



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Evaluación económica para el
desarrollo de infraestructura
petrolera en aguas profundas en
México, caso de estudio: Trión**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Civil

P R E S E N T A

Fernando Valle Carrión

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Edgardo Ulises Benítez Eslava



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2023

ÍNDICE

ÍNDICE	1
PREFACIO	10
INTRODUCCIÓN	11
I. ANTECEDENTES	13
I.1. Etapas de un proyecto costa afuera	13
I.1.1. Exploración.....	14
I.1.2. Desarrollo	15
I.1.3. Mantenimiento de Producción	16
I.2. El petróleo en la vida económica de México	19
I.2.1. El nacimiento de una nueva industria (1938 – 1949): La expropiación petrolera 20	
I.2.2. Industrialización y Desarrollo Estabilizador (1950 – 1970): Consolidación de la industria y primeros proyectos marinos.....	21
I.2.3. Expansión insostenible (1971 – 1982): El mega complejo en los tiempos de crisis	22
I.2.4. Liberalización de la Economía Nacional (1983 – 2004): Grandes desarrollos y cima de la producción histórica.....	24
I.2.5. Liberalización de la Economía Nacional (2005 – 2012): Crónica de una declinación anunciada	25
I.2.6. Liberalización de la Economía Nacional (2013 – 2019): Apertura del sector y Reforma energética	26
I.3. La Empresa Productiva del Estado	28
I.3.1. La conformación del actor estatal	28
I.3.2. Retos y Capacidades.....	31
I.4. El Socio Operador	33
I.5. Marco Jurídico	35
I.5.1. Constitución Política del os Estados Unidos Mexicanos	35
I.5.2. Ley de Petróleos Mexicanos.....	36
I.5.3. Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos	36
I.5.4. Ley de Hidrocarburos	37
I.6. Contratos	37
I.6.1. Contrato de Servicios	39
I.6.2. Contrato de Utilidad Compartida.....	40

I.6.3.	Contrato de Producción Compartida.....	41
I.6.4.	Contrato de Licencia.....	42
I.7.	Asignaciones	43
I.8.	Licitaciones	44
II.	CASO DE ESTUDIO: TRIÓN	45
II.1.	¿El primer Campo en aguas profundas?	45
II.1.1.	Ubicación.....	46
II.1.2.	Evolución contractual.....	49
II.1.3.	Los recursos descubiertos	51
II.2.	El reto de las Aguas Profundas	52
II.2.1.	Instalaciones disponibles en nuestro país.....	54
II.2.2.	¿Transferencia de tecnología o explotación conjunta?	56
II.3.	Esquema de Contrato	61
II.3.1.	Contraprestaciones.....	61
II.3.2.	Régimen Fiscal.....	64
II.3.3.	Elementos del <i>Farm – Out</i>	68
II.4.	Esquema de Asignación	71
II.4.1.	Pago de Derechos	72
II.4.2.	Régimen fiscal	76
II.4.3.	Elementos de la Asignación.....	78
II.5.	Método de Evaluación	81
II.5.1.	Generalidades de un Proyecto	81
II.5.2.	Estudio Legal.....	83
II.5.3.	Estudio de Mercado.....	83
II.5.4.	Estudio Técnico	84
II.5.5.	Estudio Económico y Financiero.....	85
II.5.6.	Ingeniería Económica.....	85
II.6.	Planificación Estratégica	94
II.6.1.	Formulación de Estrategias	95
II.6.2.	Matriz FODA.....	97
III.	EVALUACIÓN DE PROYECTO	99
III.1.	Estudio Legal	99
III.1.1.	Asignación de Derechos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos	99
III.1.2.	Contrato de Extracción y Exploración de Hidrocarburos en modalidad de Licencia	101

III.2. Estudio de Mercado	103
III.2.1. Información de la oferta y demanda.....	103
III.2.2. Análisis de los precios	104
III.2.3. Competidores	105
III.3. Estudio Técnico	107
III.3.1. Localización.....	107
III.3.2. Fases del Proyecto Costa Afuera	108
III.3.3. Capacidades de Producción	110
III.4. Estudio Económico	113
III.4.1. Inversiones de Perforación y Capital	113
III.4.2. Gastos de Operación y Mantenimiento	115
III.4.3. Abandono de las instalaciones	117
III.4.4. Ingresos del Proyecto	125
III.5. Alternativa 1: Desarrollo de proyecto exclusivamente por Pemex (Asignación)	129
III.5.1. Derecho de Exploración de Hidrocarburos (DEXPH)	129
III.5.2. Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH)	131
III.5.3. Derecho por la Utilidad Compartida (DUC)	135
III.5.4. Impuesto Sobre la Renta (ISR)	144
III.5.5. Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH) 150	
III.5.6. Flujo de Caja	153
III.6. Alternativa 2: Desarrollo de proyecto por Pemex y BHP Billiton (Contrato)	155
III.6.1. Bono a la firma	156
III.6.2. Cuota Contractual para la Fase Exploratoria (CCFE)	156
III.6.3. Regalías	158
III.6.4. Contraprestación en función de una tasa al Valor Contractual de los Hidrocarburos (CVCH).....	160
III.6.5. Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH) 163	
III.6.6. Impuesto Sobre la Renta (ISR)	165
III.6.7. Flujo de Caja	175
III.7. Indicadores económicos	178
III.7.1. Tasa de descuento o TREMA.....	179
III.7.2. Tasa Interna de Retorno (TIR).....	179
III.7.3. Valor Presente Neto (VPN).....	181
III.7.4. Valor Anual Equivalente	185

III.7.5. Periodo de Recuperación de Capital o inversión	186
III.7.6. Beneficio – Costo	192
III.7.7. Resumen de indicadores	194
IV. PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA	195
IV.1. Perspectivas económicas del Contrato y Asignación	195
IV.1.1. Perspectiva de Pemex Exploración y Producción	195
IV.1.2. Perspectiva de BHP Billiton	198
IV.1.3. Perspectiva del Estado (FMPED+SHCP)	201
IV.1.4. Perspectiva de México (FMPED+SHCP+Pemex)	202
IV.1.5. Resumen de las alternativas.....	204
IV.2. Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas (FODA)	206
IV.2.1. Fortalezas.....	206
IV.2.2. Oportunidades (externo).....	207
IV.2.3. Debilidades.....	207
IV.2.4. Amenazas (externo)	208
IV.2.5. Estrategias Asignación	209
IV.2.6. Estrategias Contrato.....	210
IV.3. Matriz FODA Asignación	212
IV.4. Matriz FODA Contrato	213
IV.5. Programa de Acciones	214
IV.5.1. Asignación.....	214
IV.5.2. Contrato.....	216
IV.5.3. ¿Asignación o Contrato?	218
V. CONCLUSIONES	219
Referencias	224

Índice de Gráficas

Gráfica I-1 Participación del petróleo en los ingresos presupuestales del Sector Público 2018. Medición por Ingreso – Gasto, Flujo de Caja. Elaboración propia con datos de BANXICO	23
Gráfica I-2 Participación de los ingresos petroleros, ISR e IVA en los ingresos presupuestarios como porcentaje del PIB nacional 1990 – 2018. Elaboración propia con datos de la SHCP	25
Gráfica I-3 Elaborado con datos del Tablero de Producción de Petróleo y Gas de la CNH (1960-2019) e información del Colegio de México de Ángel De la Vega Navarro (1938-1959). A partir del 2015 se considera la producción con los socios de Pemex	28
Gráfica I-4 Aportación de Pemex a los ingresos presupuestarios con datos de la SHCP	30
Gráfica I-5 Ingresos anuales, elaborado con datos de la lista Fortune 500	34
Gráfica I-6 Utilidades anuales de Pemex y BHP Billiton	35
Gráfica II-1 Evolución de las Reservas, elaborado con información del CNIH.....	52
Gráfica III-1 Mercado de combustibles líquidos, incluye petróleo. Elaborado con información de la EIA con corte en el año 2019.....	104
Gráfica III-2 Capacidad de producción del Proyecto	111
Gráfica III-3 Precio del barril del petróleo a lo largo de la vida productiva del Proyecto. Fuente: Opinión Técnica.....	126
Gráfica III-4 Precio del barril de petróleo, producción e ingresos petroleros.....	128
Gráfica III-5 Ciclo de proyecto y sus costos en millones de dólares (MM USD).....	128
Gráfica III-6 Flujo de Caja de las Utilidades de Pemex bajo la Asignación a VPN.....	190
Gráfica III-7 Flujo de Caja de las Utilidades de las empresas participantes Pemex y BHP Billiton bajo el Contrato a VPN.....	191
Gráfica IV-1 Porcentaje de Pago de Derechos e Impuestos respecto de los Flujos Netos de Efectivo de la Utilidad 1 de Pemex bajo la Asignación	195
Gráfica IV-2 Porcentaje de Contraprestaciones e Impuestos respecto del Flujo Neto de Efectivo de la Utilidad 1 para Pemex bajo modalidad del Contrato	197
Gráfica IV-3 Porcentaje de Contraprestaciones e Impuestos respecto de la Utilidad 1 para BHP Billiton.....	198
Gráfica IV-4 Porcentaje de Impuestos y Contraprestaciones respecto al valor de los hidrocarburos en especie (Utilidad 1).....	201
Gráfica IV-5 Curvas del comportamiento del Flujo Neto de Efectivo a VPN de las empresas participantes en el Contrato y de Pemex bajo la Asignación	205
Gráfica IV-6 Utilidades del Estado por escenario comparado con el Flujo de Caja del Proyecto o Utilidad 1.....	206

Índice de Ilustraciones

Ilustración I-1 Plataforma de perforación semi sumergible, fuente (Portela da Ponte Jr)	15
Ilustración I-2 Plataforma fija de perforación costa afuera tomado de (Portela da Ponte Jr)	17
Ilustración I-3 Sistemas de producción flotante Floating Production Storage and Offloading (FPSO) tomado de (Yeon, y otros)	18
Ilustración I-4 Plataforma auto – elevable "Jack-Up " vista en planta y perfil tomado de (Yeol Ma, Kim, Park, Lee, & Seo)	19
Ilustración I-5 Tipos de actos jurídicos.	38
Ilustración I-6 Esquema general de un Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos. Elaboración propia	38
Ilustración I-7 Esquema de Contrato de Servicios. Elaboración propia	40
Ilustración I-8 Esquema de Contrato de Utilidad Compartida. Elaboración propia	41
Ilustración I-9 Esquema de Contrato de Producción Compartida. Elaboración propia	42
Ilustración I-10 Esquema de un Contrato de Licencia. Elaboración propia	43
Ilustración I-11 Esquema de una asignación. Elaboración propia	44
Ilustración II-1 Clasificación de volúmenes de hidrocarburos por la Petroleum Resource Management	45
Ilustración II-2 Principales Provincias Petroleras. Elaboración propia con información del Sistema de Información de Hidrocarburos	47
Ilustración II-3 Localización del Campo Trión. Elaboración propia con datos del del Mapa de la Industria de Hidrocarburos de la CNH	48
Ilustración II-4 Bloques asignados a Pemex en Ronda Cero. Fuente: SENER, Ronda Cero	49
Ilustración II-5 Ubicación de las áreas de Asignación Trión. Fuente: "Pemex desarrollará con BHP Billiton el proyecto del bloque Trion en aguas profundas", boletines nacionales, sala de prensa, Pemex.	72
Ilustración III-1 Esquema de una Asignación de Exploración y Extracción de Hidrocarburos aplicado al Campo Trión. Elaboración propia	100
Ilustración III-2 Esquema del Contrato de Licencia del Campo Trión. Elaboración propia	102
Ilustración III-3 Localización de Trión y su distancia con Great White. Elaboración propia con información del Mapa de la Industria de Hidrocarburos de la CNH	107
Ilustración III-4 Arreglo de producción del Proyecto Trión. Esquema obtenido por personal del Instituto Mexicano del Petróleo.	109

Índice de Tablas

Tabla I-1 Principales proyectos de Pemex 1997-2013 en millones de dólares (MMUSD). Donde PEP es Pemex Exploración y Producción y RP Pemex Refinación	31
Tabla I-2. Indicadores de desempeño operativo y financiero	32
Tabla I-3. Proyectos petroleros de BHP Billiton	33
Tabla I-4 Posiciones de Pemex y BHP Billiton de acuerdo con el listado de la revista Fortune (Fortune, 2019).....	34
Tabla I-5 Tipos de contratos celebrados.....	44
Tabla II-1 Provincias petroleras y sus recursos prospectivos en miles de millones de petróleo crudo equivalente (MMMbpce). Fuente: Sistema de Información de Hidrocarburos, Agosto del 2019.....	48
Tabla II-2 Coordenadas de los vértices de las Asignaciones, cuando el proyecto migró a una asociación, se conservó el polígono de la localización. Fuente (CNH, Opinión Técnica, 2016)	50
Tabla II-3 Pozos profundos que fracasaron (Barbosa, Pozo Trión-1 Primer descubrimiento en aguas mexicanas en la zona fronteriza del Golfo de México, 2012).....	53
Tabla II-4 Campos en aguas profundas, elaborado con información de la CNH.....	54
Tabla II-5 Matriz FODA, obtenido de Weihrich H. (1982).....	98
Tabla III-1 Reservas de petróleo crudo por país, en millones de barriles (MMb), información obtenida de The World Factbook de la CIA 2019.....	103
Tabla III-2 Escenario de precios utilizados en la evaluación de Pemex publicadas en la “Opinión Técnica”	105
Tabla III-3 Principales países productores de petróleo según EIA en millones de barriles diarios (MMbd) al año 2019	106
Tabla III-4 Principales empresas petroleras por volumen de producción de acuerdo con el Global Data 2018.....	106
Tabla III-5 Volumen de producción del campo Trión estimado por Pemex, tomado de la Opinión Técnica, producción diaria en miles de barriles diarios (Mbd) y anualizada en millones de barriles (MMb).....	111
Tabla III-6 Perfil anualizado total acumulado del Campo Trión estimado por Pemex, en millones de barriles (MMbd) y millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce)	113
Tabla III-7 Calendarización de inversiones Capex, periodos 2019 – 2023, en millones de dólares (MMUSD) Fuente Instituto Mexicano del Petróleo, 2019.....	114
Tabla III-8 Calendarización de inversiones Drillex, periodos 2019 – 2025, en millones de dólares (MMUSD) Fuente Instituto Mexicano del Petróleo, 2019.....	115
Tabla III-9 Calendarización de inversiones Opex en millones de dólares (MMUSD). Fuente Instituto Mexicano del Petróleo, 2019	117
Tabla III-10 Fideicomiso de abandono para ambas alternativas, volúmenes de hidrocarburos en millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce) y montos en millones de dólares (MMUSD)	124

Tabla III-11 Montos anuales por concepto de actividades de abandono, en millones de dólares (MMUSD).....	124
Tabla III-12 Resumen de la cronología de las inversiones e ingresos en millones de dólares (MMUSD), base para las alternativas de Asignación y Contrato	125
Tabla III-13 Ingreso total y anual, producción en millones de barriles diarios (MMbd) e ingresos en millones de dólares (MMUSD).....	127
Tabla III-14 Derecho de Exploración de Hidrocarburos, en millones de dólares MMUSD	131
Tabla III-15 Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH) por periodo, en millones de dólares MMUSD	134
Tabla III-16 Deducciones de Pemex por periodo, de acuerdo con el artículo 40 de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos, en millones de dólares (MMUSD)	142
Tabla III-17 Derecho por Utilidad Compartida, montos en millones de dólares MMUSD	144
Tabla III-18 Conceptos que componen el pago del ISR, en millones de dólares (MMUSD)	150
Tabla III-19 Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, en millones de dólares (MMUSD)	152
Tabla III-20 Flujo de Caja 1 en millones de dólares (MMUSD)	153
Tabla III-21 Flujo de caja 2. Pago de Derechos e Inversiones en millones de dólares (MMUSD).....	154
Tabla III-22 Flujo de caja 3. Impuestos y Pago de Derechos Utilidad 3. En millones de dólares (MMUSD).....	155
Tabla III-23 Cuota Contractual para la Fase Exploratoria (CCFE), en millones de dólares MMUSD.....	158
Tabla III-24 Regalías, en millones de dólares (MMUSD)	160
Tabla III-25 Contraprestación como porcentaje del Valor Contractual de los Hidrocarburos, en millones de dólares (MMUSD)	162
Tabla III-26 Contraprestaciones del Contrato, en millones de dólares (MMUSD)	163
Tabla III-27 Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, en millones de dólares (MMUSD)	165
Tabla III-28 Deducción de los gastos estipulados en el artículo 32 de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos por periodo, en millones de dólares (MMUSD).....	169
Tabla III-29 Conceptos que componen el pago del ISR, en millones de dólares (MMUSD)	174
Tabla III-30 Impuestos de Trión en modalidad Contrato: Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH) e Impuesto Sobre la Renta (ISR) en millones de dólares (MMUSD)	175
Tabla III-31 Flujo de Caja 1, en millones de dólares (MMUSD)	176
Tabla III-32 Flujo de caja 2. Contraprestaciones e Inversiones, en millones de dólares (MMUSD).....	177

Tabla III-33 Flujo de caja 3. Impuestos y Contraprestaciones Utilidad 3. En millones de dólares (MMUSD).....	178
Tabla III-34 Resumen de los flujos netos de efectivo de las utilidades a Valor Presente Neto del Proyecto en Asignación. En millones de dólares (MMUSD)	183
Tabla III-35 Resumen de los flujos netos de efectivo de las utilidades a Valor Presente Neto del Proyecto en Contrato. En millones de dólares (MMUSD).....	184
Tabla III-36 Valores de Flujo Neto de Efectivo Acumulado a VPN de los flujos de efectivo de la Utilidad 1. En millones de dólares (MMUSD).....	187
Tabla III-37 Valores de Flujo Neto de Efectivo Acumulado a VPN de las utilidades bajo la Asignación. En millones de dólares (MMUSD).....	189
Tabla III-38 Valores de Flujo Neto de Efectivo Acumulado a VPN de las utilidades bajo el Contrato.....	190
Tabla III-39 Resumen de indicadores económicos en Utilidad 1 o EBITDA del proyecto	194
Tabla III-40 Resumen de indicadores económicos en Utilidad 2 de las alternativas	194
Tabla III-41 Resumen de indicadores económicos en Utilidad 3 de las alternativas	194
Tabla IV-1 Utilidades de las partes interesadas de acuerdo con los escenarios planteados, en millones de dólares (MM USD)	204
Tabla IV-2 Cuadro comparativo Asignación/Contrato	218

PREFACIO

El presente trabajo tiene como objetivo central evaluar la factibilidad económica de un proyecto bajo dos modelos de carácter contractual, cuya infraestructura se destinará a la extracción de petróleo en aguas profundas. Adicionalmente, mediante el análisis del entorno, proponer estrategias para aprovechar las oportunidades y superar las respectivas debilidades de cada escenario. El primer modelo es un Contrato de Licencia, cuyo escenario consideró que, debido a la falta de tecnología y experiencia en aguas profundas, el proyecto es desarrollado por Pemex en asociación con una petrolera australiana. El segundo modelo es la Asignación de Derechos, donde se conceptualizó que Pemex cuenta con la tecnología para aguas profundas y es capaz de ejecutar el proyecto por su propia cuenta. El estudio utilizó como unidad de análisis el campo Trión, localizado en Golfo de México Profundo. Por lo tanto, para ambas alternativas se consideró la misma infraestructura e instalaciones costa afuera. Las evaluaciones económicas se calcularon mediante el método de Flujos Descontados de Capital. Se utilizó la matriz FODA para contrastar los factores externos e internos del Estado mexicano en general y de Pemex en particular bajo cada escenario. Precisamente, la evaluación económica reveló que Pemex tiene rendimientos completamente diferentes entre ambos escenarios pese a que se trata del mismo proyecto. Sin embargo, de acuerdo con el análisis del entorno, la elección de la alternativa está más relacionada con las estrategias que el Estado mexicano tiene reservadas para el sector hidrocarburos, que con los resultados de una evaluación económica. Finalmente, las implicaciones desencadenan otro tipo de evaluaciones como la factibilidad y desarrollo de la transferencia de tecnología para las aguas profundas. De igual manera, reformas a las tasas impositivas y de carácter fiscal al marco jurídico de la Asignación de Derechos. Pero lo fundamental es ¿existe una planeación nacional para el sector hidrocarburos y las aguas profundas?

