$745.49	\$644.42
2035	\$65.95	\$6.24	\$655.71	\$16.22	\$671.94	\$582.83
2036	\$65.95	\$6.24	\$583.26	\$14.38	\$597.64	\$484.06
2037	\$65.95	\$6.24	\$524.04	\$12.94	\$536.98	\$450.40
2038	\$65.95	\$6.24	\$472.29	\$11.71	\$483.99	\$406.23
2039	\$68.96	\$4.10	\$246.67	\$3.43	\$250.10	\$220.59
		Total	\$30,539.09	\$722.77	\$31,261.86	\$23,648.45

Con la información anterior se realizó la evaluación económica del Campo B bajo el Régimen Fiscal del Contrato de Licencia y Producción Compartida.

4.2.3 Modelo como CEE de tipo Licencia

Para este modelo se supuso una Tasa de Utilidad Compartida del 30%, por lo que la Evaluación Económica, utilizando los datos del Escenario Incremental del Campo B, se muestra en la Tabla 35:

Tabla 35: Evaluación Económica después de Impuestos y Derechos del Campo B como un CEE de tipo Licencia

Año	Regalía [mmUSD]	Regalía Adicional [mmUSD]	Flujo de Efectivo después de Impuestos y Derechos [mmUSD]
2017	\$58.99	\$241.19	\$106.72
2018	\$59.06	\$227.06	-\$274.20
2019	\$106.16	\$413.66	-\$78.04
2020	\$182.53	\$810.67	\$126.40
2021	\$239.60	\$1,147.27	\$588.63
2022	\$249.91	\$1,189.06	\$695.70
2023	\$242.45	\$1,122.50	\$680.97
2024	\$218.06	\$961.63	\$700.77
2025	\$204.51	\$873.09	\$697.09

2026	\$191.09	\$789.07	\$682.81
2027	\$175.88	\$702.60	\$641.56
2028	\$157.16	\$602.16	\$555.16
2029	\$140.02	\$514.57	\$499.22
2030	\$124.91	\$442.47	\$476.31
2031	\$110.03	\$376.07	\$444.45
2032	\$94.84	\$311.81	\$374.80
2033	\$80.60	\$254.93	\$321.65
2034	\$72.49	\$223.99	\$347.69
2035	\$65.34	\$201.58	\$315.66
2036	\$58.11	\$179.29	\$246.40
2037	\$52.21	\$161.09	\$236.83
2038	\$47.06	\$145.20	\$213.72
2039	\$25.27	\$75.03	\$120.03
Total	\$2,956.27	\$11,965.99	\$8,720.35

Para este caso no se consideró la Cuota Contractual de la Fase Exploratoria, para el caso del Flujo de Efectivo después de Impuestos y Derechos ya va incluido el Impuesto por las Actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Los resultados finales se muestran en los indicadores económicos de la Tabla 36:

Tabla 36: Indicadores Económicos del Campo B como un CEE de tipo Licencia

VPN AI (Valor Presente Neto Antes de Impuestos) [mmUSD]	\$10,706.27
VPN DI (Valor Presente Neto Después de Impuestos) [mmUSD]	\$3,341.12
VPI (Valor Presente de las Inversiones) [mmUSD]	\$3,939.60
VPN AI/ VPI	2.71
VPN DI/VPI	0.85

4.2.4 Modelo como CEE de tipo Producción Compartida

El caso del Campo B como un CEE de tipo Producción Compartida es el real, por lo que para efectos del estudio de este caso se usaron las condiciones establecidas en su contrato original.

Para poder hacer los cálculos correspondientes a la Evaluación Económica después de Impuestos y Derechos de este Modelo, se consideró una Tasa para la Utilidad Operativa del 70.5%, un porcentaje de Recuperación de Costos del 65% y los datos correspondientes al Escenario Incremental.

La Tabla 37 muestra la Evaluación Económica del Campo B como un CEE de tipo Producción Compartida:

Tabla 37: Evaluación Económica después de Impuestos y Derechos del Campo B como un CEE de tipo Producción Compartida

Año	Regalía [mmUSD]	Utilidad Operativa [mmUSD]	Flujo de Efectivo después de Impuestos y Derechos [mmUSD]
2017	\$58.99	\$144.49	\$203.42
2018	\$59.06	\$137.18	-\$184.33
2019	\$106.16	\$218.76	\$116.86
2020	\$182.53	\$362.50	\$574.57
2021	\$239.60	\$467.61	\$1,268.29
2022	\$249.91	\$480.07	\$1,404.69
2023	\$242.45	\$460.31	\$1,343.15
2024	\$218.06	\$411.01	\$1,251.39
2025	\$204.51	\$382.75	\$1,187.43
2026	\$191.09	\$355.07	\$1,116.81
2027	\$175.88	\$325.64	\$1,018.53
2028	\$157.16	\$289.94	\$867.38
2029	\$140.02	\$257.23	\$756.57
2030	\$124.91	\$228.97	\$689.81
2031	\$110.03	\$201.68	\$618.85
2032	\$94.84	\$173.83	\$512.78
2033	\$80.60	\$147.73	\$428.85
2034	\$72.49	\$132.85	\$438.83
2035	\$65.34	\$119.74	\$397.50
2036	\$58.11	\$106.50	\$319.20
2037	\$52.21	\$95.69	\$302.24
2038	\$47.06	\$86.25	\$272.67
2039	\$25.27	\$43.89	\$151.17
Total	\$2,956.27	\$5,629.69	\$15,056.65

Para este caso no se consideró la Cuota Contractual de la Fase Exploratoria, para el caso del Flujo de Efectivo después de Impuestos y Derechos ya va incluido el Impuesto por las Actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Los resultados finales se muestran en los indicadores económicos de la Tabla 38:

Tabla 38: Indicadores Económicos del Campo B como un CEE de tipo Producción Compartida

VPN AI (Valor Presente Neto Antes de Impuestos) [mmUSD]	\$10,706.27
VPN DI (Valor Presente Neto Después de Impuestos) [mmUSD]	\$6,557.96
VPI (Valor Presente de las Inversiones) [mmUSD]	\$3,939.60
VPN AI/ VPI	2.71
VPN DI/VPI	1.66

4.2.5 Comparativa de Modelos

La comparativa de Modelos se presenta en la Tabla 39:

Tabla 39: Comparativa de Modelos para el Campo B

	VPN AI [mmUSD]	VPI [mmUSD]	VPN DI [mmUSD]	VPN AI/VPI	VPN DI/VPI
Modelo de Asignación	\$1,809.99	\$1,013.62	\$372.48	1.79	0.37
Modelo de Licencia	\$10,706.27	\$3,939.60	\$3,341.12	2.71	0.85
Modelo de Utilidad Compartida/Producción Compartida	\$10,706.27	\$3,939.60	\$6,557.96	2.71	1.66

Al observar los valores de la relación VPN DI/VPI, se tiene que, la decisión de Pemex de Migrar el título de Asignación del Campo B a un Modelo de Producción Compartida fue la adecuada, puesto que es más rentable que los Modelos de Licencia y Asignación.

Aunque la tasa aplicada a la Utilidad Operativa para el Modelo de Producción Compartida fue de 70.5%, en este caso la Recuperación de Costos fue fundamental para hacer más rentable el proyecto.

Ahora, toca analizar si esta fue la mejor alternativa para el Estado, en la Tabla 40 se muestra el Total de Ingresos que recibiría el Estado por las Contraprestaciones en cada Modelo analizado:

Tabla 40: Monto total de Contraprestaciones para el Estado en cada Modelo para el Campo B

Año	Contraprestaciones Modelo de Asignación [mmUSD]	Contraprestaciones Modelo de Licencia [mmUSD]	Contraprestaciones Modelo de Producción Compartida [mmUSD]
2017	\$381.53	\$300.42	\$203.73
2018	\$199.90	\$286.36	\$196.49
2019	\$166.01	\$520.07	\$325.17
2020	\$137.78	\$993.45	\$545.28
2021	\$186.93	\$1,387.13	\$707.47
2022	\$159.22	\$1,439.23	\$730.24
2023	\$141.62	\$1,365.20	\$703.01
2024	\$124.90	\$1,179.94	\$629.32
2025	\$109.71	\$1,077.84	\$587.50
2026	\$105.28	\$980.41	\$546.41
2027	\$86.15	\$878.73	\$501.77
2028	\$76.99	\$759.58	\$447.36
2029	\$74.98	\$654.85	\$397.50
2030	\$61.54	\$567.63	\$354.13
2031	\$55.07	\$486.36	\$311.96
2032	\$48.97	\$406.90	\$268.92
2033	\$44.43	\$335.79	\$228.59
2034	\$39.34	\$296.73	\$205.59
2035	\$34.74	\$267.17	\$185.33
2036	\$31.09	\$237.66	\$164.87
2037	\$27.62	\$213.56	\$148.16
2038	\$24.22	\$192.51	\$133.56
2039	\$23.08	\$100.56	\$69.42
Total	\$2,341.10	\$14,928.10	\$8,591.80

La Tabla 41 muestra el Valor Presente de las Contraprestaciones para el Estado:

Tabla 41: Valor Presente de las Contraprestaciones para el Estado

Modelo	VP Impuestos [mmUSD]
Asignación	\$1,437.51
Licencia	\$7,365.15
Producción Compartida	\$4,148.31

Con los resultados de las tablas anteriores se puede notar que no hubo problema alguno para que fuera autorizada la Migración del título de Asignación del Campo B porque asegura un mayor ingreso para el Estado bajo el esquema de Contrato de Licencia y de Producción Compartida.

Aunque el Estado puede recibir más ingresos a través del Contrato de Licencia, a Pemex le resulto mejor alternativa, Migrar su título de Asignación a un Contrato de Producción Compartida puesto que se hace notar una mayor rentabilidad (como se puede observar en la Tabla 39) para el proyecto bajo este esquema de contratación.

Por último, si se hace una comparación entre los Escenarios Base e Incremental, se puede observar que para el escenario Base la Inversión Operacional es mayor, contrario al Escenario Incremental donde se tiene un mayor monto en la Inversión Estratégica, este punto es fundamental, pues gracias a este tipo de Inversión se pudo incrementar el volumen de producción de los hidrocarburos y bajo el esquema de un Contrato de Producción Compartida no genera problema alguno realizar Inversiones fuertes en la parte estratégica puesto que existe la Recuperación de Costos.

4.3 Campo C

El Campo C se considera un Área Estratégica donde Pemex se Asoció con un tercero para llevar a cabo las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo un CEE de tipo Licencia. El porcentaje de participación del proyecto de la Empresa con la que se Asoció Pemex es del 50%, por lo que se entiende que a Pemex le corresponde el otro 50%.

El Área Contractual del Campo C tiene una superficie de 155.99 km² ubicado en un bloque terrestre en el municipio de Hulmanguillo, Tabasco. Cuenta con Reservas 1P de 34.738 [mmbpce], 2P de 1.052 [mmbpce] y 3P de 10.031 [mmbpce].

Las características generales del Campo C se presentan en la Tabla 42:

Tabla 42: Características Generales del Campo C

Litología	Areniscas
Edad	Neógeno/Pleógeno
Superficie (km²)	156
Tipo de Fluido	Aceite/ Gas Húmedo
Densidad API	38/Ligero
Profundidad prom. (m)	2,600

Para el horizonte del proyecto de este caso se tomará en cuenta la duración del Contrato del Campo C que es de 25 años, entonces los cálculos estimados para cada modelo que se presentara corresponde al período de 2018 a 2043.

Al igual que para el caso anterior, se presentan dos Escenarios distintos de producción de hidrocarburos y de Inversiones.

El primer Escenario (Escenario Base) corresponde a la producción e inversiones estimadas como Título de Asignación presentadas durante la Ronda Cero.

El segundo Escenario (Escenario Incremental) corresponde a la producción e inversiones estimadas como un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos una vez que se migró el Título de Asignación hacia un CEE.

4.3.1 Modelo como Asignación Petrolera

Para el Modelo como Asignación Petrolera se estimó el pronóstico de producción mostrado en la Tabla 43 y posteriormente se muestra de manera gráfica en las Figuras 21 y 22:

Tabla 43: Pronóstico de Producción del Escenario Base para el Campo C

Año	Aceite [mbd]	Gas [mmpcd]
2018	6.04	19.06
2019	4.82	15.19
2020	3.85	12.14
2021	3.06	9.65
2022	2.44	7.69
2023	1.94	6.13
2024	1.55	4.90
2025	1.24	3.90
2026	0.98	3.11
2027	0.78	2.48
2028	0.63	1.98
2029	0.54	1.69
2030	0.40	1.25
2031	0.32	1.00
2032	0.25	0.80
2033	0.20	0.64
2034	0.16	0.51
2035	0.13	0.40
2036	0.10	0.32
2037	0.08	0.26
2038	0.06	0.20
2039	0.05	0.16
2040	0.04	0.13

2041	0.03	0.10
2042	0.03	0.08
2043	0.02	0.07

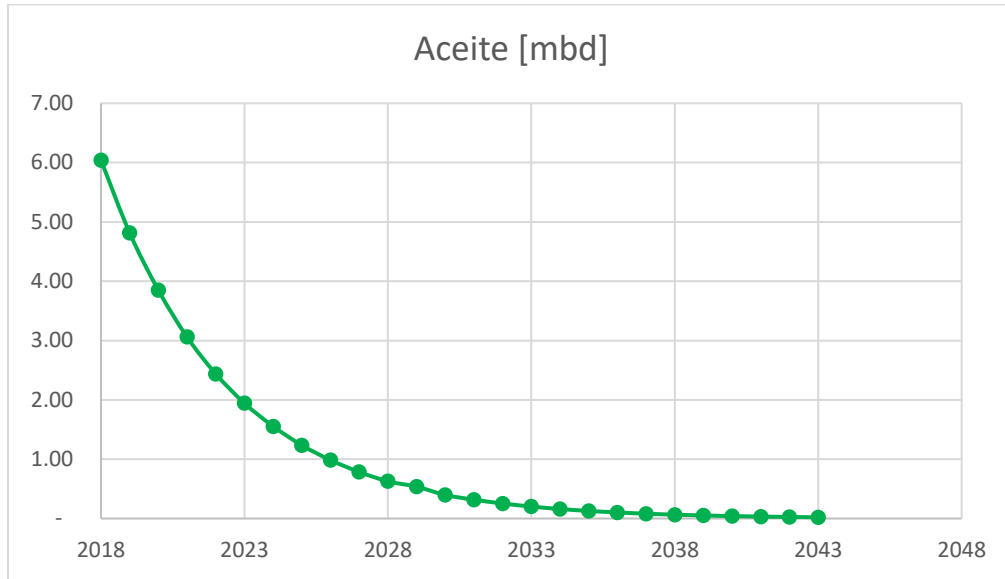


Figura 21: Pronóstico de Producción para el Aceite del Campo C

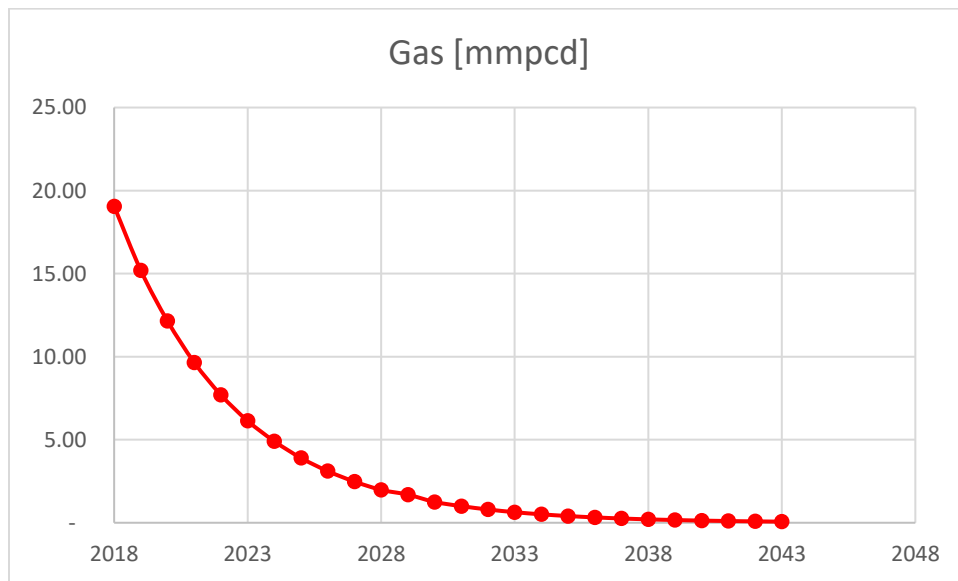


Figura 22: Pronóstico de Producción para el Gas del Campo C

La Inversión Total para llevar a cabo el desarrollo del proyecto del Campo C se estimó en 397.4 millones de dólares, de la Inversión Total, 270.9 millones de dólares corresponden a la Inversión Estratégica y 126.5 millones de dólares le corresponden a la Inversión Operacional.

Para el Gasto de Operación se estimó un total de 21.72 millones de dólares.

La Tabla 44 muestra las inversiones necesarias por año para el proyecto del Campo C:

Tabla 44: Inversiones del Escenario Base para el Proyecto del Campo C

Año	Gasto de Operación [mmdlls]	Inversión Operacional [mmdlls]	Inversión Estratégica [mmdlls]	Inversión Total [mmdlls]
2018	\$4.41	\$20.80	\$52.20	\$73.00
2019	\$3.52	\$20.30	\$42.40	\$62.70
2020	\$2.81	\$16.70	\$33.70	\$50.40
2021	\$2.23	\$13.50	\$26.50	\$40.00
2022	\$1.78	\$10.70	\$22.80	\$33.50
2023	\$1.42	\$8.50	\$18.90	\$27.40
2024	\$1.13	\$7.10	\$14.70	\$21.80
2025	\$0.90	\$5.60	\$13.40	\$19.00
2026	\$0.72	\$4.40	\$11.20	\$15.60
2027	\$0.57	\$3.50	\$9.30	\$12.80
2028	\$0.46	\$3.10	\$7.60	\$10.70
2029	\$0.39	\$2.50	\$5.70	\$8.20
2030	\$0.29	\$2.20	\$4.30	\$6.50
2031	\$0.23	\$1.90	\$3.20	\$5.10
2032	\$0.18	\$0.70	\$2.00	\$2.70
2033	\$0.15	\$0.40	\$1.30	\$1.70
2034	\$0.12	\$0.20	\$1.10	\$1.30
2035	\$0.09	\$1.00	\$0.50	\$1.50
2036	\$0.07	\$0.80	\$0.10	\$0.90
2037	\$0.06	\$0.60	\$0.00	\$0.60
2038	\$0.05	\$0.40	\$0.00	\$0.40
2039	\$0.04	\$0.40	\$0.00	\$0.40
2040	\$0.03	\$0.30	\$0.00	\$0.30
2041	\$0.02	\$0.30	\$0.00	\$0.30
2042	\$0.02	\$0.30	\$0.00	\$0.30
2043	\$0.02	\$0.30	\$0.00	\$0.30
Total	\$21.72	\$126.50	\$270.90	\$397.40

Las premisas económicas generales utilizadas para el Campo C están basadas en los precios a futuro del barril de petróleo y del millar de pie cúbico de gas natural producido. La tasa de descuento utilizada fue del 10% y el tipo de cambio fue de \$19.00 pesos por dólar.