INTRODUCCIÓN

El objetivo general de esta tesis es evaluar la rentabilidad del primer proyecto petrolero de aguas profundas en México: Trión. Derivado de la Reforma Energética del año 2013, el marco jurídico mexicano del sector hidrocarburos permitió diferentes modelos de contratación, cada una con sus respectivos costos de oportunidad y regímenes fiscales.

El proyecto se encontraba bajo la responsabilidad del consorcio conformado por las compañías BHP Billiton y Pemex bajo los términos de un Contrato de Licencia. Este documento fue firmado entre el consorcio y la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) como representante del Estado mexicano. La asociación de Pemex con la empresa australiana tuvo como finalidad contar con un operador experimentado en aguas profundas y que posee la tecnología para desarrollar un proyecto en aguas profundas.

En contraste, la presente investigación se planteó otro escenario donde Pemex es capaz de desarrollar el proyecto por su propia cuenta. Es decir, bajo el modelo de Asignación de Derechos, donde la Secretaría de Energía otorga dicho acto jurídico a Pemex. En consecuencia, se consideró que la petrolera mexicana cuenta con la tecnología necesaria para ejecutar el proyecto.

Por consiguiente, el objetivo específico es determinar cuál de los dos modelos con sus respectivos arreglos fiscales y tasas impositivas representa la alternativa de proyecto más redituable para el país. La evaluación de los escenarios utilizó el método de Flujos Descontados de Capital, mismo que consideró el perfil de producción anualizado propuesto por Pemex para Trión. En igual manera, los precios del barril se obtuvieron del vector medio de precios oficiales de aceite del Istmo, también elaborado por Pemex.

Ambos escenarios se contrastaron con las herramientas de la ingeniería económica tales como el Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), Periodo de Recuperación de Capital (PRC), Beneficio – Costo (B/C) y Valor Actual Equivalente (VAE). Finalmente, mediante un análisis de Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas (FODA) se abordó un enfoque estratégico del entorno futuro de cada modelo. Gracias a este marco conceptual, para ambas alternativas se propusieron estrategias basadas en estas variables.

¿Qué diferencias en términos de eficiencia de inversiones habrá entre una Asignación de Derechos y un Contrato de Licencia? ¿Cómo pueden estas diferencias influir en la decisión de realizar o cancelar el Proyecto? ¿El análisis del entorno del Proyecto podría influir en la elección de la alternativa económicamente menos redituable?

Los resultados revelaron que, aunque se trata del mismo proyecto, existe una cierta sensibilidad entre los dos modelos respecto al rendimiento de las inversiones. Para ser precisos, bajo la modalidad del Contrato el proyecto presentó flujos de caja positivos y mayores que la inversión inicial. Por el contrario, se obtuvieron flujos negativos producto de las tasas impositivas intrínsecas al modelo de Asignación.

Por motivo de que la investigación se realizó en el año 2019, se utilizó el marco jurídico vigente hasta ese entonces. A saber, la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos (DOF 07-12-2016, Cantidades Actualizadas 24-12-2018), Ley del Impuesto Sobre la Renta (DOF 30-11-2016) y la Ley de Hidrocarburos (DOF 15-11-2016). La información sobre la infraestructura costa afuera utilizada en las actividades petroleras, las inversiones de capital (CAPEX), gastos de perforación y exploración (DRILLEX), abandono (ABEX), operación y mantenimiento (OPEX) fue proporcionada por el Dr. Efraín Rodríguez y el Dr. Faustino Pérez Guerrero del Instituto Mexicano del Petróleo. Por consiguiente, este trabajo fue

posible gracias a la disposición del personal de esta institución en cuanto a su asesoría. En vista de que la recolección de los datos se llevó a cabo en un tiempo único, el presente trabajo es de carácter transversal o transeccional de relación – causa. Es decir, la descripción de los modelos y su incidencia en el rendimiento de capital del proyecto se analizó para un momento específico en el tiempo. Por lo tanto, este análisis considera a las Empresas Firmantes que estaban vigentes en el año en que se recolectaron los datos del estudio. Lo anterior pese a que posteriormente hubo una cesión de derechos del Contrato de Licencia por parte de BHP Billiton a Woodside Energy. Como resultado, el producto de este trabajo de propósito comparativo es una evaluación *ex – ante* de las alternativas para Trión.

Aunque la unidad de análisis es un campo petrolero en aguas profundas, las herramientas de la evaluación de proyectos permiten que la presente comparación de alternativas se pueda generalizar a un cierto conjunto de proyectos. En efecto, cualquier proyecto petrolero de aguas profundas en la disyuntiva de un Contrato de Licencia o una Asignación de Derechos bajo la legislación utilizada. Dicha generalización de resultados representa el valor teórico de esta investigación, siempre y cuando se cumplan con los siguientes valores de frontera:

- a) Profundidad $\geq 500\text{m}$
- b) Precios del Petróleo/Barril $> \text{USD}48.00$ (Durante el periodo de vida del proyecto)
- c) Interés de Participación de Pemex en el Proyecto = 40%
- d) Interés de Participación del Socio Operador = 60%
- e) Los Gastos de Operación (OPEX), Gastos de Perforación (DRILLEX), Gastos de Capital (CAPEX) y Costos de Abandono (ABEX) son los mismos para cada alternativa.

Una deficiencia en el conocimiento es la falta de información sobre los tiempos y costos de transferencia de tecnología en materia de aguas profundas de una organización o de un grupo de instituciones a otra. Por esta razón, surgen nuevas interrogantes sobre qué tan viable es que Pemex aspire a desarrollar y/o adquirir la tecnología en aguas profundas al considerar las plétóricas reservas en el de México.

En igual forma, es escasa la publicación de artículos y estudios relativos a comparaciones económicas y financieras de alternativas para proyectos costa afuera. Tanto por instituciones públicas del sector hidrocarburos, como por la academia e iniciativa privada.

Conviene subrayar que las conclusiones del presente trabajo no corresponden con una postura oficial ni evaluación de carácter oficial por parte del Instituto Mexicano del Petróleo.

Por último, con este trabajo se pretende contribuir al debate público y académico en la Facultad de Ingeniería sobre la planeación, evaluación y ejecución de proyectos de infraestructura bajo diversos esquemas público – privados.

I. ANTECEDENTES

En la industria de hidrocarburos existe una amplia gama de aplicaciones donde distintas disciplinas intervienen para su ejecución. De este modo, las ingenierías participan notablemente en las operaciones petroleras costa afuera, es decir, aquellas actividades que tienen por objetivo la extracción de hidrocarburos mar adentro. Dentro de estas disciplinas se encuentran ingenieros petroleros, de tuberías o conducciones, químicos, industriales, geofísicos y civiles por mencionar algunas.

En este capítulo, se describirá la relación de las etapas de un proyecto petrolero costa afuera con la ingeniería civil, del mismo modo, la infraestructura que se utiliza para tales actividades. Se abordará también el papel que ha protagonizado el sector hidrocarburos en los ingresos de México a lo largo de los últimos ochenta años.

En cuanto al caso de Trión, se describirá a las empresas responsables de su ejecución: BHP Billiton y Pemex Exploración y Producción. Posteriormente, el marco jurídico de las actividades petroleras costa afuera en México y las modalidades contractuales vigentes.

I.1. Etapas de un proyecto costa afuera

Antes de continuar con la descripción de las etapas, conviene definir algunos conceptos para la comprensión del tema de estudio. En primer lugar, de acuerdo con el glosario de términos petroleros de la Secretaría de Energía, se define a los hidrocarburos como los compuestos orgánicos que contienen carbón e hidrógeno tales como el petróleo, gas natural, hidratos de metano entre otros. Otra definición necesaria es la de un campo petrolero, que es aquella área donde se ubican varios pozos tanto de petróleo como de gas en producción, abarcan tantas zonas superficiales como subterráneas y pueden tener reservas separadas a diferentes profundidades¹. Antes que un campo costa afuera produzca hidrocarburos, se deben hacer estudios que acrediten la existencia de reservas probadas. Las reservas probadas son los volúmenes de hidrocarburos que se pueden producir económicamente con los métodos y técnicas de explotación aplicables en el momento de la producción. Del mismo modo, las instalaciones superficiales que comparten una serie de campos se le denomina “complejo”. Por último, los pozos son aquellas perforaciones destinadas a la producción o búsqueda de petróleo crudo o gas natural, se clasifican de acuerdo con sus funciones tales como pozos de aceite y gas asociado, pozos de gas seco y pozos inyectoros².

En México existen grandes volúmenes de hidrocarburos en el de México. En consecuencia, de la necesidad de explorar yacimientos poco accesibles a las técnicas y procedimientos terrestres, se ha desarrollado infraestructura para la exploración y producción en el mar. Similar a un proyecto de infraestructura terrestre como los que desarrolla la ingeniería civil, las instalaciones petroleras costa afuera definen su localización de acuerdo con estudios geológicos y geofísicos previos. Desde estas etapas iniciales hasta el proceso de abandono de las instalaciones, se pueden resumir cuatro actividades principales: Exploración, desarrollo, mantenimiento de producción y abandono. Dicho de otro modo, las áreas pertenecientes a lo que se denomina en inglés como *upstream*. Es en esta etapa de la industria de los hidrocarburos tiene lugar la llamada ingeniería civil costa afuera.

¹ (Valdés M., 2004)

² (SENER, 2015)

I.1.1. Exploración

En ésta etapa, se realizan los estudios geológicos y geofísicos que permiten obtener información sobre la presencia de aceite en estratos de suelo ubicados en el fondo del océano. El geólogo se encarga de estudiar muestras de roca y explorar las formaciones de la superficie de la tierra, esto gracias a la perforación y obtención de núcleos de suelo. Mientras tanto, el geofísico analiza campos de gravedad para interpretar la presencia de impregnaciones de aceite en los estratos, entre las herramientas a su disposición se encuentran métodos de información remota, instrumentación y exploración sísmica. Esto gracias a embarcaciones especialmente equipadas, que permiten trazar la superficie terrestre submarina.

De la información obtenida, se decide si el área puede contener impregnación de aceite en los estratos del suelo. En consecuencia, se perfora un pozo exploratorio para confirmar o negar la existencia de hidrocarburos³. A fin de que los pozos de exploración se encuentren debajo de la plataforma, las perforaciones exploratorias casi siempre se ejecutan en dirección vertical. Sin embargo, para poder alcanzar diferentes zonas y trampas la mayoría de los pozos de desarrollo se perforan en varias direcciones.

Para tirantes menores a los 15 m se puede instalar una pequeña plataforma y otros equipos normales en una embarcación pequeña. Esta última se traslada hasta la posición de perforación para luego apoyarse en la parte inferior⁴. La barcaza o embarcación de pequeñas dimensiones no es más que una superestructura situada sobre un casco sumergible. En algunas barcazas, la superestructura se encuentra instalada sobre el casco por medio de columnas, de este modo, se aumenta la capacidad de la profundidad de perforación⁵. Para realizar la perforación exploratoria mediante embarcaciones pequeñas, se hace uso de una abertura a través del casco, esto hace de la barcaza una unidad auto sumergible que transporta el equipo con sus apoyos de piernas elevadas en el aire hasta llegar al sitio de perforación. Posteriormente, los apoyos se introducen dentro del agua hasta penetrar el lodo del piso del océano. Por último, la embarcación eleva gradualmente la cubierta y la torre sobre el agua.

Para profundidades de 15 – 76 m (50 – 250 pies) la infraestructura que se utiliza es la plataforma móvil auto elevable, que consiste embarcación oceánica con una torre de perforación montada en el medio, sobre una abertura para llevar a cabo el mantenimiento de la producción.

Existen dos clasificaciones para estas estructuras, la primera hace referencia a las torres de perforación que se instalan sobre embarcaciones planas con casco de acero, mientras que la segunda, se refiere a embarcaciones semi sumergibles. Cuando se trata de embarcaciones semi sumergibles, la estructura está configurada para que las olas de mar se desplacen a través de ella sin dificultad. Una vez en el sitio de perforación es inundado a una cierta profundidad, consecuentemente, la plataforma se vuelve una estructura sumamente estable para perforar⁶.

Las plataformas semi sumergibles, al igual que las de tipo “Jackups” y las embarcaciones para perforación de pozos son usualmente referidos por la literatura como unidades móviles costa afuera o “MODUs” por sus siglas en inglés, cuyo significado es *Mobile Offshore*

³ (Valdés M., 2004)

⁴ (Caudle, 2018)

⁵ (Kaiser & Snyder, 2013)

⁶ (Valdés M., 2004)

Drilling Units. Todos los pozos exploratorios se realizan mediante una de estas instalaciones móviles, no obstante, la perforación para extracción puede utilizar tanto instalaciones móviles como fijas⁷. Las plataformas semi sumergibles se conectan a los pozos situados en el lecho marino mediante un sistema de tuberías. Este sistema se trata de líneas de flujo que cuentan con aislamiento térmico, calentamiento eléctrico y/o inyección de metanol o glicol que son necesarias para evitar la formación de hidratos de metano que podrían obstruir el flujo. El agua que se utiliza en el proceso de separación del gas es procesada y tratada para su disposición final en el mar⁸.

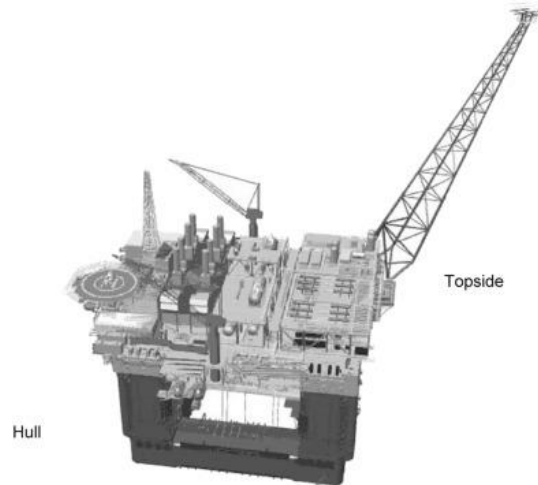


Ilustración I-1 Plataforma de perforación semi sumergible, fuente (Portela da Ponte Jr)

Con relación a la embarcación con casco de acero, el barco se mantiene estático gracias a seis o más anclajes, sin embargo, algunos buques poseen hélices de empuje direccional y en consecuencia tienen la capacidad de mantener maniobras sin ningún problema⁹. Este tipo de plataforma móvil se puede trasladar de una posición a otra con mayor facilidad que el semi sumergible, pero no tanto como las barcas de lanzamiento destinadas a mares ligeramente profundos¹⁰. Actualmente se cuentan con buques capaces de perforar profundidades de hasta 3,660 m (12,000 pies). Estas embarcaciones poseen un sistema de posicionamiento dinámico capaz de mantener la posición del buque sobre el pozo¹¹.

I.1.2. Desarrollo

La infraestructura que se utiliza es generalmente una plataforma independiente que tiene como finalidad la perforación de pozos de desarrollo, utilizados para la producción¹². La perforación con fines de desarrollo de los pozos difiere de las de exploración en el sentido de que el objetivo no es recabar datos a lo largo del lecho marino, sino perforar zonas precisas. El tiempo de perforación para un "MODU" y para una plataforma fija suele ser el mismo, sin embargo, es más costoso perforar con una embarcación, semi sumergible (MODU) que con una plataforma fija. Sin embargo, en aguas profundas gran parte de la

⁷ (Kaiser & Snyder, 2013)

⁸ (Tainter & Patzek, 2012)

⁹ (Caudle, 2018)

¹⁰ (Valdés M., 2004)

¹¹ (Tainter & Patzek, 2012)

¹² (Valdés M., 2004)

perforación para el desarrollo se lleva a cabo mediante una instalación “MODU”, mientras que la porción remanente es extraída mediante una plataforma fija con la finalidad de disminuir costos de construcción¹³.

En esta etapa, se ejecuta la perforación de cavidades que contienen acumulaciones de aceite previamente conocidas. Este proceso exige que sean perforados múltiples pozos, de este modo, se tiene una infraestructura cuyo arreglo consiste en una red de pozos. Por consiguiente, se aprovecha la ventaja del flujo de esta red de pozos para su tratamiento, almacenamiento y embarque a la costa. Avanzando en el tema, existen plataformas para cada capacidad de perforación de pozos, diseños actuales permiten perforar de 32 – 40 pozos, incluso hasta 62. Los pozos productores deben ser protegidos de las colisiones debidas a barcos, así como de las fuerzas de la naturaleza. Las instalaciones capaces de cubrir ésta necesidad se denominan plataformas protectoras de pozo o bien, subestructuras de pozo.

I.1.3. Mantenimiento de Producción

Una vez realizado el desarrollo del campo, una de las principales actividades costa afuera es el almacenamiento de petróleo. Cuando se trata de operaciones en aguas profundas, el almacenamiento puede ocurrir en la misma plataforma utilizada para la perforación siempre y cuando su dimensión tenga la capacidad suficiente. Del mismo modo, las plataformas se pueden emplear como plataformas protectoras del pozo¹⁴. Existen diferentes tipos de instalaciones que son utilizados para la producción en del Golfo de México. A continuación, se describen algunas dependiendo de la profundidad de las operaciones:

- **Plataformas fijas:**

Se construyen sobre columnas de concreto y/o acero apoyadas en el fondo marino, son diseñadas para una vida útil muy larga, poseen una cubierta destinada a equipos de perforación, producción y alojamiento de personal. Las soluciones estructurales abarcan una amplia gama de estructuras, desde *Steel Jacket*, “Cajones de Concreto” entre otras. Las *Steel Jacket* consisten en barras de acero tubulares que forman una estructura vertical, similar a una armadura¹⁵. Por otro lado, en proyectos cuyas operaciones consisten en tirantes de agua de hasta 200 m, en nuestro país se cuenta con una experiencia consolidada para el diseño de plataformas. Corresponde al ingeniero estructurista diseñar plataformas económicas y seguras. La composición de estas estructuras consiste en primer lugar en la *Superestructura*, para ser precisos, a las instalaciones ubicadas sobre la superficie del mar, conformadas por vigas, perfiles laminados y tubos. En segunda instancia se tiene la *Subestructura*, que es la parte de la estructura que se ubica desde el nivel medio del marco hasta el fondo. Brinda apoyo a la superestructura mediante elementos tubulares. Finalmente se encuentra la *cimentación*, parte de la estructura situada en el suelo marino, se compone de elementos tubulares que se extienden verticalmente a lo largo de la estructura desde el suelo hasta la superestructura. Al igual que las obras civiles en tierra, la geometría y materiales de la cimentación se encuentran en función de la profundidad del fondo marino, tipo de suelo y las condiciones particulares.

¹³ (Kaiser & Snyder, 2013)

¹⁴ (Valdés M., 2004)

¹⁵ (Kaiser & Snyder, 2013)

La elección del tipo de plataforma siempre considera la etapa de construcción, producción y operación del campo. Del mismo modo, la instalación y operación de las plataformas, así como otras infraestructuras para extracción de hidrocarburos tales como el número de pozos por perforar, materiales que conformarán la plataforma, el dimensionamiento de la cubierta y el tipo de transporte que tendrán los hidrocarburos.

De la misma manera, la determinación de las acciones ambientales sobre los equipos o infraestructuras para las actividades costa afuera, ya sea acción por olas, viento, profundidad y acciones sísmicas.

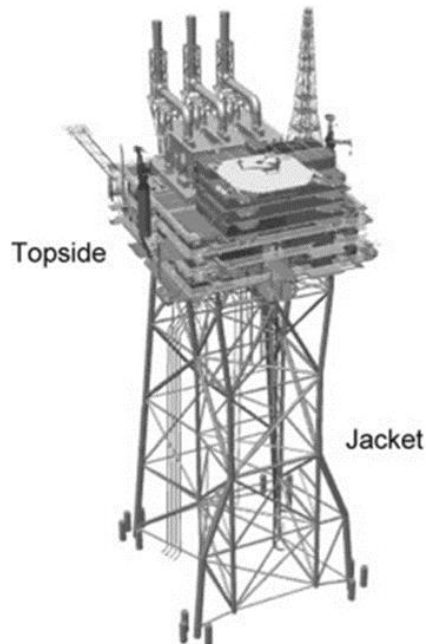


Ilustración I-2 Plataforma fija de perforación costa afuera tomado de (Portela da Ponte Jr)

De particular relevancia, el diseño de las cimentaciones donde el reto es determinar el tipo de suelo en el lecho marino dependiendo el tipo de plataforma. Para tal fin, se debe contar con la historia geológica de la región, origen del suelo y pruebas experimentales hechas con pilotes. Los responsables de ésta etapa del proyecto son los geólogos e ingenieros especialistas en mecánica de suelos.

Respecto a la fabricación de las plataformas, estas se efectúan en un patio cerca de la costa, las superestructuras se ensamblan construyendo los elementos estructurales con dimensiones estrechas, donde eventualmente con ayuda de grúas se acomodan en una posición vertical. Después del ensamble de las estructuras, estas se colocan en barcazas que las transportan al sitio donde se llevarán a cabo las actividades de producción. Las secciones más bajas de la superestructura o piernas se dejan inundar, de este modo, la instalación de los pilotes se efectúa a través de las piernas y faldones de tubos guías. Por último, mediante soldadura se unen las secciones de la plataforma con las puntas de los pilotes¹⁶. Las plataformas fijas se conectan a los pozos mediante un par de colectores paralelos, cada uno de ellos recibe una conexión flexible que controla de forma remota el equipo submarino. Estas conexiones transfieren presión hidráulica y energía eléctrica para operar equipos y válvulas sumergidas necesarias para operar la producción de hidrocarburos. Del mismo modo, pueden contener

¹⁶ (Valdés M., 2004)

mangueras adicionales para la inyección de productos químicos necesarios para las actividades de exploración y producción. Una vez que los hidrocarburos extraídos se encuentran en la planta de la plataforma, el agua asociada al producto extraído se elimina y finalmente los hidrocarburos son comprimidos para ser enviados hacia la costa¹⁷.

- **Sistemas de producción flotante (FPSO: *Floating, Production Storage and Offloading*)**

Es una de las instalaciones más representativas en forma de embarcación, tienen la capacidad de almacenar aceite tratado producto de la extracción y transferirlo a camiones cisterna para su transporte.

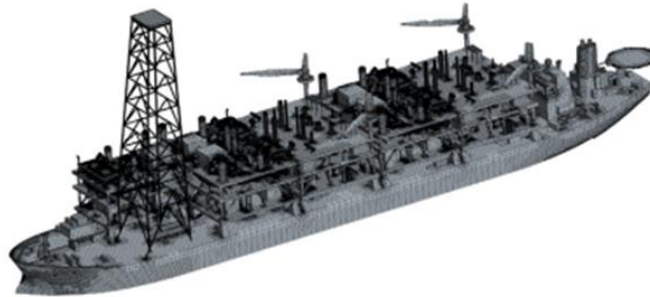


Ilustración I-3 Sistemas de producción flotante *Floating Production Storage and Offloading (FPSO)* tomado de (Yeon, y otros)

Con esto se puede prescindir de una tubería conectada desde el sitio de producción hasta la costa para el transporte del hidrocarburo. Los FPSO son económicos de operar cuando se trata de proyectos de aguas profundas y remotas¹⁸. Sus propósitos son la producción flotante, almacenamiento y descarga. Se encuentran anclados en el sitio de producción durante largos períodos y no están diseñadas para perforar pozos de petróleo ni de gas¹⁹. Debido a que no es realista movilizar este tipo de embarcaciones ante condiciones climáticas adversas, el diseño y análisis estructural del casco responde a cargas ambientales más exigentes que las de los buques tanques comerciales.

- **Plataforma auto elevable**

Son aquellas que se encuentran desplantados en tres o más apoyos, cabe resaltar que son capaces de desplazarse de un punto a otro en condiciones de flote y pueden anclarse desplegando sus apoyos o piernas en el fondo del océano. Alrededor del mundo existen más plataformas auto elevables costa afuera que cualquier otro tipo de estructura móvil de perforación²⁰. Las plataformas auto elevables, (“Jackups” en inglés) están conformadas por una plataforma cuyo casco visto en planta es de geometría triangular. Sobre el casco se encuentra instalado todo el equipo necesario para operar la plataforma.

¹⁷ (Tainter & Patzek, 2012)

¹⁸ (Lei, Yaowen, Muneesh, & Ning, 2019)

¹⁹ (Kaiser & Snyder, 2013)

²⁰ (Tainter & Patzek, 2012)

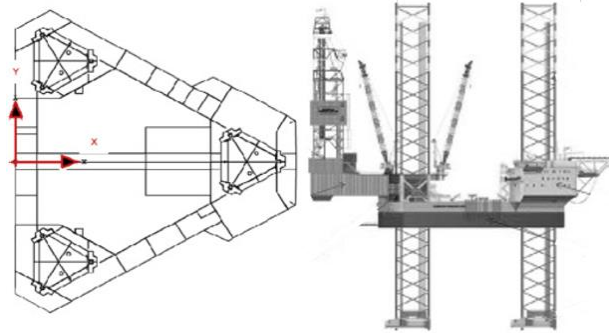


Ilustración I-4 Plataforma auto – elevable "Jack-Up " vista en planta y perfil tomado de (Yeol Ma, Kim, Park, Lee, & Seo)

Finalmente, dentro de la etapa de producción se procede con el transporte de los hidrocarburos, en particular, se puede efectuar por buque, barcaza o tubería. En aguas profundas, un buque tanque se encuentra anclado junto a la plataforma con el objetivo de almacenar la producción o bien, de transportarla. Sin embargo, existen movimientos donde los buques se limitan a almacenar el petróleo mientras que la operación de transporte es delegada a un segundo tanque que se encarga de transportarlo a la costa. Los buques que ostentan grandes capacidades de almacenamiento poseen un tanque para alojar desde 10,000 hasta 30,000 barriles²¹. Tanto el petróleo crudo como el gas pueden transportarse por líneas de conducción que consisten en tuberías. Habría que mencionar que las tuberías costa afuera requieren de una mayor relación diámetro/espesor que para las tuberías usadas en tierra firme. Los criterios de diseño estructural para estas tuberías consisten en cargas de instalación, cargas operativas y capacidad de respuesta a los cambios no planificados como la topografía submarina, cambios de corriente severos y sismos. La vida útil de estas infraestructuras puede extenderse hasta 40 años con un mantenimiento poco elaborado.

De particular relevancia, es que la red de tuberías para transporte de hidrocarburos no tiene un solo dueño, sino que se compone de múltiples tramos que corresponden a diferentes proyectos y propietarios. La planificación y diseño de estas infraestructuras conlleva negociaciones anticipadas y minuciosamente operadas, con la finalidad de apaciguar a diversos grupos de interés. Sobra recalcar que las redes de transporte de hidrocarburos han llevado a diversas disputas geopolíticas, este hecho es una de las justificaciones por las cuales existen diferentes tramos que pertenecen a diversos propietarios²².

I.2. El petróleo en la vida económica de México

En este punto se aborda el impacto de la industria de los hidrocarburos en la historia económica de México desde la nacionalización del petróleo hasta nuestros días. A fin de mostrar una relación, se propone una periodización que no es limitativa a una etapa histórica definitiva. Estas divisiones temporales de la economía nacional provienen de la síntesis de diversos autores especializados en la materia, tales como Abraham Aparicio, Enrique Cárdenas y Francisco Colmenares. El nombre del periodo propuesto se compone de dos partes, la primera contiene el nombre de la coyuntura económica nacional y su fecha

²¹ (Valdés M., 2004)

²² (Caudle, 2018)

entre paréntesis. Mientras que la segunda parte del nombre hace referencia al periodo a nivel industria petrolera.

I.2.1. El nacimiento de una nueva industria (1938 – 1949): La expropiación petrolera

Si bien la producción petrolera en México data de mediados y finales del siglo XIX, la participación de ésta industria en la vida económica del país comienza a ser significativa hasta principios del siglo XX. Precisamente, autores como José Ayala y José Blanco, estiman que para el año 1921 la industria petrolera que inició en 1910 ya representaba el 7% del PIB²³. Durante este periodo, la producción de petróleo tuvo un incesante auge a pesar de la violencia y desorden característico del decenio revolucionario. De acuerdo con Lorenzo Meyer, la producción de los campos mexicanos solo fue superada por la de su contra parte en Estados Unidos. En el periodo de 1911 a 1921, se considera que hubo una “época dorada” debido al aumento de las reservas mexicanas y de la demanda internacional²⁴.

Posteriormente, hubo un crecimiento modesto que eventualmente entró en crisis, desde el conflicto armado como el religioso, el político – militar entre Plutarco Elías Calles y Álvaro Obregón hasta la contracción de las exportaciones entre 1927 – 1929. En la segunda mitad de ésta década el petróleo era el segundo bien de exportación, pero su importancia había disminuido²⁵. El punto de inflexión de este periodo surgió con la Gran Depresión mundial de 1929 – 1932, puesto que se derrumbaron la producción, los precios y los mercados internacionales del petróleo. Debido a lo anterior, los actores políticos y sociales repensaron un desarrollo con mayor autonomía nacional²⁶.

El 18 de marzo de 1938 el presidente Lázaro Cárdenas expropia la industria petrolera, de este modo el Estado no solo se convierte en un agente económico interventor²⁷, sino también en el poseedor de los hidrocarburos y de otros sectores que consideraba estratégicos. Para ser precisos, las comunicaciones, el sector financiero y la minería²⁸. Se crea la empresa estatal Petróleos Mexicanos (Pemex), de ésta manera, el Estado prosiguió con políticas proteccionistas destinadas a reservar el mercado interno para sus nuevas empresas estatales. En consecuencia, la economía comenzó a depender en gran medida de ésta industria, con sus respectivos beneficios como energía barata, fiscalidad baja y creación de empleos²⁹.

Los beneficios de ésta dependencia no se vieron menguados pese a la competencia que suponían los productores en otras latitudes. Particularmente, la extracción de crudo de las compañías Royal Dutch (Shell) y Standard Oil New Jersey en los abundantes campos venezolanos. Del mismo modo, la abundante producción petrolera de Estados Unidos que ya representaba el 60% de la producción mundial y por último la incorporación al mercado petrolero de los productores en los países árabes³⁰.

²³ (Ayala & Blanco, 1981)

²⁴ (Aparicio, 2010)

²⁵ (Cárdenas, 2010)

²⁶ (Aparicio, 2010)

²⁷ (Aceña, 2012)

²⁸ (Cárdenas, 2010)

²⁹ (Aceña, 2012)

³⁰ (Colmenares, 2008)

I.2.2. Industrialización y Desarrollo Estabilizador (1950 – 1970): Consolidación de la industria y primeros proyectos marinos

A los años que le siguieron a la expropiación petrolera, el país se encaminaba a una nueva dinámica de desarrollo económico conocido como periodo de industrialización. De acuerdo con Enrique Cárdenas, esta etapa de la historia económica comprende desde 1940 – 1962 mientras que Abraham Aparicio lo coloca entre 1940 – 1958. Del mismo modo, el periodo del Desarrollo estabilizador a juicio de este autor comprende de 1962 – 1970, Carlos Tello lo periodiza de 1954 – 1970 y al mismo tiempo Abraham Aparicio sostiene que abarca de 1958 – 1970. De cualquier forma, este periodo se caracteriza fundamentarse en la llamada economía de sustitución de importaciones, resultado de poner en práctica la creación de una industria sustentada en la demanda interna³¹. De entre los bienes intermedios producto de la sustitución de importaciones se encuentran el petróleo y sus derivados como caucho y plástico³². Otra característica de este periodo es que Pemex instaló su primera plataforma marina en 1958, destinada a actividades exploratorias cerca de las costas de Tabasco. Para finales de periodo económico, no solo la exploración sino la producción costa afuera era ya una realidad³³.

En un principio, la creciente competencia en el mercado petrolero originó una disminución de estas exportaciones, hubo una contracción de ingresos en el país que se revirtió hasta 1946. A partir de este momento la producción de crudo y gas comenzó a aumentar como resultado del crecimiento económico, especialmente gracias a la demanda del mercado interno³⁴. Durante la década de 1950 y hasta 1962 la industria petrolera creció 7.8%, al mismo tiempo, el país registró un crecimiento de 6.2% como promedio anual³⁵.

Esta tendencia se mantuvo hasta 1970, coincidiendo con el final del periodo del Desarrollo Estabilizador (1954 – 1970) donde se registró un crecimiento económico del 6.2% promedio anual y un crecimiento de la producción de crudo del 4.5% y de 11% para el gas. No obstante, hubo factores que disminuyeron la participación de los ingresos petroleros al Estado en términos de recaudación de impuestos. En concreto la caída de las exportaciones petroleras y los subsidios a los precios de los energéticos para sostener la política de sustitución de importaciones. De 1940 a 1970 los ingresos ordinarios del gobierno federal pasaron de representar el 15% al 3%. Esto quiere decir que, los ingresos petroleros no fueron el único estímulo de crecimiento y desarrollo durante la época del “Desarrollo Estabilizador” aunque contribuyeron significativamente.

Hasta 1970, año en que se termina el periodo de la historia económica conocido como Desarrollo Estabilizador, la demanda del mercado interno fue el motor de crecimiento de la producción petrolera, desde el año de la expropiación hasta 1970 el crecimiento de la economía tuvo un promedio anual del 6.2%, mientras que la de la producción de crudo fue de 4.5%³⁶.

³¹ (Aparicio, 2010)

³² (Cárdenas, 2010)

³³ (Hernández D. , 2017)

³⁴ (Colmenares, 2008)

³⁵ (Cárdenas, 2010)

³⁶ (Colmenares, 2008)

I.2.3. Expansión insostenible (1971 – 1982): El mega complejo en los tiempos de crisis

En 1971 la capacidad productiva de Pemex satisfacía alrededor del 90% de la demanda del mercado interno de hidrocarburos, aunado a esto, se vislumbraba que los recientes descubrimientos de yacimientos en Chiapas y Tabasco podrían encaminar al país hacia la independencia energética³⁷. En general, un rasgo característico de este periodo fue el déficit público generalizado, el cual fue financiado por la impresión de dinero (expansión cuantitativa) por parte del Banco de México y la emisión de deuda con la banca internacional. Un evento geopolítico definió un escenario económico favorecedor para México: El embargo energético de los países árabes miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Del mismo modo, hubo una reducción de la oferta a la exportación petrolera decretada por los países árabes como respuesta al apoyo que otorgó Estados Unidos y otros países aliados a Israel en la guerra del Yom Kippur. La consecuencia positiva de este embargo fue que el precio del barril de crudo se cuadruplicó.

Como reacción a este evento, Estados Unidos lideró una estrategia para restar el poder del mercado mundial a la OPEP. De esta manera, en 1974 los países desarrollados miembros de la OCDE crearon la Agencia Internacional de Energía (AIE), cuya agenda era incentivar la producción y exportación de petróleo proveniente países fuera de la OPEP, tal como fue el caso de México. Por lo tanto, la inversión se incrementó cuando el gobierno del presidente Luis Echeverría incrusta al país dentro de ésta estrategia. Debido a los préstamos externos que estimularon la producción, México dejó de ser un país importador de petróleo para convertirse en exportador, todo ello en un contexto de crisis financiera y económica internacional. Cuando llegó José López Portillo al poder, se había consolidado el papel de México como país exportador de petróleo, sobre todo para garantizar el abastecimiento a Estados Unidos. Durante una parte de este sexenio el país se posicionó como el cuarto exportador mundial de petróleo³⁸.