Con las premisas antes mencionadas se tiene un Total de Ingresos por la venta de aceite y gas de 844.90 millones de dólares.

La Tabla 45 muestra los ingresos obtenidos por la venta de aceite y gas por año y el flujo de efectivo antes de impuestos:

Tabla 45: Evaluación Económica del Escenario Base Antes de Impuestos y Derechos del Campo C

Año	Precio por Barril [USD]	Precio por mmpc [USD]	Ingresos Aceite [mmUSD]	Ingresos Gas [mmUSD]	Total, de Ingresos [mmUSD]	Flujo de Efectivo Antes de Impuestos y Derechos [mmUSD]
2018	\$53.38	\$4.88	\$117.69	\$33.94	\$151.63	\$74.22
2019	\$59.58	\$5.02	\$104.71	\$27.83	\$132.55	\$66.33
2020	\$61.57	\$5.17	\$86.51	\$22.92	\$109.43	\$56.22
2021	\$62.52	\$5.29	\$69.82	\$18.64	\$88.46	\$46.22
2022	\$63.38	\$5.42	\$56.42	\$15.22	\$71.64	\$36.36
2023	\$64.02	\$5.56	\$45.43	\$12.45	\$57.88	\$29.06
2024	\$64.42	\$5.74	\$36.55	\$10.27	\$46.82	\$23.89
2025	\$64.81	\$5.84	\$29.22	\$8.31	\$37.53	\$17.63
2026	\$65.21	\$5.92	\$23.44	\$6.71	\$30.15	\$13.83
2027	\$65.41	\$6.00	\$18.74	\$5.42	\$24.16	\$10.79
2028	\$65.61	\$6.04	\$15.03	\$4.37	\$19.39	\$8.24
2029	\$65.84	\$6.15	\$12.89	\$3.80	\$16.68	\$8.09
2030	\$65.95	\$6.24	\$9.57	\$2.86	\$12.43	\$5.64
2031	\$65.95	\$6.24	\$7.63	\$2.28	\$9.91	\$4.58
2032	\$65.95	\$6.24	\$6.10	\$1.82	\$7.92	\$5.04
2033	\$65.95	\$6.24	\$4.85	\$1.45	\$6.30	\$4.45
2034	\$65.95	\$6.24	\$3.86	\$1.15	\$5.02	\$3.60
2035	\$65.95	\$6.24	\$3.08	\$0.92	\$4.00	\$2.41
2036	\$65.95	\$6.24	\$2.46	\$0.74	\$3.20	\$2.22
2037	\$65.95	\$6.24	\$1.96	\$0.58	\$2.54	\$1.88
2038	\$65.95	\$6.24	\$1.56	\$0.47	\$2.03	\$1.58
2039	\$68.96	\$4.10	\$1.30	\$0.24	\$1.54	\$1.11
2040	\$69.56	\$4.14	\$1.05	\$0.20	\$1.25	\$0.92
2041	\$69.55	\$4.19	\$0.83	\$0.16	\$0.99	\$0.67

2042	\$70.03	\$4.24	\$0.67	\$0.13	\$0.80	\$0.48
2043	\$70.74	\$4.28	\$0.54	\$0.10	\$0.64	\$0.33
	Total	\$661.93	\$182.97	\$844.90	\$425.78	

La Tabla 46 muestra los resultados de la Evaluación Económica después de Impuestos y Derechos del Campo C con el Modelo de Asignación:

Tabla 46: Evaluación Económica después de Impuestos y Derechos del Campo C como Asignación Petrolera

Año	DUC [mmUSD]	IAEEH [mmUSD]	DExtrH [mmUSD]	Flujo de Efectivo Después de Impuestos y Derechos [mmUSD]
2018	\$40.80	\$0.62	\$12.47	\$20.33
2019	\$36.00	\$0.62	\$11.94	\$17.77
2020	\$30.34	\$0.62	\$10.13	\$15.13
2021	\$25.14	\$0.62	\$8.30	\$12.17
2022	\$19.47	\$0.62	\$6.80	\$9.47
2023	\$15.55	\$0.62	\$5.54	\$7.35
2024	\$12.79	\$0.62	\$4.50	\$5.97
2025	\$9.24	\$0.62	\$3.63	\$4.13
2026	\$7.20	\$0.62	\$2.93	\$3.08
2027	\$5.53	\$0.62	\$2.35	\$2.29
2028	\$4.20	\$0.62	\$1.89	\$1.52
2029	\$4.08	\$0.62	\$1.63	\$1.75
2030	\$3.12	\$0.62	\$1.22	\$0.68
2031	\$2.57	\$0.62	\$0.97	\$0.41
2032	\$2.45	\$0.62	\$0.78	\$1.19
2033	\$2.26	\$0.62	\$0.62	\$0.95
2034	\$1.79	\$0.62	\$0.49	\$0.70
2035	\$1.53	\$0.62	\$0.39	-\$0.14
2036	\$1.42	\$0.62	\$0.31	-\$0.13
2037	\$1.19	\$0.62	\$0.25	-\$0.18
2038	\$0.96	\$0.62	\$0.20	-\$0.20
2039	\$0.71	\$0.62	\$0.16	-\$0.39
2040	\$0.58	\$0.62	\$0.13	-\$0.41
2041	\$0.45	\$0.62	\$0.10	-\$0.51
2042	\$0.35	\$0.62	\$0.08	-\$0.58
2043	\$0.27	\$0.62	\$0.07	-\$0.64
Total	\$229.98	\$16.23	\$77.88	\$101.69

No se consideró la Cuota Contractual por la Fase Exploratoria, el Impuesto por las Actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos ya esta incluido en el Flujo de Efectivo.

Los resultados finales se muestran en los Indicadores Económicos de la Tabla 47:

Tabla 47: Indicadores Económicos del Campo C como Asignación Petrolera

VPN AI (Valor Presente Neto Antes de Impuestos) [mmUSD]	\$278.5
VPN DI (Valor Presente Neto Después de Impuestos) [mmUSD]	\$71.14
VPI (Valor Presente de las Inversiones) [mmUSD]	\$289.11
VPN AI/ VPI	0.96
VPN DI/VPI	0.25

4.3.2 Modelo como Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos

Para evaluar el Campo C bajo el Régimen Fiscal del Contrato de Licencia y del Contrato de Producción Compartida, se utilizará el Escenario Incremental que presento Pemex para Migrar el Título de Asignación del Campo C con socio a un CEE.

El pronóstico de producción del Escenario Incremental se muestra en la Tabla 48 y de manera gráfica en las Figuras 23 y 24:

Tabla 48: Pronóstico de Producción del Escenario Incremental para el Campo C

Año	Aceite [mbd]	Gas [mmpcd]
2018	10	18.5
2019	8.8	15.6
2020	9.9	19.5
2021	10.3	21.3
2022	9.6	19.8
2023	8.9	18.5
2024	7.3	15.5
2025	6	12.2
2026	4.4	8
2027	3.4	5.8
2028	3.1	4.4
2029	2.8	3.7
2030	2.3	2.7
2031	2.1	2.4

2032	1.7	1.9
2033	1.8	1.8
2034	1.6	1.6
2035	1.3	1.3
2036	1	1
2037	0.9	0.9
2038	0.9	0.8
2039	0.8	0.8
2040	0.7	0.6
2041	0.6	0.5
2042	0.5	0.5
2043	0.4	0.4