A mediados de la década de 1970, la industria petrolera poseía una importancia tan relevante que llegó a constituir el 70% de las exportaciones de mercancías del país. Al unísono del auge petrolero, un tercio de las finanzas públicas se sostuvieron por los ingresos petroleros. El descubrimiento fortuito de Cantarell a principios de 1978 cambió la atención del debate público sobre las desventuras económicas que ocurrieron un par de años antes. Las abundantes reservas recién descubiertas al unísono del aumento de los precios del petróleo terminaron por sepultar la esencia de las deficiencias estructurales de la economía mexicana. Gracias a que estos acontecimientos se concatenaron, comenzó el último periodo de rápido crecimiento económico registrado en la historia del país, cuando desde 1977 hasta 1988 el PIB reportó en promedio un crecimiento del 7.8% anual mientras que la inflación llegó al 24%.

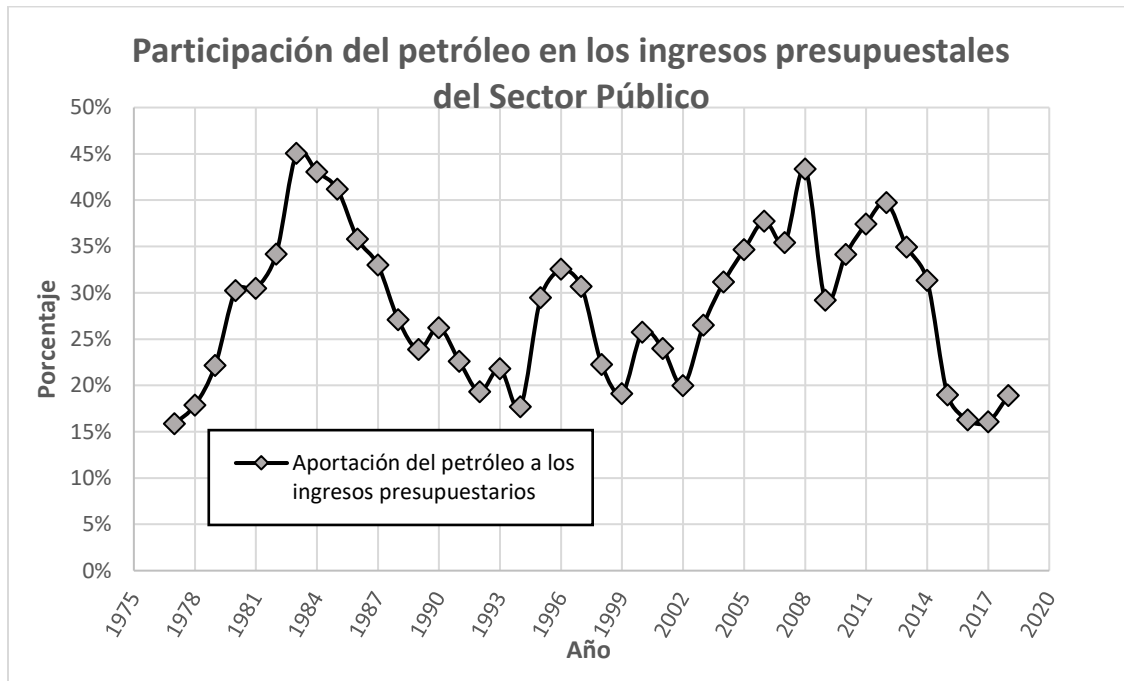
Con este sorpresivo comportamiento de la economía se pudieron definir políticas públicas destinadas a una nueva etapa de industrialización, similar a la que se encontraba Corea del Sur. En particular, mediante el Plan Nacional de Desarrollo Industrial, mismo que abarcaba distintos sectores como las comunicaciones y los energéticos. Además, se pudo triplicar la plataforma de extracción, lo cual implicó pasar desde uno a tres millones de barriles diarios en un periodo de tres años. Todo lo anterior debido a la repentina bonanza de la industria de hidrocarburos, sin embargo, durante 1981, esto parecía ir a su fin, cuando el precio del barril disminuyó ligeramente y las deficiencias de la estructura económica mexicana se

³⁷ (Baltierra, 2010)

³⁸ (Saxe-Fernández, 2016)

hicieron presentes. Aunque la disminución del precio del petróleo fue poco significativa en términos contables (10%) no lo fue para los mercados internacionales. A partir ese momento inició el fin de la época de la expansión³⁹.

El alto precio del petróleo y las grandes reservas que disponía el país provocaron que México accediera a créditos en el mercado internacional, a causa de esto, la deuda externa pasó de 8,990 millones de dólares en 1973 a la cifra de 97,662 millones de dólares en 1986. Es decir, en tan solo 13 años la deuda aumentó 1,086% lo que supone a una tasa promedio anual del 84%.



Gráfica I-1 Participación del petróleo en los ingresos presupuestales del Sector Público 2018. Medición por Ingreso – Gasto, Flujo de Caja. Elaboración propia con datos de BANXICO

Durante las décadas de 1970 y 1980 las empresas públicas eléctricas que compraban combustible llegaron a tener un descuento de más del 70% de su valor comercial, la expansión de este sector dependió en gran medida del desarrollo del sector petrolero. Ya sea por medio de subsidios directos o por medio de garantías de los préstamos otorgados.

Prácticamente el 75% de las exportaciones eran petroleras mientras que los ingresos fiscales provenientes del petróleo ascendían al 38%. La percepción generalizada era que el aumento sostenido de los precios del petróleo se iba a mantener o hasta crecer indefinidamente, la economía se había “petrolizado”⁴⁰. El aumento del volumen de las exportaciones del crudo condujo a que el valor de las ventas siguiera en aumento, al representar el 76% en 1981 y 82% en 1982. Al mismo tiempo, los impuestos petroleros representaron 26% y 44% de los ingresos ordinarios del gobierno federal⁴¹.

El escenario se tornó más adverso cuando una política monetaria restrictiva del Tesoro de Estados Unidos fortaleció al dólar, en consecuencia, se elevaron las tasas de interés y las

³⁹ (Cárdenas, 2010)

⁴⁰ (Aparicio, 2010)

⁴¹ (Colmenares, 2008)

deudas se volvieron impagables. Debido a lo anterior, se declaró la moratoria de pago de la deuda en el año 1982⁴².

I.2.4. Liberalización de la Economía Nacional (1983 – 2004): Grandes desarrollos y cima de la producción histórica

Esta etapa comienza con la crisis originada por la deuda y manejos inadecuados de las finanzas públicas. Desde entonces, la economía mexicana no volvió a experimentar el crecimiento económico de los 50 años anteriores. En efecto, el gobierno mexicano seguía apostando por un alza al precio del barril, no obstante, a mediados de la década de 1980 el precio se desplomó⁴³. De acuerdo con información del tablero de producción de petróleo y gas⁴⁴, durante la década de 1980 la producción se mantuvo relativamente estable con ligeros aumentos y descensos. Las exportaciones que habían crecido en casi 1 millón de barriles por día de 1974 a 1981 crecieron apenas a 300,000 barriles durante la década de 1980⁴⁵.

En 1982 el precio promedio del crudo de exportación de México descendió un 14% respecto al año anterior, como resultado de la “petrolización” de las finanzas. Un deslizamiento en el precio del barril propició que la estabilidad económica del país se haya visto vulnerable. Del año 1982 a 1986, el precio del crudo mexicano descendió de los 28.69 dólares por barril hasta los 11.86⁴⁶. Hubo un descenso en los precios del petróleo, en consecuencia, los esfuerzos encaminados a luchar contra la crisis se desvanecieron. En el periodo que comprende de 1981 a 1991 el precio de referencia del crudo (*West Texas Intermediate*) cayó aproximadamente un 40%, de este modo, los precios del crudo mexicano tuvieron caídas proporcionales. La deuda externa aumentó hasta los 107,407 millones de dólares en 1987 y del mismo modo el costo social fue elevado. Paralelamente, aún con en el auge de la política basada en la privatización empresas estatales, algunos sectores siguieron en manos del Estado, este fue el caso de la mayor parte del sector energético⁴⁷.

Al principio de la década de 1990 se hizo latente la disminución sostenida de la participación petróleo en los ingresos presupuestarios del sector público (Gráfica I-1). El gobierno del presidente Carlos Salinas continuó con la directriz su antecesor, esto es, la disminución el gasto público. Como se puede observar en la Gráfica I-2, los ingresos petroleros desde 1990 hasta 2018 en su mayoría superan a los de impuestos como el ISR y el IVA. Desde la segunda mitad de la década de 1990, se aprecia una disminución notable en la participación del petróleo en el ingreso presupuestario del sector público. La inversión pública que representaba 12% del PIB en 1981 se reducía a 3% en el 2000⁴⁸.

Durante este periodo se inició y se terminó el pozo Cantarell – 1. Sin embargo, se avecinaban grandes descubrimientos y proyectos tales como los recursos del gigante Ku Maloob Zap que prometían considerables niveles de producción⁴⁹. Por si fuera poco, a partir de 1997 se implementó la recuperación secundaria en el yacimiento de Cantarell, mediante el Proyecto Estratégico de Explotación, Modernización y Optimización de Cantarell

⁴² (Aparicio, 2010)

⁴³ (Cárdenas, 2010)

⁴⁴ (CNH, 2022)

⁴⁵ (Cárdenas, 2010)

⁴⁶ (Colmenares, 2008)

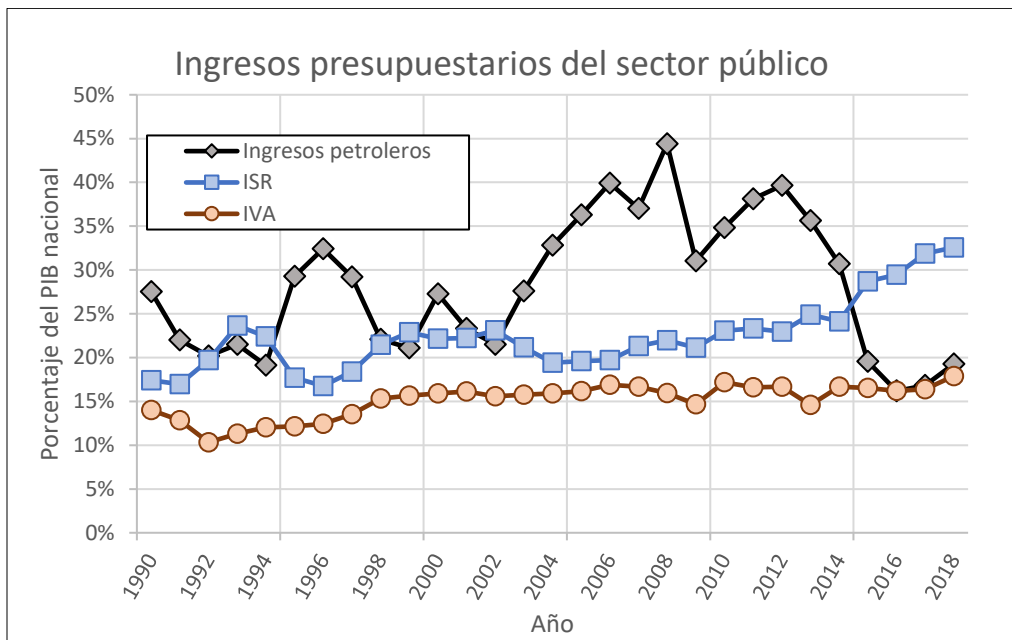
⁴⁷ (Cárdenas, 2010)

⁴⁸ (Colmenares, 2008)

⁴⁹ (Hernández D. , 2017)

(PEEMOC). La finalidad de este proyecto era inyectar nitrógeno para mantener la presión del yacimiento. De este modo, se aumenta el número de perforaciones con la finalidad de multiplicar los pozos productores y en consecuencia la producción.

Gracias a este proyecto estratégico, se alcanzó la máxima producción de todo de toda la historia del país. Por un lado, en términos de millones de barriles diarios (MMbpd), en el año 2003 se llegó a 3.45 MMbpd. La misma cifra diaria se repitió en el año 2004, sin embargo, en términos anuales fue en este último año cuando se registró la mayor producción anual acumulada, es decir 1,234.85 MMbp⁵⁰. A partir de este cenit histórico de la producción, el comportamiento de la curva de producción es descendente hasta la actualidad tal como se aprecia en la Gráfica I-3. En resumen, si hay que elegir una etapa de la historia económica y petrolera del país donde hubo mucho desarrollo petrolero, ese fue el periodo comprendido entre 1982 – 2004.



Gráfica I-2 Participación de los ingresos petroleros, ISR e IVA en los ingresos presupuestarios como porcentaje del PIB nacional 1990 – 2018. Elaboración propia con datos de la SHCP

Cabe señalar que durante este último año hubo un aumento en los precios del petróleo, lo anterior permitió una mayor actividad para proyectos de exploración por parte de Pemex. Finalmente, debido al aumento de los ingresos petroleros, se aumentaron las reservas del Banco de México las cuales llegaron a 90,000 millones de dólares en 2008⁵¹.

I.2.5. Liberalización de la Economía Nacional (2005 – 2012): Crónica de una declinación anunciada

Gracias a la expansión de la economía norteamericana y al aumento de los precios del petróleo, México logró crecer 3.9 % en promedio desde la segunda mitad del sexenio de Vicente Fox y hasta el 2008.

⁵⁰ (CNH, 2022)

⁵¹ (Soto, Salas, & Velázquez, 2010)

El aumento del precio del barril es notorio en los ingresos fiscales, tal como lo muestra la Gráfica I-3 en el año 2008, cuando los ingresos petroleros llegaron a alcanzar casi el 45% de la participación del ingreso presupuestario del sector público. La renta petrolera fue asimilada para el financiamiento en el gasto de cuenta corriente del sector público, del mismo modo, las obligaciones del servicio de la deuda. En consecuencia, después de 30 años de la crisis de finales de la década de 1970, las finanzas volvieron a depender fundamentalmente del petróleo⁵².

En general, los esfuerzos por revertir la tendencia de la disminución de la producción no obtuvieron el éxito esperado. Tal es el caso del Campo Akal, uno de los más importantes del Complejo Cantarell que en el año 2005 había iniciado su declinación mediante técnicas de recuperación de reservas. Definitivamente la declinación Cantarell afectó la plataforma de producción petrolera nacional tal como se aprecia en la Gráfica I-3.⁵³

En el 2008 se implementó una reforma petrolera donde Pemex obtuvo ciertos beneficios como mayor flexibilidad y recursos. Esta reforma pretendía involucrar la inversión privada con la finalidad de desarrollar proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos en regiones ubicadas en aguas profundas. De igual manera, aliviar la carga financiera de Pemex y así tener más recursos para la inversión⁵⁴. Paralelamente se creó la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) mientras que la Secretaría de Energía tuvo una revisión de atribuciones⁵⁵.

La declinación de la producción era algo que se vislumbraba pese a la inversión y estrategias nacionales instrumentadas. Como resultado, se comenzaron a formular propuestas para reformar las leyes que regulan la industria, este proceso culminó con la Reforma Energética del año 2013.

I.2.6. Liberalización de la Economía Nacional (2013 – 2019): Apertura del sector y Reforma energética

Este periodo de la historia reciente de la industria inicia con la publicación de la Reforma Energética en el año 2013, consecuentemente, se expide también la Ley de Hidrocarburos y se convierte a Pemex en una Empresa Productiva del Estado. Gracias a la reforma se permitió que el Estado mexicano pueda celebrar contratos de exploración y producción con empresas privadas. Dichos contratos pueden consistir en participación de ganancias, participación de la producción y contratos de licencias. La CNH se convirtió en la entidad encargada de regular el mercado de la industria de exploración y producción.⁵⁶ En igual manera, la Reforma asentó la siguiente división del Estado mexicano en materia de hidrocarburos:

- **Estado Propietario**

Representado por la Secretaría de Energía (SENER) y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)

⁵² (Colmenares, 2008)

⁵³ (Romo, 2015)

⁵⁴ (Soto, Salas, & Velázquez, 2010)

⁵⁵ (Romo, 2015)

⁵⁶ (Huizar, 2015)

- **Estado Regulador**

Representado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA).

- **Estado Operador**

Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS), Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)

- **Compañías Operadoras**

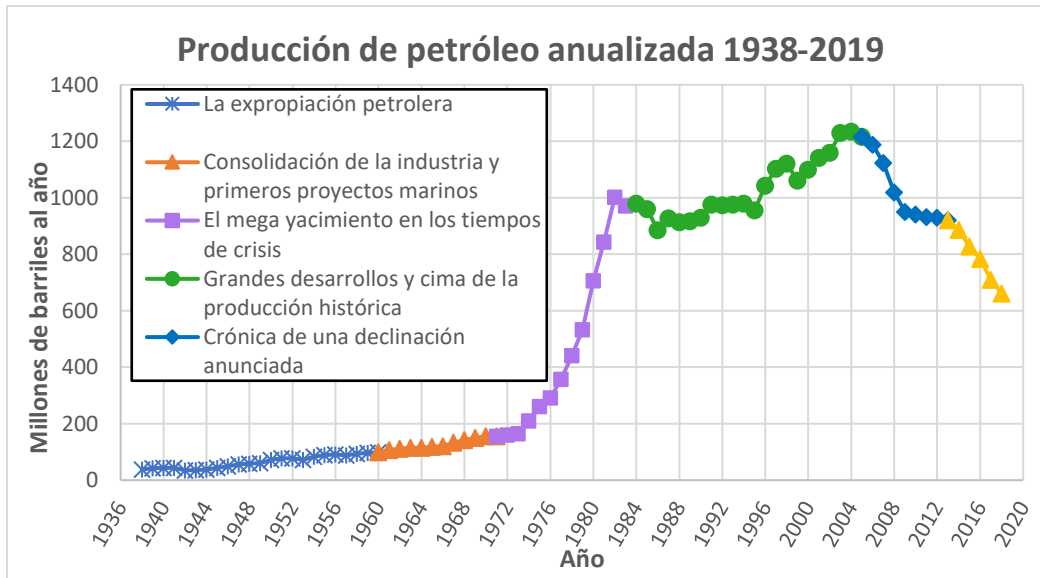
Pemex como Empresa Productiva del Estado

Es durante este periodo cuando se firmó un contrato para realizar actividades petroleras en zona de aguas profundas del Golfo de México. esta vez, la licitación tuvo como ganador a la empresa australiana BHP Billiton. El contrato tiene la particularidad de tratarse de una Licencia que consiste en una asociación estratégica de *Farm – Out*. Oficialmente, lleva por nombre “Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Licencia” (Contrato). Este último acercamiento entre el Estado representado por la CNH y una asociación estratégica conformada por una empresa privada y una Empresa Productiva del Estado⁵⁷ es el caso de estudio de este presente trabajo: Trión.

No obstante, en el año 2015 los ingresos petroleros cayeron por debajo de los ingresos por concepto de ISR, tendencia que no se había registrado desde el año 2001. Del mismo modo, de acuerdo con la Gráfica I-2, el sector disminuyó su participación en los ingresos presupuestarios al nivel del IVA, suceso que no se había registrado desde 1990. Es posible que esto se deba a que los primeros años de la reforma han sido utilizados para procesos de licitación y adjudicación de contratos.

Finalmente, a manera de resumen, en la Gráfica I-3 se aprecia el histórico de la producción anual en millones de barriles de petróleo (MMbp). Se aprecia que la producción tuvo un incremento brusco a partir de 1972. Lo anterior se explica debido a que en este periodo México se catapultó como uno de los principales propietarios de reservas de crudo a nivel mundial. La tendencia se vio favorecida por el descubrimiento de las petrolíferas reservas que proporcionó el complejo Cantarell. Si la producción promedio diaria en términos de barriles de crudo para 1970 era de 429 mil barriles diarios, para 1982 la producción se incrementó a más de 2 millones y medio (2,746,400 barriles diarios).

⁵⁷ (Tacuba & Chávez, 2018).



Gráfica I-3 Elaborado con datos del Tablero de Producción de Petróleo y Gas de la CNH (1960-2019) e información del Colegio de México de Ángel De la Vega Navarro (1938-1959). A partir del 2015 se considera la producción con los socios de Pemex

Durante el periodo económico conocido como “Expansión Insostenible”, en tan solo 12 años el incremento de la producción fue de 2,317,397 barriles diarios. Además de las reservas del complejo Cantarell, otros campos como Samaria, Cunduacán, Oxiacaque, Sitio Grande e Íride tuvieron relevancia en cuanto a la aportación de los volúmenes de producción. Tan solo el campo Akal, cuya producción comenzó en 1980 constituyó el 30% de la producción nacional de crudo. Del mismo modo, la tasa de incremento de la producción durante los seis años de 1977 a 1982 fue de 19% anual. Se incorporaron los campos Nochoch, Pol, Ku y Abaktún. De 1982 a 1986 se aprecia un descenso en la curva de la producción de cerca del 2% anual. Consecuentemente, para 1996 la producción procedía principalmente de seis campos grandes: Nochoch, Abkatún, Ku, Caan, Chuc y Pol⁵⁸.

La implementación del PEEMOC significó una productividad histórica la cual no se repetiría. Como se puede observar en la gráfica, dicha productividad descendió en los años posteriores a la etapa de los Grandes Desarrollos y cima de la Producción Histórica. A partir de este cenit histórico de la producción, el comportamiento de la curva es descendente hasta la actualidad. Esta disminución de la producción, junto con problemas estructurales del sector de hidrocarburos mexicano tales como la falta de tecnología condujeron a la promulgación de la Reforma Energética en el año 2013.

I.3. La Empresa Productiva del Estado

I.3.1. La conformación del actor estatal

El actor estatal tuvo sus inicios con la entonces Petromex, creación de la administración de Abelardo L. Rodríguez (1932 – 1934). Esta entidad tenía como objetivo tratar de satisfacer el creciente consumo interno que ascendía a 2.7 millones de metros cúbicos de crudo en el

⁵⁸ (Hernández D. , 2017)

año 1936, lo equivalente a casi 17 millones de barriles. No obstante, en 1938 apenas contribuía con menos del 5% de la producción de crudo mexicano.

Después de la estatización, Petromex quedó a cargo de los activos que pertenecían a las empresas expropiadas, del mismo modo, del escaso capital humano capacitado y las inversiones del sector. La industria nacionalizada solo podía ser operada por el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STRPM). Respecto a este tema, el 20 de marzo de 1938 se dio un proceso de negociación entre el Sindicato, las secretarías de Hacienda, de Economía y el Consejo Directivo del Petróleo donde se conformó la paraestatal encargada de la industria de los hidrocarburos

La Ley Reglamentario del Artículo 27 constitucional expedida por el presidente Lázaro Cárdenas no prohibía la participación entre el Estado y la iniciativa privada. Al contrario, el Estado podía celebrar contratos cuyas prestaciones fueran en efectivo o porcentajes de la producción, del mismo modo, otorgar concesiones para construcción tanto de refinerías como de oleoductos. Posteriormente, durante el gobierno del presidente Manuel Ávila Camacho se definió algo similar a la reforma energética del año 2008, es decir, que la nación podía llevar a cabo contratos para proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos. Consecuentemente, los gobiernos de Miguel Alemán y Ruiz Cortines se caracterizaron por tener una política petrolera bajo el mando de Antonio J. Bermúdez (1947 – 1958). En este periodo se reformó nuevamente la Ley Reglamentaria del Artículo 27, donde se impidió que Pemex celebrara contratos de explotación, también se eliminó el régimen de concesiones y las asociaciones. Se ratificó que la industria petroquímica básica estuviera exclusivamente reservada para los mexicanos⁵⁹.

Para 1972 se descubrieron dos yacimientos importantes: Sitio Grande y Cactus. Estos pozos tuvieron un nivel de producción 20 veces mayor a la media nacional. Para el año 1974 Pemex había alcanzado la producción que se tenía antes de la expropiación petrolera. Durante el gobierno del presidente López Portillo, se manejó el crecimiento de Pemex median créditos externos, esto ocasionó que la deuda externa estatal adquirida por Pemex aumentara de 10 a 30% durante la década de 1970. Posteriormente, durante la década de 1980, ocurrió un programa de desincorporación de empresas públicas y apertura de la economía en general⁶⁰. Al unísono de las privatizaciones de las empresas estatales durante este periodo, el país decidió dejar intacta la propiedad del Estado sobre la compañía petrolera. Lo anterior a pesar de que México llevó a cabo el segundo programa de privatizaciones más grande de América Latina, solo superado por Brasil⁶¹.

Durante el gobierno del presidente Carlos Salinas, la petrolera se dividió en cuatro organismos descentralizados con carácter individual y patrimonio propio. Cada uno de acuerdo con los segmentos en los que se dividía la industria de hidrocarburos:

- Exploración y Producción
- Refinación
- Gas y Petroquímica Básica
- Petroquímica⁶²

Respecto a la crisis financiera de 1994, momento en que México estaba muy vulnerable a la presión externa, actores como el gobierno de Estados Unidos (EE. UU) y el Fondo

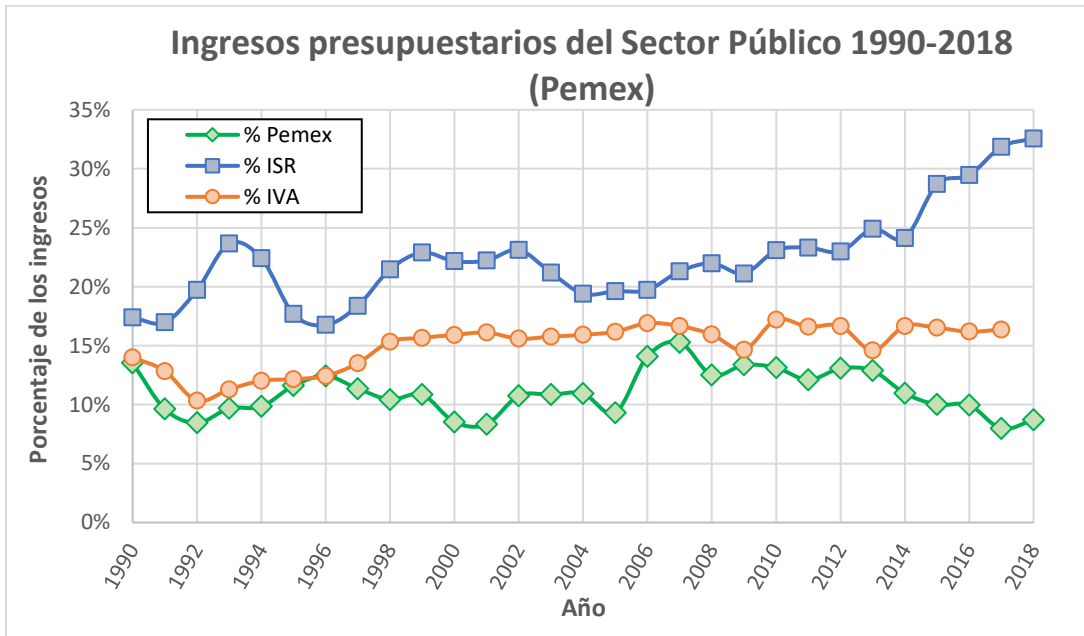
⁵⁹ (CNH, 2012)

⁶⁰ (Cárdenas Gracia, 2009)

⁶¹ (Huizar, 2015)

⁶² (CNH, 2012)

Monetario Internacional (FMI) presionaron al gobierno mexicano para la privatización de la paraestatal como parte del acuerdo de condicionalidad. Esto no ocurrió, inclusive, durante el sexenio del presidente Felipe Calderón, Pemex contribuyó con alrededor de la tercera parte del total de los ingresos del sector público⁶³. Para ilustrar la participación de Pemex en las finanzas públicas, en la siguiente gráfica se puede observar la aportación de la petrolera mexicana a los ingresos presupuestarios del sector público.



Gráfica I-4 Aportación de Pemex a los ingresos presupuestarios con datos de la SHCP

La diferencia entre las aportaciones del IVA con respecto a las contribuciones de Pemex son en promedio un 4% anual desde 1990 hasta el año 2018. Pemex aporta poco más una décima parte de los ingresos registrados durante este periodo, es decir un 11%, en concreto, lo que contribuye Pemex se acerca a las aportaciones de impuestos tales como el ISR y en menor medida al IVA. Aunque estas aportaciones puedan parecer poco significativas, se trata del aprovechamiento de los recursos de una sola empresa.

Lo anterior se vuelve relevante, cuando México durante el año 2018 se desempeñó como la quinta economía a nivel internacional en términos del PIB, de acuerdo con el Banco Mundial. Se podría argumentar que los ingresos petroleros de la Gráfica I-2 son los mismos que los ingresos presupuestarios que aporta Pemex en la Gráfica I-4, sin embargo, las aportaciones petroleras superan a las de Pemex. Esto se explica a que, por un lado, los ingresos presupuestarios que Pemex aporta son sus impuestos, pagos de derechos entre otros conceptos. Mientras que, por el otro, posee sus propias utilidades producto de las diferentes actividades productivas en las que participa. Al unísono de lo anterior, las utilidades que Pemex ha generado por el petróleo son destinadas tanto para sus ingresos como para los del Estado.

En otro orden de ideas, en la Tabla I-1, se muestran los grandes proyectos de la entonces paraestatal en los últimos años.

⁶³ (Huerta, 2014)

Tabla I-1 Principales proyectos de Pemex 1997-2013 en millones de dólares (MMUSD). Donde PEP es Pemex Exploración y Producción y RP Pemex Refinación

Subsidiaria	Proyecto	Año de inicio	Acumulado MMUSD
PEP	Cantarell	1997	\$29,669
PEP	Programa Estratégico de Gas	2001	\$16,285
PEP	Ku-Maloob-Zaap	2002	\$13,262
PEP	Burgos	1997	\$13,212
PR	Complejo Antonio J. Bermúdez	2002	\$5,157
PEP	Minatitlán	1998	\$2,901
PEP	Jujo-Tecominoacán	2002	\$2,249
PEP	Integral Chuc	1998	\$2,064
PEP	Delta del Grijalva	2002	\$1,999
PRP	Bellota-Chinchorro	2002	\$1,737
PR	Cadereyta	1997	\$1,682
PEP	Integral Ama-Prof-Tzap-Vin	2002	\$1,675
PEP	Aceite Terciario del	2006	\$1,525
PEP	Integral Arenque	2002	\$1,433
PEP	Integral Caan	2002	\$1,316
PEP	Integral El Golpe-Puerto Ceiba	2002	\$1,289

Estos grandes proyectos se planificaron, ejecutaron y controlaron en un contexto donde Pemex llegó a posicionarse en el octavo lugar de entre los diez primeros productores de petróleo más importantes del mundo. La lista llega de proyectos llega hasta 2013, año en que se publica la reforma energética.

De particular relevancia, es el proyecto Ku-Maloob-Zaap que ha alcanzado niveles de producción de más de 800 mil barriles por día, incluso mayor que el de Cantarell, de igual modo, proyectos como Ogarrio y Litoral Tabasco han contribuido a compensar la tendencia negativa de la producción.

El desarrollo de proyectos depende en esencia de la tecnología, para ser precisos, en aquellos campos maduros situados en regiones de aguas profundas. De entre estos campos, se destaca Trión, donde el pozo Trión 1 es el primero en encontrar crudo en esas profundidades.

I.3.2. Retos y Capacidades

A continuación, se presenta una comparación entre Pemex y otras dos petroleras estatales, a saber: Petróleos de Venezuela S.A (Pdvsa) y Petróleo Brasileiro (Petrobras). Por un lado, cuando se comparan con Pemex (Tabla I-2), se aprecia que desde el 2002 al 2012 las tres han registrado caídas en la producción. Como resultado de esta tendencia, la entonces paraestatal mexicana fue la segunda menos productiva, aunque Pdvsa presentó mayor declinación. En el caso de México, se explica por el agotamiento de Cantarell, falta de inversión en nuevos campos y de acuerdos de transferencia de tecnología. En igual forma, la productividad laboral de la petrolera mexicana y su sindicato.

Tabla I-2. Indicadores de desempeño operativo y financiero

Indicador	Pdvs		Pemex		Petrobras	
	2002	2012	2002	2012	2002	2012
Producción por empleado (barriles/día)	74.6	26.1	26.1	19.3	31.8	25.7
Deuda financiera/activo (%)	15	18.3	32.6	38.9	27.4	28.9
Ganancia (pérdida) neta/ingreso (%)	6.1	3.4	-5	0.2	10.2	7.6

En el caso del cociente entre la deuda y el activo el mayor valor se lo llevó Pemex. Lo anterior es causa de la alta participación fiscal en sus beneficios, por lo cual, presenta una incapacidad para recurrir a fondos propios para financiar sus inversiones⁶⁴. Por otro lado, la gestión de activos y pasivos de Petrobras se enfocan en incrementar reservas de petróleo y gas mediante inversiones y endeudamiento. Esta gestión incrementa el patrimonio tangible e intangible de Petrobras, gracias a esto, su producción de petróleo es la que menor ha decaído de las tres petroleras⁶⁵.

Finalmente, en los resultados netos como porcentaje del ingreso, Petrobras es el que muestra mayor valor, en contraste con Pemex que presenta el más bajo. Esta situación es el resultado de la alta carga fiscal sobre las ganancias de Pemex. Al menos el sesenta por ciento de sus ingresos son destinados al pago de impuestos y obligaciones⁶⁶. Por otro lado, en el caso de Petrobras, el régimen fiscal es relativamente menos estricta. Por un lado, el Impuesto Sobre la Renta es sobre el veinticinco por ciento de los ingresos, mientras que la Contribución Social es del nueve por ciento, en suma, treinta y cuatro por ciento⁶⁷.

Para ayudar a mejorar el desempeño de Pemex, se hizo la Reforma Energética del año 2013. El argumento era que, con dicho movimiento legislativo, se podría hacer frente a la falta de tecnología y aumentar la competitividad del sector de hidrocarburos en México⁶⁸. En consecuencia, Pemex se convirtió en una Empresa Productiva del Estado (EPE) que podía asociarse con otras petroleras y de este modo maximizar utilidades. La petrolera mexicana se dividió en cuatro empresas de las cuales Pemex Exploración y Producción es la protagonista del presente trabajo. En concreto, ésta empresa subsidiaria de Pemex tiene bajo su cargo la exploración y extracción del petróleo, así como de los hidrocarburos en general⁶⁹.

En el apartado III.3.2 de este trabajo se detallará las actividades petroleras que había avanzado Pemex en el Campo Trión, antes de que se llevara a cabo la licitación para encontrar un socio estratégico para la petrolera mexicana.

⁶⁴ (Hernández & Leidenz, 2014)

⁶⁵ (Huerta, 2014)

⁶⁶ (Hernández & Leidenz, 2014)

⁶⁷ (Huerta, 2014)

⁶⁸ (Huizar, 2015)

⁶⁹ (Pemex, Estatutos de Gobierno, 2019)

I.4. El Socio Operador

Tal como se mencionó en el apartado anterior, el otro actor que interviene en el Proyecto Trión es la compañía BHP Billiton. Esta empresa nació de la unión de dos compañías mineras, BHP y Billiton que fueron fundadas a mediados del siglo XIX. Es importante aclarar que la compañía se dedica a las actividades económicas de toda clase de minerales: hierro, cobre, petróleo, gas, diamantes, plata, plomo, zinc entre otros.

Hacia 1963, la todavía independiente compañía BHP colabora con Esso en estudios de exploración de crudo en el Estrecho de Bass, en aguas australianas. Este hecho destaca porque impidió que dicho país sufriera los estragos de la crisis mundial del petróleo entre 1973 y 1974 propinado por la OPEP. Formalmente, BHP y Billiton se fusionan en el año 2001 como BHP Billiton Group.

A continuación, se resumen los proyectos petroleros costa afuera que ha desarrollado la empresa. De acuerdo con la Tabla I-3, el socio operador del *Farm – Out* cuenta con experiencia en aguas profundas. De esta manera, se garantiza que la asociación posea la tecnología y el capital del cual Pemex no dispone en estos momentos⁷⁰.