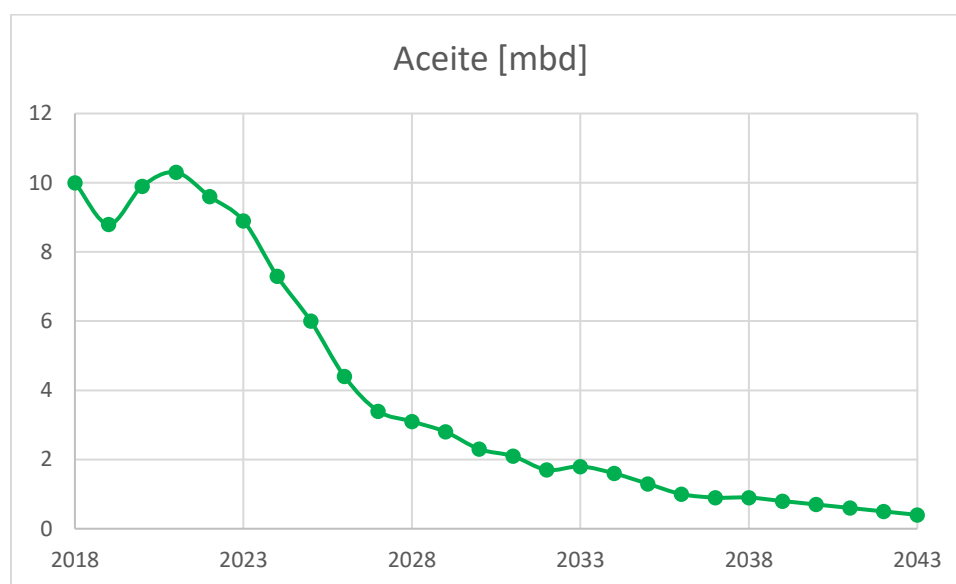


Figura 23: Pronóstico de Producción Incremental del Aceite para el Campo C

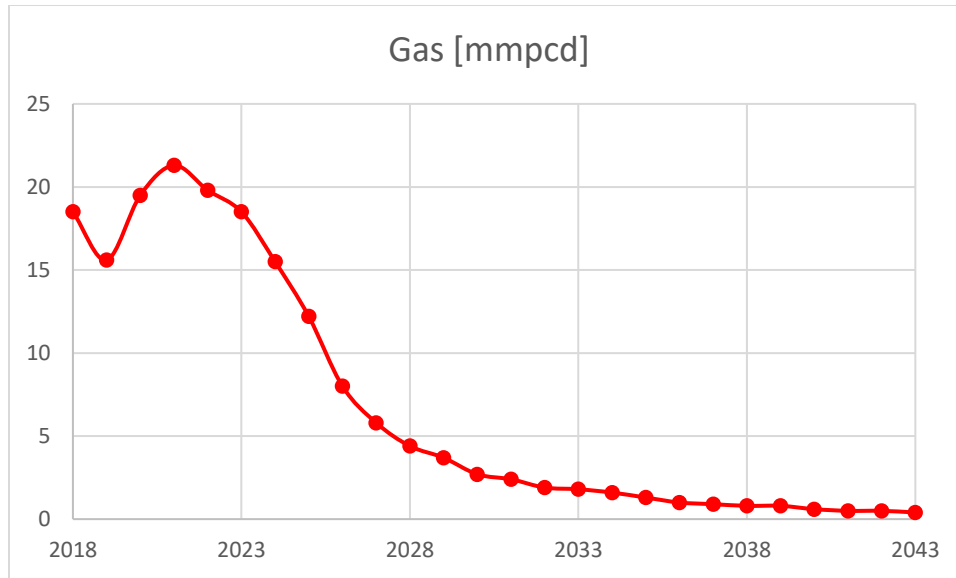


Figura 24: Pronóstico de Producción Incremental del Gas para el Campo C

La Inversión Total para llevar a cabo el desarrollo del proyecto del Campo C, bajo el esquema de un CEE, se estimó en 761.80 millones de dólares, de la Inversión Total, 348.20 millones de dólares corresponden a la Inversión Estratégica y 413.60 millones de dólares le corresponden a la Inversión Operacional.

Para el Gasto de Operación se estimó un total de 73.80 millones de dólares.

La Tabla 49 muestra las inversiones del Escenario Incremental, necesarias por año para el proyecto del Campo C:

Tabla 49: Inversiones del Escenario Incremental para el Proyecto del Campo C

Año	Gasto de Operación [mmUSD]	Inversión Operacional [mmUSD]	Inversión Estratégica [mmUSD]	Inversión Total [mmUSD]
2018	\$7.30	\$42.20	\$54.10	\$96.30
2019	\$6.42	\$37.60	\$39.70	\$77.30
2020	\$7.23	\$39.90	\$36.20	\$76.10
2021	\$7.52	\$40.80	\$33.80	\$74.60
2022	\$7.01	\$38.80	\$27.60	\$66.40
2023	\$6.50	\$35.30	\$27.30	\$62.60
2024	\$5.33	\$30.30	\$27.70	\$58.00
2025	\$4.38	\$25.60	\$20.00	\$45.60
2026	\$3.21	\$19.50	\$18.80	\$38.30
2027	\$2.48	\$16.20	\$15.00	\$31.20

2028	\$2.26	\$14.80	\$15.10	\$29.90
2029	\$2.04	\$13.90	\$12.90	\$26.80
2030	\$1.68	\$12.50	\$13.20	\$25.70
2031	\$1.53	\$7.00	\$1.40	\$8.40
2032	\$1.24	\$5.70	\$1.90	\$7.60
2033	\$1.31	\$5.80	\$1.60	\$7.40
2034	\$1.17	\$5.10	\$0.20	\$5.30
2035	\$0.95	\$4.10	\$0.10	\$4.20
2036	\$0.73	\$3.30	\$0.10	\$3.40
2037	\$0.66	\$2.80	\$0.40	\$3.20
2038	\$0.66	\$2.80	\$0.40	\$3.20
2039	\$0.58	\$2.50	\$0.30	\$2.80
2040	\$0.51	\$2.20	\$0.00	\$2.20
2041	\$0.44	\$1.80	\$0.00	\$1.80
2042	\$0.37	\$1.70	\$0.30	\$2.00
2043	\$0.29	\$1.40	\$0.10	\$1.50
Total	\$73.80	\$413.60	\$348.20	\$761.80

Las premisas económicas generales utilizadas para el Campo C están basadas en los precios a futuro del barril de petróleo y del millar de pie cúbico de gas natural producido. La tasa de descuento utilizada fue del 10% y el tipo de cambio fue de \$19.00 pesos por dólar.

Con las premisas antes mencionadas se tiene un total de ingresos por la venta de aceite y gas de 2,678.13 millones de dólares.

La Tabla 50 muestra los ingresos obtenidos por la venta de aceite y gas por año y el Flujo de Efectivo antes de Impuestos y Derechos:

Tabla 50: Evaluación Económica del Escenario Incremental antes de Impuestos y Derechos del Campo C

Año	Precio por Barril [USD]	Precio por mmpc [USD]	Ingresos Aceite [mmUSD]	Ingrsros Gas [mmUSD]	Ingresos Totales [mmUSD]	Flujo de Efectivo Antes de Impuestos y Derechos [mmUSD]
2018	\$53.38	\$4.88	\$194.84	\$32.95	\$227.79	\$124.19
2019	\$59.58	\$5.02	\$191.37	\$28.58	\$219.95	\$136.23
2020	\$61.57	\$5.17	\$222.48	\$36.80	\$259.28	\$175.95
2021	\$62.52	\$5.29	\$235.04	\$41.13	\$276.17	\$194.05
2022	\$63.38	\$5.42	\$222.08	\$39.17	\$261.25	\$187.85
2023	\$64.02	\$5.56	\$207.97	\$37.54	\$245.51	\$176.42

2024	\$64.42	\$5.74	\$171.65	\$32.47	\$204.12	\$140.79
2025	\$64.81	\$5.84	\$141.93	\$26.01	\$167.94	\$117.96
2026	\$65.21	\$5.92	\$104.73	\$17.29	\$122.01	\$80.50
2027	\$65.41	\$6.00	\$81.17	\$12.70	\$93.88	\$60.19
2028	\$65.61	\$6.04	\$74.24	\$9.70	\$83.94	\$51.77
2029	\$65.84	\$6.15	\$67.29	\$8.31	\$75.59	\$46.75
2030	\$65.95	\$6.24	\$55.37	\$6.15	\$61.51	\$34.14
2031	\$65.95	\$6.24	\$50.55	\$5.47	\$56.02	\$46.08
2032	\$65.95	\$6.24	\$40.92	\$4.33	\$45.25	\$36.41
2033	\$65.95	\$6.24	\$43.33	\$4.10	\$47.43	\$38.71
2034	\$65.95	\$6.24	\$38.51	\$3.64	\$42.16	\$35.69
2035	\$65.95	\$6.24	\$31.29	\$2.96	\$34.25	\$29.11
2036	\$65.95	\$6.24	\$24.07	\$2.28	\$26.35	\$22.22
2037	\$65.95	\$6.24	\$21.66	\$2.05	\$23.71	\$19.86
2038	\$65.95	\$6.24	\$21.66	\$1.82	\$23.49	\$19.63
2039	\$68.96	\$4.10	\$20.14	\$1.20	\$21.33	\$17.95
2040	\$69.56	\$4.14	\$17.77	\$0.91	\$18.68	\$15.97
2041	\$69.55	\$4.19	\$15.23	\$0.77	\$16.00	\$13.76
2042	\$70.03	\$4.24	\$12.78	\$0.77	\$13.55	\$11.19
2043	\$70.74	\$4.28	\$10.33	\$0.63	\$10.95	\$9.16
		Total	\$2,318.42	\$359.71	\$2,678.13	\$1,842.53

Con los datos anteriores se realizó la Evaluación Económica del Campo C bajo el Régimen Fiscal del Contrato de Licencia y Producción Compartida.

4.3.3 Modelo como CEE de tipo Licencia

El caso del Campo C como un CEE de tipo Licencia es el real, por lo que para efectos de estudio de este caso se usaran las condiciones establecidas en su contrato original.