Tabla I-3. Proyectos petroleros de BHP Billiton

Año	Hitos
2001	Participan en la producción del campo petrolero Typhoon, en regiones de aguas profundas del de México.
2005	Comienza a producir el campo de la Angostura en Trinidad y Tobago. Este proyecto significó la primera vez en que se produce petróleo en la costa noreste de Trinidad
2009	La compañía participa en la etapa de producción de petróleo y gas en el campo Shenzi, ubicado en aguas profundas del Golfo de México. En este escenario se desarrolló la entonces segunda plataforma fija más profunda del mundo.
2010	Es operador del proyecto Pirineos, en la zona de alta mar de Australia Occidental. De acuerdo con la compañía, fue uno de los proyectos de mayor dificultad técnica.
2017	Firma un contrato con Pemex, con la finalidad de ser el operador principal del proyecto Trión. El Contrato es de licencia, la asociación es un <i>Farm – Out</i> donde BHP Billiton participa con el 60% mientras que Pemex con el 40%

Como se puede observar en dicha tabla, la tendencia del 2013 hasta la fecha es que Pemex se encuentra dentro de las 150 empresas más grandes en términos de ingresos. Este periodo coincide con la publicación de la reforma energética, se puede apreciar una disminución de las posiciones en cuanto al listado de las empresas más grandes, precisamente, por la disminución de sus ingresos. Igualmente, BHP Billiton presenta una tendencia a la baja en cuanto a sus ingresos.

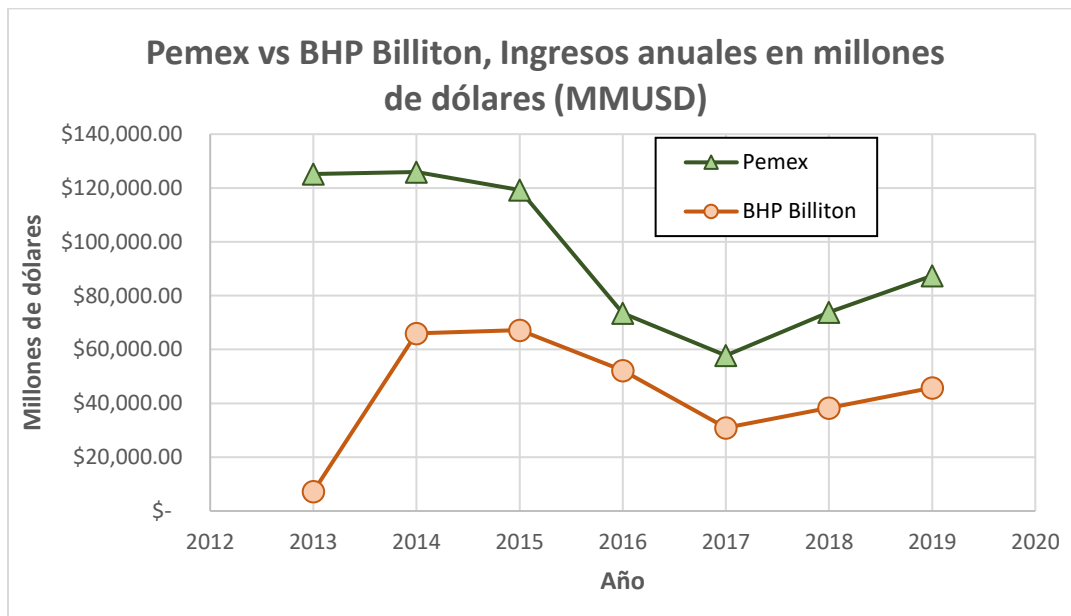
Por otro lado, la revista *Fortune*, dentro de su lista de las 500 empresas más grandes medidas por sus ingresos la cataloga para este año (2019) como la empresa número 246 donde a Pemex se le asignó el puesto 95.

⁷⁰ (Billiton, 2019)

Tabla I-4 Posiciones de Pemex y BHP Billiton de acuerdo con el listado de la revista Fortune (Fortune, 2019)

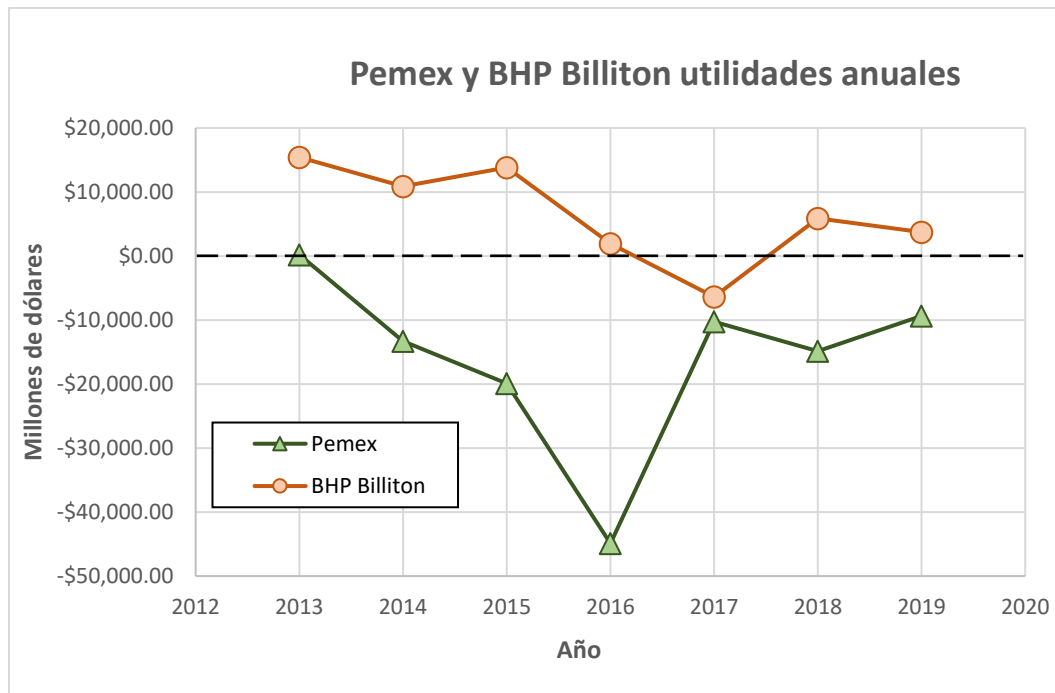
Año	Pemex			BHP Billiton		
	Listado	Ingresos	Utilidad	Listado	Ingresos	Utilidad
2013	36	\$ 125,195.40	\$ 97.70	115	\$ 7,226.00	\$ 15,417.00
2014	36	\$ 125,943.00	-\$ 13,302.00	142	\$ 65,968.00	\$ 10,876.00
2015	47	\$ 119,238.70	-\$ 19,929.40	139	\$ 67,206.00	\$ 13,832.00
2016	98	\$ 73,514	-\$ 44,904.00	168	\$ 52,267.00	\$ 1,910.00
2017	152	\$ 57,774	-\$ 10,256.30	350	\$ 30,912.00	-\$ 6,385.00
2018	107	\$ 73,850.00	-\$ 14,846.00	296	\$ 38,285.00	\$ 5,890.00
2019	95	\$ 87,403.30	-\$ 9,377.90	246	\$ 45,809.00	\$ 3,705.00

Pemex es más rentable en términos de ingresos que su par BHP Billiton. Del 2013 al 2019 percibe ingresos superiores sobre la australiana. Lo anterior se entiende debido a que hasta antes de la reforma energética, la mayor parte de la cadena productiva del sector en el país, era operada por Pemex exclusivamente.



Gráfica I-5 Ingresos anuales, elaborado con datos de la lista Fortune 500

Por otro lado, en términos de utilidades, BHP Billiton es más rentable. Una explicación puede ser la alta carga fiscal y el endeudamiento de la Empresa Productiva del Estado. Es de resaltar que las dos petroleras presentan utilidades negativas, sin embargo, el déficit acumulado de Pemex asciende a \$112,615 millones de dólares, mientras que el de BHP Billiton es de \$6,385 millones correspondientes al periodo 2017, tal como se puede apreciar en la siguiente gráfica.



Gráfica I-6 Utilidades anuales de Pemex y BHP Billiton

I.5. Marco Jurídico

A continuación, se abordará en qué consiste el marco jurídico de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. Se analizarán las leyes y reglamentos de acuerdo con una jerarquía institucional. Para finalizar, se abordarán las repercusiones de este marco jurídico al caso de estudio. Por un lado, la relación existente entre el esquema de contrato, firmado entre BHP Billiton y Pemex, por el otro, el esquema de asignación donde el único actor es Pemex.

I.5.1. Constitución Política del os Estados Unidos Mexicanos

Actualmente, el marco jurídico que regula la actividad energética nacional se basa en los artículos 25, 27 y 28 constitucionales. Las reformas de estas disposiciones se publicaron en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre de 2013.

- **Artículo 25**

Se deja claro en la Constitución que será el Estado el encargado del desarrollo Nacional mediante la intervención del sector público. El Estado tiene bajo su cargo de forma exclusiva las áreas estratégicas mediante una figura llamada Empresas Productivas del Estado, es en este artículo donde se hace mención por primera vez de esta figura. En consecuencia, las Empresas Productivas del Estado (EPE's) dedicadas a la industria petrolera serán las que lleven a cabo las actividades de planificación, control de la exploración y extracción del recurso. Uno de los objetivos de la Reforma fue la transformación de la naturaleza y régimen jurídico tanto de Petróleos Mexicanos como de Comisión Federal de Electricidad. Lo anterior con la intención de orientarlas a un

carácter de empresa privada, con un alcance característico a nivel nacional e internacional. Llegados a este punto, una EPE posee: Autonomía de toma de decisiones, de riesgos, personalidad jurídica y patrimonio propio. De la misma manera autonomía técnica, operativa, presupuestal y de gestión.

- **Artículo 27**

Estipula que la nación tiene el poder de transmitir el dominio de los recursos ubicados dentro del territorio nacional a la propiedad privada. El aspecto importante de este artículo con relación al caso de estudio es que el Ejecutivo Federal faculta a los particulares la explotación, el uso o aprovechamiento de los recursos mediante concesiones exceptuando las relacionadas tanto con el petróleo como de los hidrocarburos. Es decir, no se permiten concesiones, en su lugar las actividades serán llevadas a cabo exclusivamente por la Empresa Productiva del Estado o a través de asociaciones mediante contratos con particulares.

- **Artículo 28**

Si bien estipula la prohibición de los monopolios en cualquier industria, quedan exentas de esta prohibición las que el Estado ejerza en las llamadas áreas estratégicas. En efecto, tanto la industria de extracción de petróleo como la de hidrocarburos se consideran áreas estratégicas. De acuerdo con el manejo de esta actividad, el Estado podrá ejercerlas con la iniciativa privada o por cuenta propia mediante sus empresas y organismos. Al mismo tiempo, con relación a las utilidades de los contratos y asignaciones, se contempla un fideicomiso que las distribuya y administre.

I.5.2. Ley de Petróleos Mexicanos

El objetivo de esta Ley es regular las funciones, el control y rendición de cuentas de la Pemex como Empresa Productiva del Estado. De acuerdo con el artículo 6 de esta Ley, Pemex junto con el Gobierno Federal podrá celebrar contratos con personas físicas o morales del sector público o privado para realizar operaciones y servicios. No obstante, será el Estado la propietaria de los hidrocarburos del subsuelo. A lo largo de diferentes artículos, se recalca que, a pesar de celebrar contratos con particulares, la nación tendrá posesión exclusiva de las reservas del subsuelo.

I.5.3. Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos

La Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH) se encarga de regular el régimen de ingresos que el Estado recibirá gracias a las utilidades de Exploración y Extracción tanto por asignaciones como por contratos. De la misma manera, los aspectos financieros de estas modalidades.

Por otro lado, establece que los ingresos a favor del Estado provenientes de aquellos proyectos bajo el esquema de contrato se les denomina contraprestaciones, mientras que a los ingresos bajo el esquema de asignación se les denomina pago de derechos. No obstante, también se manejan como contraprestaciones aquellos pagos a favor del contratista. Adicional a lo anterior, se estipula que los contratistas y asignatarios deben pagar sus respectivos impuestos.

Esta ley detalla aún más lo establecido en el artículo 28 de la Constitución, donde los ingresos que percibe el Estado por contraprestaciones y pago de derechos son recibidos por un fideicomiso público: El Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMPED). Este fideicomiso es administrado por el Banco de México (BM) como Fiduciario y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) como Fideicomitente. Respecto a los impuestos, la fiscalización corre a cargo de la SHCP a través del Servicio de Administración Tributaria.

I.5.4. Ley de Hidrocarburos

Se trata de la Ley reglamentaria de los artículos 25, 27 y 28 constitucionales. Estipula que la Secretaría de Energía es la que establece el modelo de contratación para la exploración y extracción correspondiente a una determinada Área Contractual. En consecuencia, los modelos de contratación correspondientes a las licitaciones o adjudicaciones que se celebren podrán ser: Contrato de Servicios, Contrato de Utilidad o Producción Compartida y finalmente Contrato de Licencia.

Sobra recalcar, que el artículo 23, párrafo 7, estipula que tanto la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas, como la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público no son aplicables a los servicios de exploración y extracción que convengan los contratos.

En resumen, es la herramienta jurídica del Estado para regular las actividades relacionadas a la cadena de suministro de los hidrocarburos, tales como:

- Reconocimiento, exploración superficial y extracción de hidrocarburos
- Tratamiento, refinación, enajenación, comercialización, transporte y almacenamiento del petróleo
- Los procesos relacionados al gas natural, desde el procesamiento, compresión, licuefacción hasta el transporte, almacenamiento, distribución y comercialización
- Los procesos relacionados a los petrolíferos como transporte, distribución y comercialización
- Transporte por ducto y almacenamiento de petroquímicos

Por último, aunque la LH regula los ingresos y los aspectos financieros del mercado de hidrocarburos, su redacción tiene como objetivo principal las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. Lo anterior deja al margen ciertas actividades tales como refinación y otras que se llevan a cabo en la superficie o subsuelo mexicano. En consecuencia, se puede afirmar que el modelado de la LH no contempló el enfoque de negocios de las grandes petroleras, dónde la explotación integral de la cadena productiva es una de sus mayores fortalezas.

I.6. Contratos

Para ahondar en el tema, en primer lugar, se precisa la definición de contrato. De acuerdo con el Diccionario de la Real Academia de la Lengua Española, el contrato es un documento que recoge las condiciones de un convenio oral o escrito. Al mismo tiempo, la Enciclopedia Jurídica mexicana propone la siguiente definición:

Es un acto jurídico bilateral que se constituye por el acuerdo de voluntades de dos o más personas y que produce ciertas consecuencias jurídicas (creación o transmisión de derechos y obligaciones) debido al reconocimiento de una norma de derecho. Sin embargo, tiene una doble naturaleza pues también presenta el carácter de una norma jurídica individualizada⁷¹.

Un acto jurídico es un acontecimiento donde interviene la voluntad del hombre, este acontecimiento, genera consecuencias jurídicas. Ejemplos de actos jurídicos son el contrato, el matrimonio y el testamento⁷²..

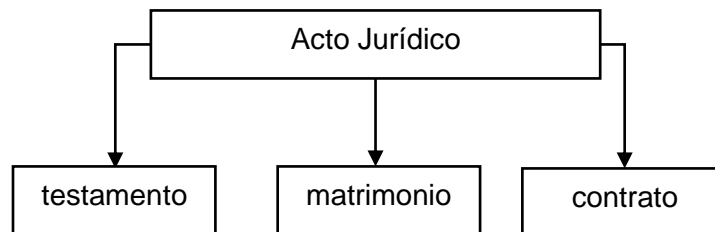


Ilustración I-5 Tipos de actos jurídicos.

De lo anterior se puede aclarar que un contrato de exploración y producción es un acuerdo de dos voluntades⁷³. Si la norma jurídica estipula que el operador debe acatar las estipulaciones de un contrato como regalías y bonos, la consecuencia jurídica es el nacimiento de las obligaciones del operador. De acuerdo con lo anterior, en la industria mexicana de hidrocarburos, existen dos actos jurídicos para que una empresa pueda ejecutar actividades de exploración y extracción: la asignación y el contrato.

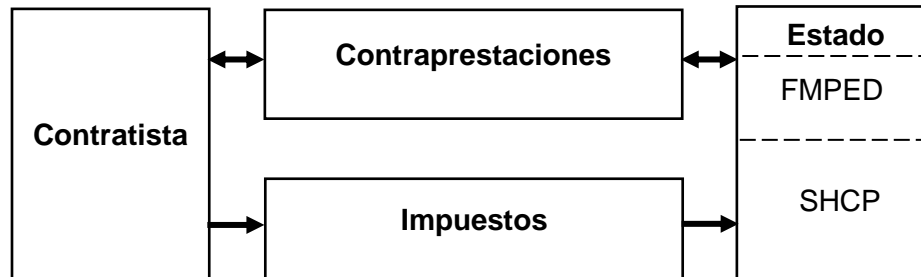


Ilustración I-6 Esquema general de un Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos. Elaboración propia

La LH define que un contrato para exploración y extracción de hidrocarburos es un acto jurídico celebrado por el Estado, por el que se conviene la ejecución de dichas actividades. El Estado mexicano es representado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), mientras que un contratista puede conformarse por una o varias empresas de la iniciativa privada como se detalló en el artículo 27. O bien, por una o varias empresas de la iniciativa privada en asociación con una Empresa Productiva del Estado.

Sobra destacar que, para los contratos, la zona donde se lleva a cabo el desarrollo de la exploración y extracción de hidrocarburos se denomina Área Contractual.

⁷¹ (Simental, 2009)

⁷² (Alejandro, 2011)

⁷³ (Lázaro, 1998)

Al mismo tiempo, en la industria de los hidrocarburos existen diferentes tipos de asociaciones que conforman un contratista, en concreto los Farm-Out y los Joint Venture.

- **Farm – Out**

Es un acuerdo contractual entre un propietario que tiene derechos de explorar, perforar y producir tanto gas como petróleo. Este propietario transfiere todo o parte de estos derechos a otra persona a cambio de cumplir con una serie de condiciones estipuladas. Regularmente la transferencia de derechos tiene como condición que la otra persona realice actividades en la zona. Para ser más específicos la perforación de un pozo a una determinada profundidad y un periodo de tiempo establecido. La entidad cedente de una parte o de la totalidad de sus derechos usualmente se reserva para sí mismo ciertas regalías, al mismo tiempo suscribe un acuerdo para combinar los derechos y deberes de las partes⁷⁴.

- **Joint Venture**

Son una forma de cooperación o colaboración estratégica donde dos empresas combinan sus recursos y capacidades en una alianza. Es un contrato asociativo mas no societario, es decir, las partes se asocian sin absorberse individualmente, donde se comparte la participación tanto de las contribuciones como de los riesgos⁷⁵. Con estas cooperaciones organizaciones más pequeñas pueden obtener fuente de financiamiento para incursionar en mercados nuevos. Además, las empresas extranjeras obtienen conocimientos sobre el mercado local tales como canales de distribución, suministro de materias primas e instalaciones de producción local entre otras⁷⁶.