Para poder hacer los cálculos correspondientes a la Evaluación Económica después de Impuestos y Derechos de este Modelo, el contrato considera una Tasa de Utilidad Compartida del 13% y los datos del Escenario Incremental del Campo C.

La Evaluación Económica después de Impuestos y Derechos del Campo C como un CEE de tipo Licencia se muestra en la Tabla 51:

Tabla 51: Evaluación Económica después de Impuestos y Derechos del Campo C como un CEE de tipo Licencia

Año	Regalía [mmUSD]	Regalía Adicional [mmUSD]	Flujo de Efectivo después de Impuestos y Derechos [mmUSD]
2018	\$17.64	\$29.61	\$76.32
2019	\$18.67	\$28.59	\$88.34
2020	\$22.50	\$33.71	\$119.12
2021	\$24.22	\$35.90	\$133.31
2022	\$23.19	\$33.96	\$130.07
2023	\$21.98	\$31.92	\$121.89
2024	\$18.37	\$26.54	\$95.26
2025	\$15.24	\$21.83	\$80.26
2026	\$11.20	\$15.86	\$52.82
2027	\$8.67	\$12.20	\$38.70
2028	\$7.84	\$10.91	\$32.40
2029	\$7.10	\$9.83	\$29.20
2030	\$5.82	\$8.00	\$19.70
2031	\$5.30	\$7.28	\$32.88
2032	\$4.28	\$5.88	\$25.62
2033	\$4.51	\$6.17	\$27.42
2034	\$4.01	\$5.48	\$25.58
2035	\$3.25	\$4.45	\$20.77
2036	\$2.50	\$3.43	\$15.67
2037	\$2.25	\$3.08	\$13.90
2038	\$2.24	\$3.05	\$13.71
2039	\$2.10	\$2.77	\$12.45
2040	\$1.86	\$2.43	\$11.05
2041	\$1.60	\$2.08	\$9.46
2042	\$1.35	\$1.76	\$7.45
2043	\$1.10	\$1.42	\$6.01
Total	\$238.81	\$348.16	\$1,239.34

Para este caso no se consideró la Cuota de la Fase Exploratoria, para el caso del Flujo de Efectivo después de Impuestos y Derechos ya va incluido el Impuesto por las Actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Los resultados finales se muestran en los indicadores económicos de la Tabla 52:

Tabla 52: Indicadores Económicos del Campo C como un CEE de tipo Licencia

VPN AI (Valor Presente Neto Antes de Impuestos) [mmUSD]	\$1,901.20
VPN DI (Valor Presente Neto Después de Impuestos) [mmUSD]	\$729.81
VPI (Valor Presente de las Inversiones) [mmUSD]	\$497.08
VPN AI/ VPI	2.20
VPN DI/VPI	1.47

4.3.4 Modelo como CEE de tipo Producción Compartida

Para el caso de un Modelo como CEE de tipo Producción Compartida se supondrá que el Campo C decidió migrarse a esta modalidad de contratación.

Para poder hacer los cálculos correspondientes a la Evaluación Económica después de Impuestos y Derechos de este Modelo, se considerará una Tasa para la Utilidad Operativa del 30%, un porcentaje de Recuperación de Costos del 45% y los datos del Escenario Incremental del Campo C

La Tabla 53 muestra la Evaluación Económica del Campo C como un CEE de tipo Producción Compartida:

Tabla 53: Evaluación Económica después de Impuestos y Derechos del Campo C como un CEE de tipo Producción Compartida

Año	Regalía [mmUSD]	Utilidad Operativa [mmUSD]	Flujo de Efectivo después de Impuestos y Derechos [mmUSD]
2018	\$17.64	\$32.29	\$73.63
2019	\$18.67	\$30.69	\$86.24
2020	\$22.50	\$36.03	\$116.80
2021	\$24.22	\$38.30	\$130.91
2022	\$23.19	\$36.15	\$127.88
2023	\$21.98	\$33.91	\$119.89
2024	\$18.37	\$28.17	\$93.63
2025	\$15.24	\$23.14	\$78.96
2026	\$11.20	\$16.77	\$51.91
2027	\$8.67	\$12.89	\$38.01
2028	\$7.84	\$11.50	\$31.82
2029	\$7.10	\$10.34	\$28.68
2030	\$5.82	\$8.41	\$19.29
2031	\$5.30	\$7.65	\$32.51
2032	\$4.28	\$6.18	\$25.32
2033	\$4.51	\$6.47	\$27.11

2034	\$4.01	\$5.75	\$25.31
2035	\$3.25	\$4.68	\$20.55
2036	\$2.50	\$3.60	\$15.50
2037	\$2.25	\$3.24	\$13.74
2038	\$2.24	\$3.20	\$13.56
2039	\$2.10	\$2.89	\$12.33
2040	\$1.86	\$2.52	\$10.96
2041	\$1.60	\$2.16	\$9.38
2042	\$1.35	\$1.83	\$7.38
2043	\$1.10	\$1.48	\$5.96
Total	\$238.81	\$370.25	\$1,217.25

Para este caso no se consideró la Cuota Contractual de la Fase Exploratoria, para el caso del Flujo de Efectivo después de Impuestos y Derechos ya va incluido el Impuesto por las Actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Los resultados finales se muestran en los indicadores económicos de la Tabla 54:

Tabla 54: Indicadores Económicos del Campo C como un CEE de tipo Producción Compartida

VPN AI (Valor Presente Neto Antes de Impuestos) [mmUSD]	\$1,901.20
VPN DI (Valor Presente Neto Después de Impuestos) [mmUSD]	\$715.43
VPI (Valor Presente de las Inversiones) [mmUSD]	\$497.08
VPN AI/ VPI	2.20
VPN DI/VPI	1.44

4.3.5 Comparativa de Modelos

La comparativa de Modelos se presenta en la Tabla 55:

Tabla 55: Comparativa de Modelos para el Campo C

	VPN AI [mmUSD]	VPI [mmUSD]	VPN DI [mmUSD]	VPN AI/VPI	VPN DI/VPI
Modelo de Asignación	\$278.5	\$289.11	\$71.14	0.96	0.25
Modelo de Licencia	\$1091.5	\$497.08	\$729.81	2.20	1.47
Modelo de Utilidad Compartida/Producción Compartida	\$1091.5	\$497.08	\$715.43	2.20	1.44

Al observar los valores de la relación VPN DI/VPI se tiene que la decisión de Pemex de Migrar el título de Asignación del Campo C a un Modelo de Contrato tipo Licencia fue la adecuada.

Como se puede ver el Modelo de Asignación evaluado con el Escenario Base de la Ronda Cero, no deja mucho margen de rentabilidad para Pemex, por lo que otra vez vemos que el Escenario Incremental planteado por Pemex mejora significativamente la rentabilidad del proyecto.

Desde el punto de vista del Campo C como un Farmout, el proyecto permitirá a Pemex compartir el riesgo de las inversiones con un tercero, en este caso la participación de las partes involucradas en la Asociación será de 50% para cada una, de esta manera si nos fijamos en el valor de la relación de **VPN DI/VPI** del Modelo de Licencia la rentabilidad sigue siendo mayor al Modelo de Asignación.

La idea de que Pemex se haya asociado con un tercero para compartir utilidades y riesgos se basa en que el Campo C es un Campo Maduro, esto quiere decir que las inversiones que se lleguen a realizar serán mínimas puesto que se tiene una menor promesa de valor por las Reservas Remanentes.

La Asociación permitirá compartir el riesgo en las inversiones de Recuperación Secundaria para incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos en comparación al Escenario Base de Ronda Cero e igualmente tratar de reclasificar las Reservas.

Ahora, toca analizar si Migrar el Campo C a un Contrato de Licencia fue la mejor alternativa para el Estado, en la Tabla 56 se muestra el total de ingresos que recibiría el Estado por las Contraprestaciones en cada Modelo analizado:

Tabla 56: Monto total de Contraprestaciones Para el Estado del Campo C

Año	Contraprestaciones Modelo de Asignación [mmUSD]	Contraprestaciones Modelo de Licencia [mmUSD]	Contraprestaciones Modelo de Producción Compartida [mmUSD]
2018	\$53.90	\$47.87	\$50.56
2019	\$48.56	\$47.89	\$49.99
2020	\$41.09	\$56.83	\$59.16
2021	\$34.06	\$60.75	\$63.15

2022	\$26.89	\$57.78	\$59.97
2023	\$21.71	\$54.53	\$56.52
2024	\$17.92	\$45.53	\$47.17
2025	\$13.50	\$37.70	\$39.00
2026	\$10.75	\$27.69	\$28.60
2027	\$8.51	\$21.50	\$22.18
2028	\$6.72	\$19.37	\$19.96
2029	\$6.34	\$17.55	\$18.07
2030	\$4.96	\$14.44	\$14.84
2031	\$4.17	\$13.21	\$13.58
2032	\$3.85	\$10.79	\$11.09
2033	\$3.50	\$11.30	\$11.60
2034	\$2.90	\$10.11	\$10.38
2035	\$2.55	\$8.33	\$8.55
2036	\$2.36	\$6.55	\$6.72
2037	\$2.06	\$5.96	\$6.11
2038	\$1.78	\$5.92	\$6.07
2039	\$1.49	\$5.50	\$5.61
2040	\$1.33	\$4.91	\$5.01
2041	\$1.18	\$4.30	\$4.38
2042	\$1.06	\$3.74	\$3.81
2043	\$0.96	\$3.15	\$3.20
Total	\$324.09	\$603.19	\$625.28

La Tabla 57 muestra el Valor Presente de las Contraprestaciones para el Estado:

Tabla 57: Valor Presente de las Contraprestaciones para el Estado del Campo C

Modelo	VP Impuestos [mmUSD]
Asignación	\$227.41
Licencia	\$361.39
Producción Compartida	\$375.77

Observando los resultados de la Tabla 57, es claro que la Migración del Campo C a un CEE también fue la mejor alternativa para el Estado, aunque el Modelo de Producción Compartida dejaría un poco más de ingresos para el Estado, con el Modelo de Licencia el riesgo es totalmente del contratista, por lo independientemente de los riesgos en invertir en este proyecto, sigue recibiendo las regalías e impuestos correspondientes al Contrato, además hay que tomar en cuenta que para el caso del Campo C evaluado como un Contrato de Producción Compartida, se hizo la suposición de la Tasa de Utilidad

Operativa y la Recuperación de Costos, por lo que el resultado puede variar dependiendo del escenario y las premisas bajo el cual se quiera evaluar.

4.4 Campo D

El Campo D como se mencionó al inicio del capítulo corresponde a un campo que fue adjudicado a una Empresa Privada durante una de las Rondas de Licitación realizadas por la CNH.

El Área Contractual del Campo D se localiza en aguas territoriales del Golfo de México a 27 km al noreste del puerto de Dos Bocas en Paraíso Tabasco. Se descubrió en el año de 2009, la densidad del aceite varía de entre los 15.8 y 27.8 grados API. Cuenta con una porosidad efectiva de entre 25 y 28% y una permeabilidad de 20 a 600 [mD].

La presión inicial y actual del yacimiento es de 390 kg/cm² y la presión de saturación es de 140 kg/cm².

El Campo D cuenta actualmente con una reserva 1P de 21.25 [mmbpce], una reserva 2P de 45.18[mmbpce] y una reserva 3P de 25.91 [mmbpce].

Para el Horizonte del proyecto de este caso se tomó en cuenta la duración original del contrato del Campo D que es de 25 años, entonces los cálculos estimados para cada modelo que se presenta corresponde al período de 2016 a 2041.

Los modelos presentados para este campo únicamente corresponden al Contrato de Licencia y Producción Compartida porque no es un título de Asignación o un CEE producto de una Migración.

Los pronósticos de producción de aceite y gas estimados para el Campo B son los mostrados en la Tabla 58 y de manera gráfica en la Figura 25 y en la Figura 26:

Tabla 58: Pronóstico de Producción del Campo D

Año	Aceite [mbd]	Gas [mmpcd]
2016	-	-
2017	2.80	0.80
2018	3.50	1.00
2019	4.30	1.23
2020	5.00	1.43
2021	28.70	8.20
2022	20.09	5.74
2023	27.56	7.88
2024	27.45	7.84
2025	26.25	7.50
2026	25.10	7.17

2027	24.01	6.86
2028	22.96	6.56
2029	21.96	6.28
2030	21.00	6.00
2031	20.08	5.74
2032	19.21	5.49
2033	18.37	5.25
2034	17.57	5.02
2035	16.80	4.80
2036	16.07	4.59
2037	15.37	4.39
2038	14.70	4.20
2039	14.06	4.02
2040	13.44	3.84
2041	12.86	3.67

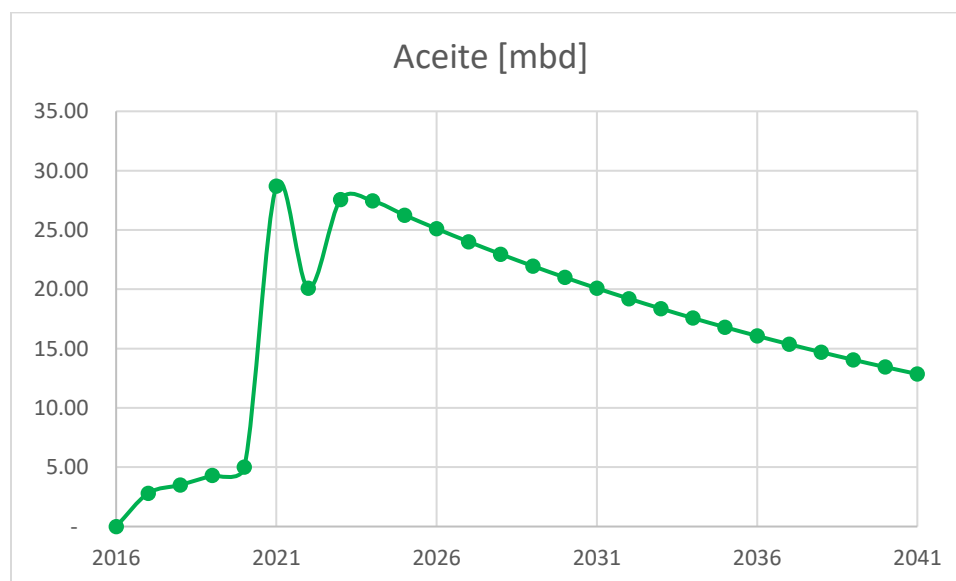


Figura 25: Pronóstico de Producción del Aceite para el Campo D

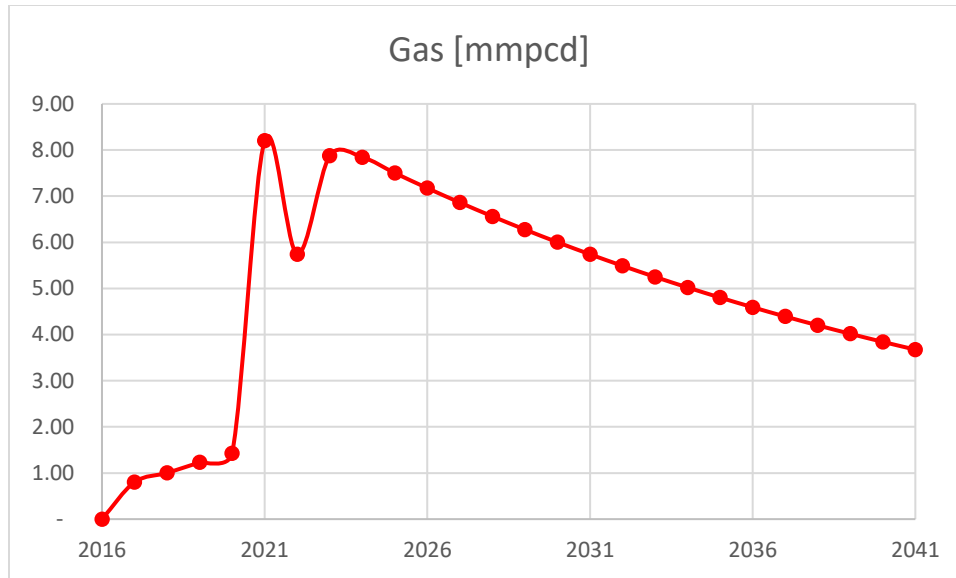


Figura 26: Pronóstico de Producción del Gas para el Campo D

La Inversión Total para llevar a cabo la realización del proyecto del Campo D se estimó en 2,597.39 millones de dólares, de la Inversión Total, 1,160.96 millones de dólares corresponden a la Inversión Estratégica y 1436.43 millones de dólares le corresponden a la Inversión Operacional.

Para el Gasto de Operación se estimaron un total de 320.62 millones de dólares, para el cual se estimó un gasto de 2 dólares por barril.

La Tabla 59 muestra las inversiones necesarias por año para el proyecto del Campo D:

Tabla 59: Inversiones para el proyecto del Campo D

Año	Gasto de Operación [mmUSD]	Inversión Operacional [mmUSD]	Inversión Estratégica [mmUSD]	Inversión Total [mmUSD]
2016	\$0.00	\$0.00	\$170.50	\$170.50
2017	\$2.04	\$51.40	\$151.26	\$202.66
2018	\$2.56	\$56.61	\$131.46	\$188.07
2019	\$3.14	\$41.01	\$131.46	\$172.47
2020	\$3.65	\$75.00	\$300.87	\$375.87
2021	\$20.95	\$60.83	\$49.95	\$110.78
2022	\$14.67	\$70.80	\$125.55	\$196.35
2023	\$20.12	\$60.83	\$49.95	\$110.78
2024	\$20.04	\$65.45	\$49.95	\$115.40
2025	\$19.16	\$65.45	\$0.00	\$65.45
2026	\$18.33	\$60.83	\$0.00	\$60.83

2027	\$17.53	\$60.83	\$0.00	\$60.83
2028	\$16.76	\$50.83	\$0.00	\$50.83
2029	\$16.03	\$50.83	\$0.00	\$50.83
2030	\$15.33	\$50.83	\$0.00	\$50.83
2031	\$14.66	\$50.83	\$0.00	\$50.83
2032	\$14.02	\$50.83	\$0.00	\$50.83
2033	\$13.41	\$50.83	\$0.00	\$50.83
2034	\$12.83	\$50.83	\$0.00	\$50.83
2035	\$12.27	\$50.83	\$0.00	\$50.83
2036	\$11.73	\$50.83	\$0.00	\$50.83
2037	\$11.22	\$50.83	\$0.00	\$50.83
2038	\$10.73	\$50.83	\$0.00	\$50.83
2039	\$10.26	\$50.83	\$0.00	\$50.83
2040	\$9.81	\$50.83	\$0.00	\$50.83
2041	\$9.38	\$106.60	\$0.00	\$106.60
Total	\$320.62	\$1,436.43	\$1,160.96	\$2,597.39

Las premisas económicas utilizadas para el Campo D están basadas en los precios futuros del barril de petróleo y del millar de pie cúbico de gas natural producido. La Tasa de Descuento utilizada fue del 10% y el tipo de cambio fue de \$19.00 pesos por dólar.