En el siguiente apartado, se mencionan las modalidades de contratos para proyectos de hidrocarburos de acuerdo con la LISH. Independientemente de los tipos de contratos, todos están sujetos al pago del Impuesto Sobre la Renta (ISR) y al Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH).

I.6.1. Contrato de Servicios

De acuerdo con los artículos 21 y 22, sección tercera, en este tipo de contratos, el contratista transfiere la producción al Estado. Al mismo tiempo, la remuneración del servicio a favor del contratista es en efectivo y corre a cargo por el FMPED. No obstante, a diferencia de las otras modalidades de contrato, el contratista no está sujeto al pago de la cuota contractual ni al pago de regalías.

⁷⁴ (Schlumberger, 2019)

⁷⁵ (Sammut-Bonnici & Channon, 2015)

⁷⁶ (Romero-Pérez, 2006)

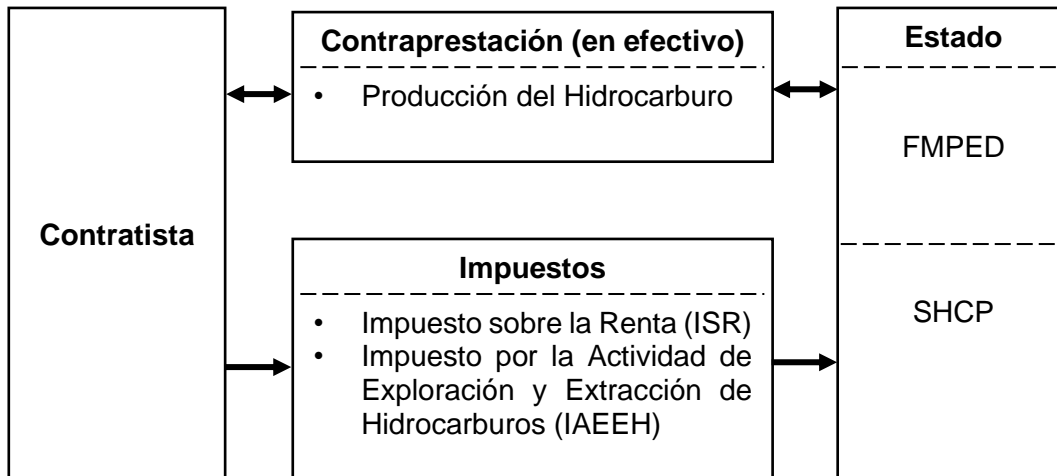


Ilustración I-7 Esquema de Contrato de Servicios. Elaboración propia

1.6.2. Contrato de Utilidad Compartida

Se caracteriza por las siguientes contraprestaciones a favor del Estado mexicano:

- Cuota Contractual para la Fase Exploratoria
- Regalías
- Una contraprestación en función de un porcentaje a la Utilidad Operativa

Las contraprestaciones a favor del contratista:

- La recuperación de los costos gastos e inversiones de acuerdo con los lineamientos de la SHCP
- Un remanente de la Utilidad Operativa después de cubrir el porcentaje de dicha utilidad como contraprestación a favor del Estado

Por último, el Estado recibirá mediante el FMPED los ingresos producto de la comercialización de la producción que los contratistas entreguen al comercializador, al mismo tiempo, pagará al contratista las contraprestaciones correspondientes.

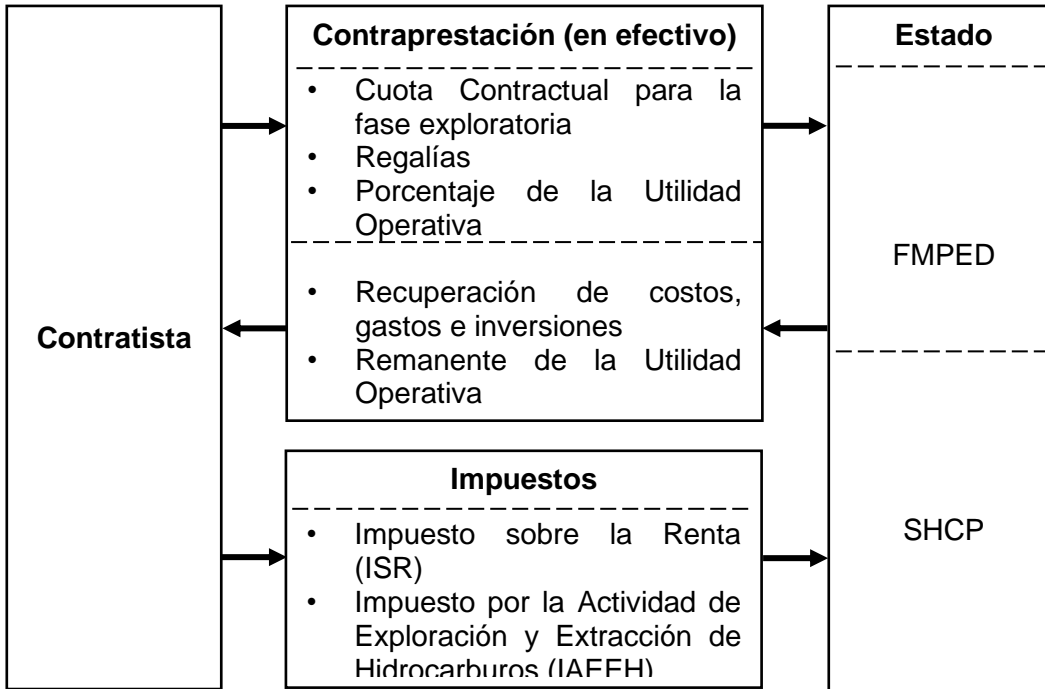


Ilustración I-8 Esquema de Contrato de Utilidad Compartida. Elaboración propia

1.6.3. Contrato de Producción Compartida

Los contratos de Producción Compartida establecen las siguientes contraprestaciones a favor del Estado mexicano:

- Cuota contractual para la fase exploratoria
- Regalías
- Una contraprestación en función de un porcentaje a la Utilidad Operativa

Las contraprestaciones a favor del contratista:

- La recuperación de los costos gastos e inversiones de acuerdo con los lineamientos de la SHCP
- Un remanente de la Utilidad Operativa después de cubrir el porcentaje de dicha utilidad como contraprestación a favor del Estado

A diferencia de los contratos de Utilidad Compartida, las contraprestaciones al contratista son en especie, tomando de la producción de hidrocarburos la cantidad que sea equivalente al valor de dichas contraprestaciones. Del mismo modo, las contraprestaciones a favor del Estado son en especie, excepto la Cuota Contractual para la Fase Exploratoria.

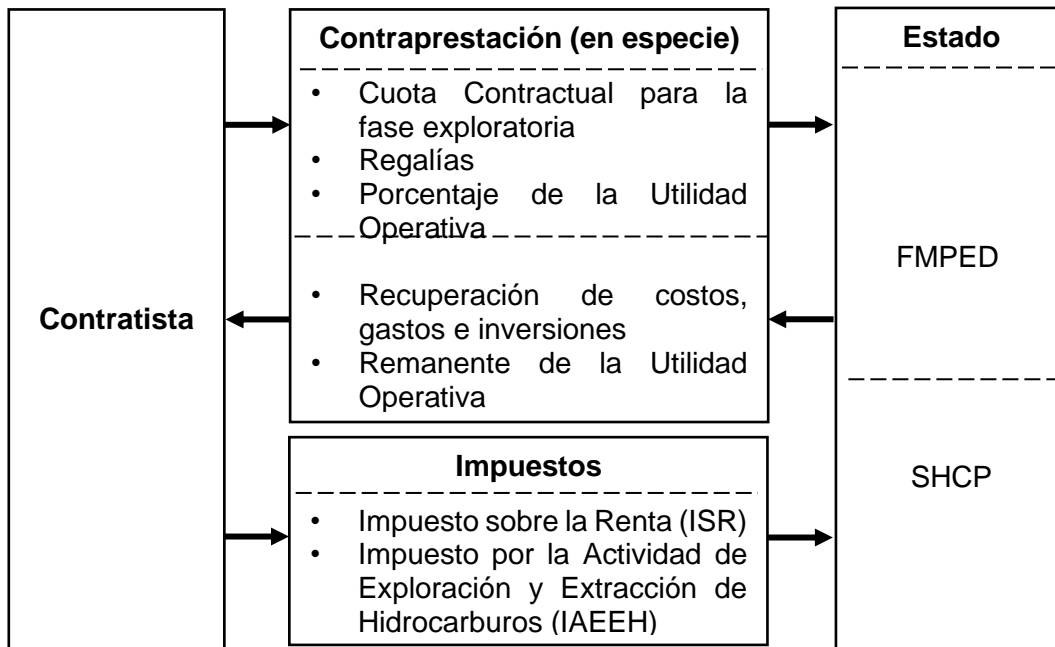


Ilustración I-9 Esquema de Contrato de Producción Compartida. Elaboración propia

I.6.4. Contrato de Licencia

Se caracteriza por tener las siguientes contraprestaciones a favor del Estado:

- Un Bono a la Firma
- La Cuota Contractual para la Fase Exploratoria
- Regalías
- Una contraprestación en función de una tasa que se aplica al Valor Contractual de los Hidrocarburos

Por otro lado, a favor del contratista es la transmisión onerosa de los hidrocarburos una vez extraídos del subsuelo, siempre y cuando el contratista tenga por cumplido las obligaciones a favor del Estado. En ese sentido, las contraprestaciones al Estado deben ser transferidas en efectivo mediante el FMPED y son definidas por la Secretaría de Energía para cada contrato. Tanto el Bono a la Firma, la Cuota Contractual para la Fase Exploratoria, las Regalías y Contraprestaciones donde se aplican tasas al Valor Contractual de Hidrocarburos, serán pagadas en efectivo por el contratista al Estado mexicano, de acuerdo con el periodo que establezca el contrato⁷⁷.

⁷⁷ (CNH, Sistema de Información de Hidrocarburos, 2019)

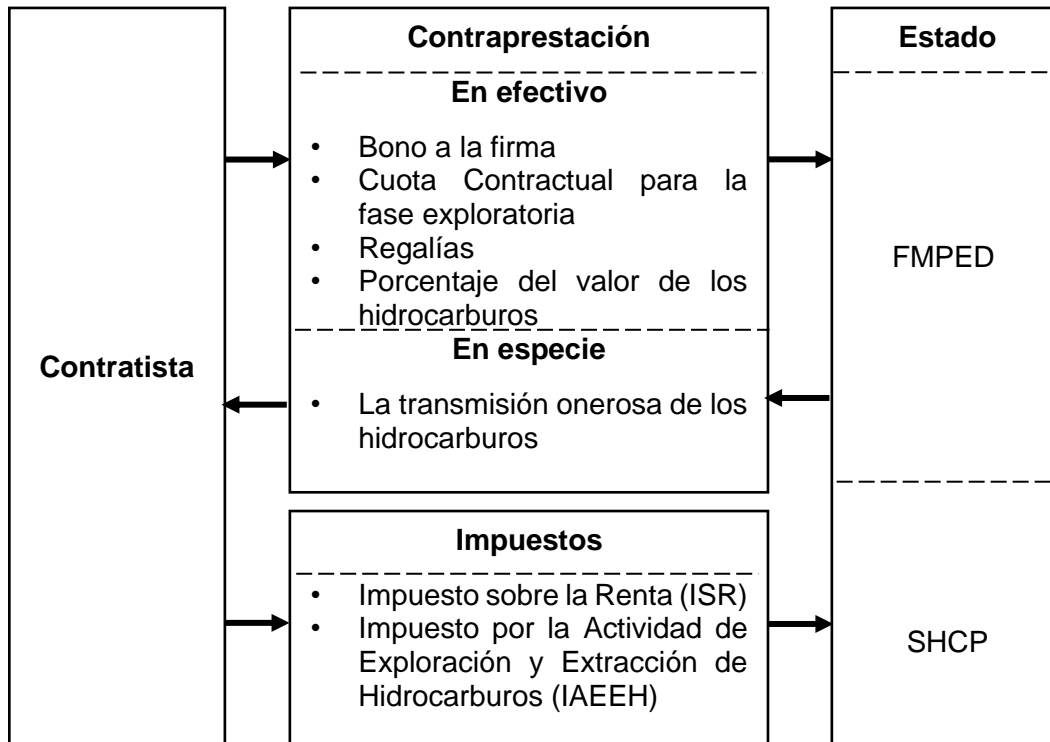


Ilustración I-10 Esquema de un Contrato de Licencia. Elaboración propia

I.7. Asignaciones

Es el segundo tipo de acto jurídico establecido en la Ley de Hidrocarburos, se define como aquel acto celebrado entre el Ejecutivo Federal y/o cualquier otra empresa productiva del Estado con la finalidad de realizar actividades de exploración y extracción de Hidrocarburos en el Área de Asignación, por una duración específica.

Debido a lo anterior, el asignatario no puede ser parte de la iniciativa privada, sino que será Petróleos Mexicanos o cualquier otra Empresa Productiva del Estado. En otras palabras, el gobierno (Ejecutivo Federal) entrega mediante la Secretaría de Energía a una de sus Empresas Productivas (asignatarios) los derechos de Exploración y Extracción de hidrocarburos. En una superficie y profundidad determinada por la Secretaría de Energía (SENER) de acuerdo con una duración específica. Aunado a lo anterior, la institución que brinda apoyo técnico a la Secretaría de Energía es la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). De acuerdo con el artículo 7 de la Ley de Hidrocarburos, esta dependencia se encarga entre otras cosas de la selección técnica del Área de Asignación y de la aprobación de los planes de Exploración y desarrollo para la Extracción.

Es importante destacar que de acuerdo con el artículo 12 Capítulo II de esta Ley, una asignación puede migrar a un contrato para exploración y extracción. En ese caso, la SHCP establece los lineamientos económicos de régimen fiscal aplicable a la nueva modalidad. Al mismo tiempo, el artículo 9 de la LISR estipula que estas migraciones deben cumplir la condición de que los ingresos al Estado a través del tiempo no sean menores en contrato que en asignación. Por otro lado, de acuerdo con el artículo 8, si el asignatario decide no continuar con los trabajos, el Área Contractual se devolverá al Estado sin cargo o pago alguno de indemnización. Finalmente, el artículo 9 de esta Ley estipula que las Empresas

Productivas del Estado pueden subcontratar servicios para las actividades relacionadas con las asignaciones mediante contratos sujetos a la ley que regule a la Empresa Productiva del Estado.

Tal como se detalló anteriormente, el régimen fiscal de asignaciones se conforma por una serie de pago de derechos, que representan ingresos para el Estado mexicano:

- Derecho por la Utilidad Compartida (DUC)
- Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH)
- Derecho de Exploración de Hidrocarburos (DEXPH)

Del mismo modo que los contratos, las asignaciones están sujetas al pago de impuestos como lo son el Impuesto a las Actividades de Exploración y Extracción (IAAEEH), y el Impuesto Sobre la Renta.

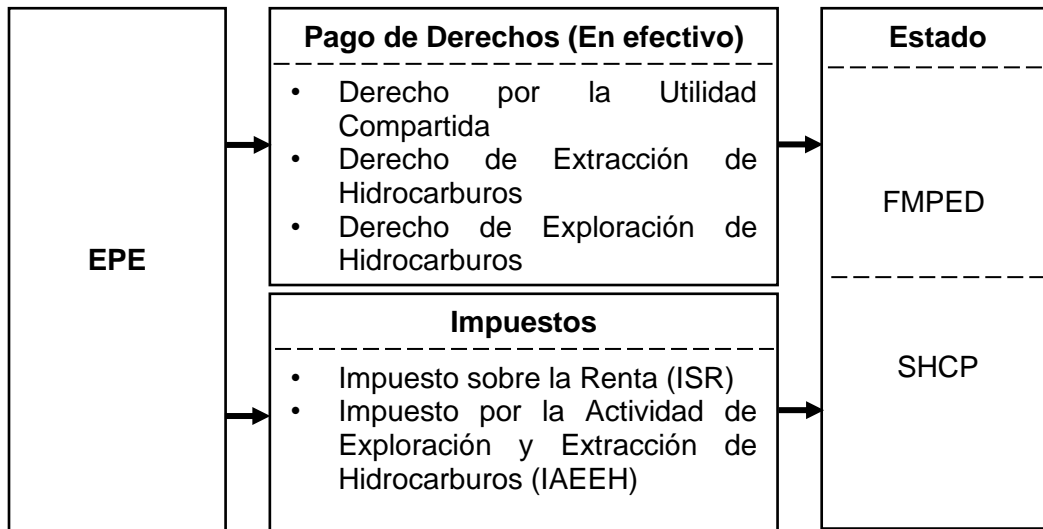


Ilustración I-11 Esquema de una asignación. Elaboración propia

I.8. Licitaciones

De acuerdo con el Informe Anual 2018 de la CNH el cual se publica en 2019, durante el periodo comprendido de 2015 a 2018, se habían constituido 112 contratos, 35 en modalidad de Producción Compartida y 77 en modalidad de Licencia. Estas representan solo 2 modalidades de las 4 que estipula la Ley de Hidrocarburos.

Tabla I-5 Tipos de contratos celebrados

Licitación	Producción Compartida	Licencia
Rondas	31	73
Migración	4	1
Asociaciones	0	3
Suma	35	77
	Total	112

II. CASO DE ESTUDIO: TRIÓN

En este Capítulo se abordarán las características físicas y contractuales en torno al primer campo en aguas profundas del país: Trión. Del mismo modo, los acontecimientos y antecedentes del Campo y posteriormente, estrategias para obtener la tecnología disponible. Se plantean dos escenarios para la evaluación del Proyecto, una Asignación donde Pemex ejecuta por su cuenta este Proyecto y un Contrato donde Pemex participa junto con una empresa privada externa.

Por consiguiente, las preguntas intrigantes son ¿Cómo sería el comportamiento del flujo de efectivo si Pemex ejecutara por sí solo un proyecto en aguas profundas como Trión? Al suponer que en este momento Pemex tiene la tecnología de aguas profundas ¿Económicamente cuál es la diferencia de ingresos para el Estado entre la exploración y explotación de Trión bajo una asignación respecto a un contrato? Por consiguiente, se abordará el régimen fiscal y los elementos de una asignación y un contrato de licencia estipulados en la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos (LISH).

Para finalizar, se tocará el tema de la teoría de la ingeniería económica y las herramientas de la planeación que se utilizan para los proyectos de infraestructura. De este modo, evaluar económicamente el proyecto en sus dos alternativas: La Asignación y el Contrato de Licencia.