Con las premisas antes mencionadas se tiene un Total de Ingresos por la venta de aceite y gas de 10,721.54 millones de dólares. La Tabla 60 muestra los ingresos obtenidos por la venta de aceite y gas por año y el flujo de efectivo antes de impuestos y derechos:

Tabla 60: Evaluación Económica Antes de Impuestos y Derechos del Campo D

Año	Precio por Barril [USD]	Precio por mmpc [USD]	Ingresos Aceite [mmUSD]	Ingresos Gas [mmUSD]	Total, de Ingresos [mmUSD]	Flujo de Efectivo Antes de Impuestos y Derechos [mmUSD]
2016	\$48.00	\$4.05	\$0.00	\$0.00	\$0.00	-\$170.50
2017	\$51.15	\$4.75	\$52.28	\$1.39	\$53.66	-\$151.04
2018	\$53.38	\$4.88	\$68.19	\$1.78	\$69.97	-\$120.65
2019	\$59.58	\$5.02	\$93.51	\$2.25	\$95.76	-\$79.85
2020	\$61.57	\$5.17	\$112.37	\$2.70	\$115.06	-\$264.46
2021	\$62.52	\$5.29	\$654.93	\$15.83	\$670.76	\$539.03
2022	\$63.38	\$5.42	\$464.76	\$11.36	\$476.11	\$265.10
2023	\$64.02	\$5.56	\$644.00	\$15.98	\$659.99	\$529.09
2024	\$64.42	\$5.74	\$645.39	\$16.44	\$661.82	\$526.38
2025	\$64.81	\$5.84	\$620.96	\$15.99	\$636.95	\$552.34
2026	\$65.21	\$5.92	\$597.53	\$15.50	\$613.03	\$533.88

2027	\$65.41	\$6.00	\$573.21	\$15.03	\$588.24	\$509.88
2028	\$65.61	\$6.04	\$549.87	\$14.47	\$564.34	\$496.75
2029	\$65.84	\$6.15	\$527.72	\$14.09	\$541.81	\$474.95
2030	\$65.95	\$6.24	\$505.54	\$13.67	\$519.21	\$453.05
2031	\$65.95	\$6.24	\$483.48	\$13.07	\$496.55	\$431.06
2032	\$65.95	\$6.24	\$462.38	\$12.50	\$474.89	\$410.04
2033	\$65.95	\$6.24	\$442.21	\$11.96	\$454.17	\$389.93
2034	\$65.95	\$6.24	\$422.91	\$11.44	\$434.35	\$370.69
2035	\$65.95	\$6.24	\$404.46	\$10.94	\$415.40	\$352.30
2036	\$65.95	\$6.24	\$386.81	\$10.46	\$397.27	\$334.71
2037	\$65.95	\$6.24	\$369.93	\$10.00	\$379.94	\$317.89
2038	\$65.95	\$6.24	\$353.79	\$9.57	\$363.36	\$301.80
2039	\$68.96	\$4.10	\$353.79	\$6.01	\$359.80	\$298.71
2040	\$69.56	\$4.14	\$341.31	\$5.80	\$347.11	\$286.47
2041	\$69.55	\$4.19	\$326.35	\$5.62	\$331.98	\$215.99
		Total	\$10,457.69	\$263.85	\$10,721.54	\$7,803.53

4.4.1 Modelo como CEE de tipo Licencia

El caso del Modelo como un CEE de tipo Licencia para el Campo D es un supuesto ya que el contrato original es un CEE de tipo Producción Compartida.

Para poder hacer los cálculos de la Evaluación Económica para este Modelo, se utilizaron los datos presentados anteriormente en las Tablas 58,59 y 60, considerando una Tasa de Utilidad Compartida del 30%.

Tomando en cuenta lo anterior, la Evaluación Económica Después de Impuestos y Derechos se muestra en la Tabla 61:

Tabla 61: Evaluación Económica Después de Impuestos y Derechos del Campo C como un CEE de tipo Licencia

Año	Regalía [mmUSD]	Regalía Adicional [mmUSD]	Flujo de Efectivo Después de Impuestos y Derechos [mmUSD]
2016	\$0.00	\$0.00	-\$170.53
2017	\$4.19	\$16.10	-\$171.36
2018	\$5.70	\$20.99	-\$147.36
2019	\$8.54	\$28.73	-\$117.14
2020	\$10.54	\$34.52	-\$309.54
2021	\$62.25	\$201.23	\$275.52
2022	\$44.70	\$142.83	\$77.54

2023	\$62.50	\$198.00	\$268.57
2024	\$63.01	\$198.55	\$264.80
2025	\$60.96	\$191.09	\$300.27
2026	\$58.98	\$183.91	\$290.97
2027	\$56.74	\$176.47	\$276.64
2028	\$54.58	\$169.30	\$272.84
2029	\$52.56	\$162.54	\$259.81
2030	\$50.44	\$155.76	\$246.81
2031	\$48.24	\$148.97	\$233.83
2032	\$46.14	\$142.47	\$221.41
2033	\$44.13	\$136.25	\$209.53
2034	\$42.20	\$130.30	\$198.16
2035	\$40.36	\$124.62	\$187.30
2036	\$38.60	\$119.18	\$176.91
2037	\$36.91	\$113.98	\$166.97
2038	\$35.30	\$109.01	\$157.46
2039	\$36.29	\$107.94	\$154.45
2040	\$35.28	\$104.13	\$147.04
2041	\$33.73	\$99.59	\$82.64
Total	\$1,032.87	\$3,216.46	\$3,553.52

Dentro del Flujo de Efectivo después de Impuestos y derechos ya está incluido el Impuesto por las Actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Los resultados finales se muestran en los indicadores económicos de la Tabla 62:

Tabla 62: Indicadores Económicos del Campo D como CEE de tipo Licencia

VPN AI (Valor Presente Neto Antes de Impuestos) [mmUSD]	\$1,993.22
VPN DI (Valor Presente Neto Después de Impuestos) [mmUSD]	\$612.22
VPI (Valor Presente de las Inversiones) [mmUSD]	\$1,395.69
VPN AI/ VPI	1.43
VPN DI/VPI	0.43

4.4.2 Modelo como CEE de tipo Producción Compartida

Para poder hacer los cálculos de la Evaluación Económica de este caso, se tomaron los valores originales del contrato del Campo D ya que fue adjudicado bajo la Modalidad de Producción Compartida. Se utilizaron los datos presentados anteriormente en las Tablas 58,59 y 60, la Tasa de Utilidad Operativa Utilizada fue de 83.75% y un porcentaje de Recuperación de Costos del 50%.

Considerando lo anterior, la Evaluación Económica después de Impuestos y Derechos se muestra en la Tabla 63:

Tabla 63: Evaluación Económica Después de Impuestos y Derechos del Campo D como un CEE de tipo Producción Compartida

Año	Regalía [mmUSD]	Utilidad Operativa [mmUSD]	Flujo de Efectivo Después de Impuestos y Derechos [mmUSD]
2016	\$0.00	\$0.00	-\$170.59
2017	\$4.19	\$18.96	-\$170.10
2018	\$5.70	\$24.53	-\$145.27
2019	\$8.54	\$32.95	-\$112.89
2020	\$10.54	\$39.35	-\$303.84
2021	\$62.25	\$228.74	\$310.26
2022	\$44.70	\$161.94	\$103.14
2023	\$62.50	\$224.03	\$305.03
2024	\$63.01	\$224.37	\$301.99
2025	\$60.96	\$215.67	\$336.64
2026	\$58.98	\$207.32	\$326.54
2027	\$56.74	\$198.80	\$311.05
2028	\$54.58	\$190.61	\$306.12
2029	\$52.56	\$182.86	\$292.06
2030	\$50.44	\$175.17	\$277.85
2031	\$48.24	\$167.53	\$263.51
2032	\$46.14	\$160.22	\$249.79
2033	\$44.13	\$153.23	\$236.67
2034	\$42.20	\$146.54	\$224.13
2035	\$40.36	\$140.15	\$212.13
2036	\$38.60	\$134.03	\$200.65
2037	\$36.91	\$128.18	\$189.68
2038	\$35.30	\$122.59	\$179.18
2039	\$36.29	\$120.27	\$178.41
2040	\$35.28	\$115.81	\$170.63
2041	\$33.73	\$110.77	\$105.20
Total	\$1,032.87	\$3,624.62	\$4,177.98

Dentro del Flujo de Efectivo después de Impuestos y derechos ya está incluido el Impuesto por las Actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Los resultados finales se muestran en los indicadores económicos de la Tabla 64:

Tabla 64: Indicadores Económicos del Campo D como CEE de tipo Licencia

VPN AI (Valor Presente Neto Antes de Impuestos) [mmUSD]	\$1,993.22
VPN DI (Valor Presente Neto Después de Impuestos) [mmUSD]	\$807.33
VPI (Valor Presente de las Inversiones) [mmUSD]	\$1,395.69
VPN AI/ VPI	1.43
VPN DI/VPI	0.58

4.4.3 Comparativa de Modelos

La comparativa de Modelos se presenta en la Tabla 65:

Tabla 65: Comparativa de Modelos para el Campo D

	VPN AI [mmUSD]	VPI [mmUSD]	VPN DI [mmUSD]	VPN AI/VPI	VPN DI/VPI
Modelo de Licencia	\$1,993.22	\$1,395.69	\$612.22	1.43	0.43
Modelo de Utilidad Compartida/Producción Compartida	\$1,993.22	\$1,395.69	\$807.33	1.43	0.58

Observando los resultados de la Tabla 65, el Modelo de Producción Compartida, bajo las condiciones expuestas anteriormente, resulta más rentable para el contratista, esto se debe al porcentaje de Recuperación de Costos, por otra parte, el beneficio del Estado en cuanto a las Regalías obtenidas mediante este Modelo es muy bueno ya que el porcentaje de la Utilidad Operativa es superior al 80%.

Analizando un poco más el caso del Campo D, la decisión de ponerlo en Licitación bajo el esquema de Contrato de Producción Compartida lo hizo más atractivo para las empresas que se interesaron, ya que es un proyecto que requiere fuertes inversiones iniciales y con la Recuperación de Costos que permite este esquema, el contratista beneficiado ya que no absorbe en su totalidad las Inversiones necesarias para poder desarrollar el proyecto.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. Para el Caso del Campo A debe considerarse un Escenario Incremental con una propuesta que permita hacer una mejor comparación entre modelos, tomando en cuenta que para que pueda proceder la Migración de un Título de Asignación es necesario que se presente dicho Escenario para demostrar el beneficio que tendría el Estado al migrar la Asignación a un CEE.
2. Se debe considerar mejorar el Régimen Fiscal de las Asignaciones, puesto que, aunque en los tres casos de estudio donde se presentó el Modelo de Asignación el Estado capta mayores ingresos a través del Derecho de Utilidad Compartida y los Impuestos y Derechos propios de este Modelo, en ninguno de ellos, la rentabilidad que obtiene Pemex a través de las Asignaciones supera los Modelos de Contratos a los que puede Migrar los Títulos de Asignación que le fueron otorgados en la Ronda Cero.
3. Para el modelo de Asignaciones en dado caso que no se pueda Migrar a un Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, le conviene a Pemex realizar las Inversiones Estratégicas necesarias para tratar de incrementar el Factor de Recuperación de las Reservas y aumentar el volumen de producción, ya que este tipo de inversiones son deducibles al 100% del Derecho de Utilidad Compartida.
4. Para considerar Migrar algún Título de Asignación a un nuevo Régimen Fiscal bajo alguna Modalidad de Contratación, se debe hacer el planteamiento adecuado y ver cuál es el que más le conviene al Estado y a Pemex de acuerdo con la etapa de vida del proyecto:
 - Inicio del Desarrollo: Las Inversiones y riesgos son mayores, ya que los yacimientos en ocasiones no están bien delimitados, pero es cuando las Reservas tienen mayor promesa de valor.
 - Desarrollo Medio: Las Inversiones disminuyen en el desarrollo y el riesgo de las Reservas disminuye, porque ya se tiene una parte del volumen extraído de estas y se puede invertir en EOR e IOR, con cierto riesgo.
 - Etapa de Declinación: Las Inversiones son mínimas y generalmente se tiene solo la Reserva 1P, se pueden hacer inversiones en EOR e IOR, pero el riesgo incrementa puesto que se tiene la menor promesa de valor por la Reserva Remanente.

5. Para proyectos marginales, como los Campos Maduros con poca Reserva, se pudo observar que un Modelo de Contrato bajo el esquema de Licencia puede resultar el adecuado por la menor promesa de valor en su Reserva Remanente, siempre y cuando se busque una Asociación, por el riesgo que resultaría en invertir en algún proceso de EOR e IOR.
6. En el caso de proyectos con alta inversión en desarrollo y grandes cantidades de Reserva, como es el caso de Aguas Profundas y Yacimientos no Convencionales, es conveniente que Pemex establezca Alianzas para el desarrollo de estos proyectos ya que gran parte de la Reserva que se tiene estimada corresponde a la Reserva 3P y evaluar cuál sería el mejor esquema de contratación para el desarrollo del proyecto. Por otro lado, también están los proyectos que requieren una alta Inversión Operacional, tal es el caso de los campos con crudo extrapesado, en este caso igual conviene establecer alianzas para compartir los gastos inherentes a la explotación de este tipo de campos.
7. Con la Reforma Energética en curso, Pemex se puede beneficiar de la Migración de sus Títulos de Asignación para buscar una mejora en el Régimen Fiscal que se le aplica como una Empresa Productiva del Estado y de esta manera, ser más eficientes en la capacidad de ejecución de los proyectos al mismo tiempo que busquen la mayor rentabilidad en sus proyectos.

Recomendaciones

1. Se recomienda hacer una Evaluación Económica más robusta, para este trabajo la Evaluación Económica elaborada para cada caso de estudio fue sencilla, únicamente para poder comparar los Modelos de Asignación y Contratos.
2. Para futuros trabajos sería adecuado analizar diferentes casos de la remuneración y de Régimen Fiscal de los Contratos de Servicios Integrales para la Exploración y Extracción (CSIEE) ya que es una nueva Modalidad de Contratación que se le permite hacer a Pemex y que llego en sustitución de los Contratos Integrales para la Exploración y Producción (CIEP) que ahora tienen que migrar a algún CEE.
3. Se debe hacer un análisis de sensibilidad para establecer los valores a los cuales el Valor Presente de los Impuestos en los Modelos de Contratos es mayor o igual al Valor Presente de los Impuestos en el Modelo de Asignación, para establecer un mejor criterio para la Migración de Asignaciones.
4. Se recomienda analizar los casos de Exploración para ampliar el trabajo.
5. Estar actualizado con las modificaciones en el régimen fiscal de Asignaciones y Contratos que pudieran llegar a presentarse.

REFERENCIAS

1. Almanza Valdez , A. (2016). *Metodología Para la Administración de Asignaciones y Contratos Petroleros (Tesis UNAM)*. Ciudad de México.
2. Anguiano Alvarado, A. A. (2017, agosto). Importancia de los proyectos de recuperación adicional de hidrocarburos y su impacto en las contraprestaciones para el Estado. *Tesis para obtener el grado de: Maestría en exploración y explotación de recursos naturales*. Ciudad de México.
3. Barrios, J. Z. (1997). La Regulación de Hidrocarburos en México. En U. y. Energía, *Regulación del Sector Energético*. México, Distrito Federal : UNAM.
4. Diario Oficial de la Federación . (2009). Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo. México, Distrito Federal.
5. Diario Oficial de la Federación. (2013). Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia Energética. México, Distrito Federal.
6. Diario Oficial de la Federación. (2014). *Ley de Hidrocarburos*. Distrito Federal.
7. Diario Oficial de la Federación. (2014, agosto 11). Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos. Distrito Federal.
8. Diario Oficial de la Federación. (2014, agosto 11). Ley de Pemex. Distrito Federal.
9. Diario Oficial de la Federación. (s.f.). *Constitucion Política de los Estados Unidos Mexicanos (actualizada)*. Ciudad de México.
10. Diario Oficial de la Federación. (2009, Mayo 28). Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas. México, D.F., México.
11. Hernández, L. (2015). Análisis del proceso de licitación para Contratos Integrales de Exploración y Producción de Pemex, enfocado en el Campo Crrizo. *Tesis Profesional*. México, D.F., México.
12. Lezama, F. M. (s.f.). *Pemex*. Obtenido de Ref.Pemex.com: <http://www.ref.pemex.com/octanaje/23explo.htm>
13. M.I. Miguel Angel Maciel Torres. (2017, junio 9). Estrategias de negocio de Pemex Exploración y Producción, Congreso Mexicano del Petróleo. Puebla, México.
14. Pemex. (2012). Retrieved from <http://contratos.pemex.com/acerca/Paginas/default.aspx>
15. Pemex. (2014). *Solicitud que Pemex somete a consideración de la Sener para la adjudicación de áreas en Exploración y campos en producción, a través de asignaciones en términos del transitorio sexto de la Ley*. Ciudad de México.
16. Pemex. (2017). *Indicadores Petroleros*. Ciudad de México.
17. Pemex Exploración y Producción. (2017, Mayo 30). Acuerdos de Operación Conjunta para Exploración . *Taller de Capacitación* .

18. Secretaría de Energía. (2014). *Resultado de la Ronda 0*. México, Distrito Federal.
19. Sener. (n.d.). Retrieved from <https://www.gob.mx/sener/articulos/ronda-cero-y-migracion-de-contratos-de-pemex>