II.1. ¿El primer Campo en aguas profundas?

Antes de continuar, conviene subrayar de qué manera se clasifican los volúmenes de hidrocarburos que se encuentran alojados en una determinada región. De acuerdo con el *Petroleum Resources Management System* (un compendio de definiciones elaborado por una organización profesional de Estados Unidos de América denominada Sociedad de Ingenieros del Petróleo), a los recursos se les denomina Volumen Original de Hidrocarburos total *in situ*⁷⁸.

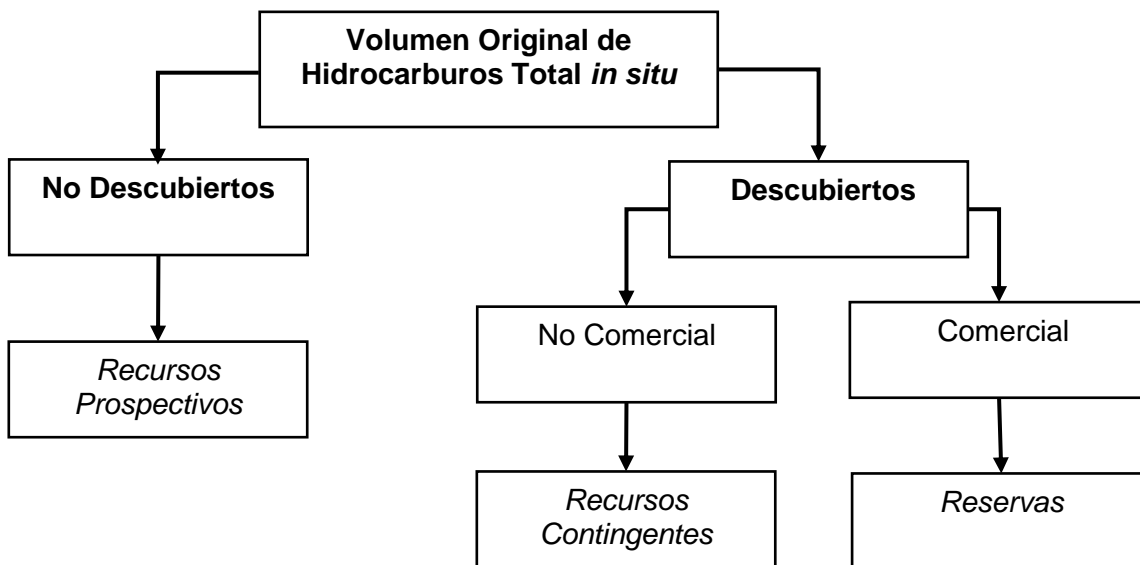


Ilustración II-1 Clasificación de volúmenes de hidrocarburos por la Petroleum Resource Management

⁷⁸ (CNH, 2018)

De esta manera, los Recursos Prospectivos son estimaciones de un cierto volumen de hidrocarburos que aún no ha sido descubierto, pero que se concluye son potencialmente recuperables mediante la ejecución de proyectos destinados para este fin. Por otro lado, los Recursos Contingentes son aquellos recursos de acumulaciones conocidas como potencialmente recuperables, pero no lo suficientemente maduros para su desarrollo comercial debido a una o más contingencias. Ejemplo de estas contingencias es que la recuperación comercial dependa de tecnología aún en desarrollo o bien, que aún no existan mercados viables que garanticen la extracción de los hidrocarburos.

En cuanto a las reservas, son volúmenes de hidrocarburos provenientes de acumulaciones conocidas que son comercialmente recuperables. Deben ser volúmenes calculados a una fecha dada, recuperables y comerciales⁷⁹. Las reservas se pueden clasificar como: Reservas 1P, Reservas 2P y Reservas 3P.

Las reservas 1P o reservas probadas, se pueden producir económicamente con las técnicas y conocimientos disponibles al momento de la evaluación⁸⁰. Avanzando en el tema, las reservas 2P (también denominadas reservas probables) indican que con métodos probabilistas existe por lo menos un 50% de probabilidad de que las cantidades reales de hidrocarburos recuperables igualen o excedan la estimación de dichas reservas⁸¹. Por último, las reservas 3P son la suma de las reservas probadas, probables y posibles. Estas últimas hacen referencia a aquellos hidrocarburos que se encuentran en trampas no perforadas estimadas a una fecha específica. También se pueden localizar en áreas alejadas de las productoras, en el mismo nivel estratigráfico de las reservas probadas y dentro de la misma provincia geológica productora⁸².

En otro orden de ideas, los recursos se pueden clasificar en convencionales y no convencionales. Los recursos convencionales se encuentran en yacimientos o yacimientos convencionales, estos son, aquellos donde las fuerzas de flotabilidad mantienen el hidrocarburo en la trampa por debajo de un nivel de sello. Es decir, las condiciones físicas permiten que el recurso fluya con relativa facilidad hacia el pozo y de este modo la extracción de hidrocarburos es sencilla.

Respecto a los recursos no convencionales, son aquellos que se producen con técnicas no convencionales, es decir, exigen mayor tecnología y recursos económicos. Se encuentran en yacimientos de baja porosidad y permeabilidad, además, no necesitan de una trampa para su acumulación debido a que los hidrocarburos se alojan en una roca madre.

Otra característica distintiva es que para producirlo se necesita la estimulación artificial, tal como la fracturación de la roca. En este caso, para la extracción de hidrocarburos el nivel de dificultad aumenta en contraste con los recursos convencionales⁸³.

II.1.1. Ubicación

En nuestro país, los recursos energéticos se agrupan en provincias de aceite y gas. Aunque de acuerdo con el Sistema de Información de Hidrocarburos (SIH) perteneciente al Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH) de la Comisión Nacional de

⁷⁹ (CNH, 2012)

⁸⁰ (SENER, 2015)

⁸¹ (CNH, 2012)

⁸² (SENER, 2015)

⁸³ (Cabanillas, y otros, 2015)

Hidrocarburos existen doce provincias petroleras⁸⁴, los recursos prospectivos se ubican en ocho. En la Ilustración II-2 se muestra la ubicación geográfica de las ocho provincias principales. En estas áreas se almacena el 100% de las reservas de barriles de petróleo crudo equivalente (bpce) en recursos prospectivos que incluyen recursos convencionales y no convencionales⁸⁵. Esta cifra toma en cuenta el gas seco, que para fines de cálculo de las reservas se expresa en una unidad de medición denominada barriles de petróleo crudo equivalente. Dicho de otra manera, se trata de un volumen de gas que equivale a la misma cantidad de energía obtenida del crudo⁸⁶.



Ilustración II-2 Principales Provincias Petroleras. Elaboración propia con información del Sistema de Información de Hidrocarburos

En efecto, el barril de petróleo crudo equivalente es útil para comparar cantidades de gas natural en unidades de petróleo crudo. En la Tabla II-1 se muestran las respectivas reservas en miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMMbpce). Como se puede observar, la Provincia con más recursos prospectivos es el Golfo de México Profundo⁸⁷.

⁸⁴ (Instituto Mexicano del Petróleo, 2015)

⁸⁵ (CNH, Sistema de Información de Hidrocarburos, 2019)

⁸⁶ (SENER, 2015)

⁸⁷ (CNH, Sistema de Información de Hidrocarburos, 2019)

Tabla II-1 Provincias petroleras y sus recursos prospectivos en miles de millones de petróleo crudo equivalente (MMMbpce). Fuente: Sistema de Información de Hidrocarburos, Agosto del 2019

Provincia Petrolera	Recursos prospectivos MMMbpce
Sureste	14.5
Plataforma de Yucatán	1.8
Tampico Misantla	41.3
Burgos	14.0
Veracruz	2.0
Sabinas-Burro Picachos	14.3
de México Profundo	23.9
Cinturón Plegado de Chiapas	1.2
Total	113

Mientras tanto, en la provincia del Golfo de México Profundo se encuentran algunas cuencas geológicas o parte de ellas, algunas son: Cordilleras Mexicanas, Planicie Abisal del Golfo de México, una gran porción de Salina del Istmo, Cinturón Plegado Perdido, Salina del Bravo, entre otras⁸⁸. A las cuencas también se les denomina subprovincias petroleras o provincias geológicas⁸⁹.

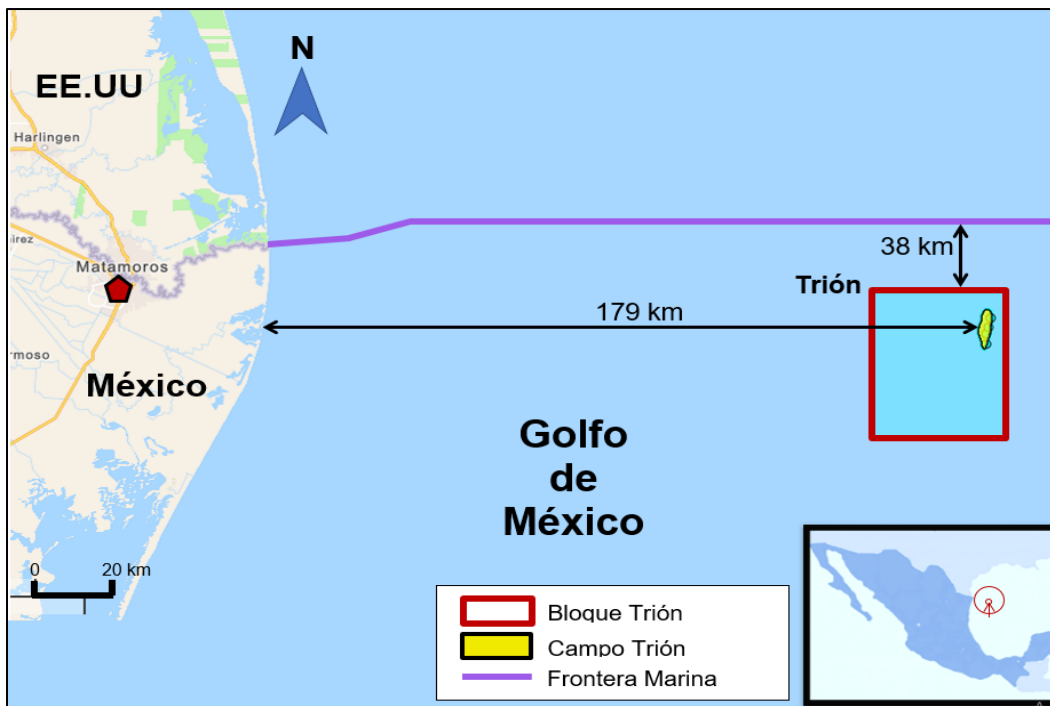


Ilustración II-3 Localización del Campo Trión. Elaboración propia con datos del del Mapa de la Industria de Hidrocarburos de la CNH

⁸⁸ (CNH, 2019)

⁸⁹ (CNH, 2015)

El área que ocupa el proyecto Trión se localiza en la parte septentrional tanto de las cuencas Salina del Bravo como de Cinturón Plegado Perdido. Sin embargo, es en esta última dónde se delimita la mayoría de su superficie⁹⁰.

La superficie de Trión abarca 1,285.203 km²,⁹¹ como referencia se encuentra a 179 km frente al litoral de las costas del estado de Tamaulipas y 38 km de la frontera sur con Estados Unidos⁹². De la misma manera, posee tirantes de agua que varían de 500 a 3,600 m. El proyecto está planificado para producir aceite ligero y gas asociado que se encuentra almacenado en arenisca de gran fino a medio y carbonatos. Adicionalmente, se estiman reservas 3P de un volumen de 485.40 MMbpce (millones de barriles de petróleo crudo equivalente), mientras que de recursos prospectivos 1,045.00 MMbpce, es decir, un 4.4% de los recursos prospectivos de la provincia del Golfo de México Profundo⁹³.

II.1.2. Evolución contractual

Conviene subrayar que, en un principio, el proyecto se encontraba legalmente bajo la modalidad del acto jurídico de asignación. Lo anterior ocurrió cuando gracias a la asistencia técnica de la CNH, la Secretaría de Energía (SENER) otorgó a Pemex una cartera de proyectos tanto en áreas de extracción como de exploración⁹⁴. A esto se le denominó Ronda Cero y la resolución consistió en asignar un área cercana a 90, 000 km².

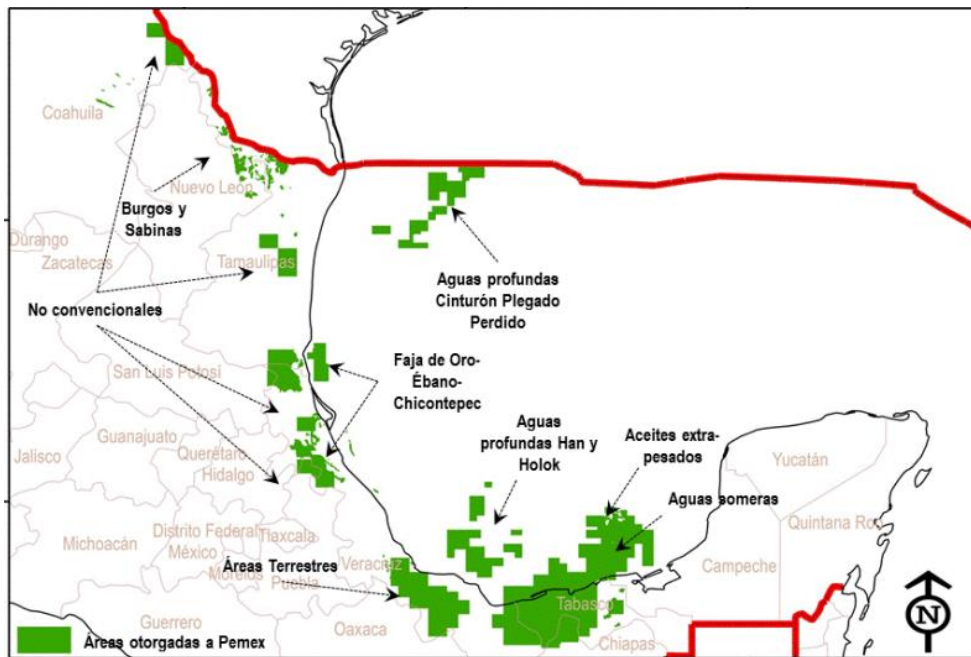


Ilustración II-4 Bloques asignados a Pemex en Ronda Cero. Fuente: SENER, Ronda Cero

Como resultado de lo anterior a Pemex se le otorgaron veinte títulos de asignación en el Área Perdido, dos de esos títulos consistían en la exploración y extracción de Trión. Vale la

⁹⁰ (CNH, 2019)

⁹¹ (CNH, 2018)

⁹² (Pemex, 2016)

⁹³ (CNH, 2018)

⁹⁴ (SENER, 2015)

penar mencionar que los títulos oficiales eran “Título de Asignación para realizar Actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Asignación AE – 0092 – Cinturón Subsalino 10” y “Título de Asignación para realizar Actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Asignación AE – 0093 – Cinturón Subsalino 11”. Estas Asignaciones fueron adjudicados y notificadas el día 27 de agosto de 2014.

No obstante, los análisis económicos realizados indicaron que el desarrollo del proyecto bajo un régimen de asignación no era viable⁹⁵.

Tabla II-2 Coordenadas de los vértices de las Asignaciones, cuando el proyecto migró a una asociación, se conservó el polígono de la localización. Fuente (CNH, Opinión Técnica, 2016)

Asignación	Vértice	Latitud Norte	Latitud Oeste
AE-0092	1	25°51'00"	95°40'00"
	2	25°51'00"	95°20'00"
	3	25°45'00"	95°20'00"
	4	25°45'00"	95°40'00"
AE-0093	1	25°45'00"	95°40'00"
	2	25°45'00"	95°20'00"
	3	25°30'00"	95°20'00"
	4	25°30'00"	95°40'00"

Por consiguiente, durante el proceso de Ronda Cero Pemex presentó un pronóstico de producción para explotar dicho campo bajo estas Asignaciones. En este pronóstico, la Empresa Productiva deja claro que para desarrollar el Campo es necesario complementar sus capacidades tecnológicas, financieras y de mejores prácticas mediante la asociación con un operador. Este último deberá contar con capacidad y experiencia comprobables. Debido a lo anterior, las asignaciones migraron a un contrato de asociación⁹⁶.

Por tales motivos, se preparó una nueva licitación con el objetivo de seleccionar un socio para la Empresa Productiva. El modelo de contratación propuesto por la SENER para el Área Contractual fue de un Contrato de Licencia. Esta propuesta se avaló previamente con las consideraciones tanto de la SHCP como de la CNH. Precisamente, las condiciones económicas relativas a los términos fiscales y las variables de adjudicación para la Licitación fueron remitidas por la SHCP a la Subsecretaría de Hidrocarburos de la SENER.

En consecuencia, la solicitud de la migración resultó favorable y solo faltaba encontrar a la empresa con la que Pemex se tenía que asociar para explotar Trión. Para tal fin, se convocó a una licitación internacional (Licitación CNH-A1-TRION/2016). Se puntualizaron los lineamientos técnicos que involucran la evaluación de experiencia, capacidades técnicas y solvencia financiera por parte de la empresa interesada. Las empresas que compitieron para ser Socio Operador debían poseer experiencia en por lo menos un proyecto de aguas profundas. En igual forma con capital contable de al menos 5,000 millones de dólares o bien, activos totales de al menos 25,000 millones de dólares. Finalmente, tener una calificación crediticia de grado de inversión, esta puede ser calificada por *Fitch Ratings*, *Moody's Investor Service*, *Standard & Poors*, *Rating Services* o *HR Ratings*. Hay que recordar que estas calificadoras son empresas dedicadas a evaluar los bonos y otros

⁹⁵ (Subsecretaría de Hidrocarburos, 2019)

⁹⁶ (CNH, 2016)

valores emitidos por empresas y gobiernos para determinar la probabilidad de que los emisores reembolsen la deuda o puedan recuperar las pérdidas en caso de incumplimiento de pago. Del mismo modo, también evalúan a las empresas y los gobiernos en términos de su solvencia y eventualmente brindan una calificación única que comunica el riesgo asociado con esa compra de valores. Finalmente, las calificaciones son emitidas tanto por estas mismas entidades como por los gobiernos nacionales de todo el mundo⁹⁷.

Para encontrar al Socio Operador de Trión, varias fueron las empresas que solicitaron el acceso a la información del cuarto de datos. Esto es, acceder al repositorio de información relacionado con el Área Contractual, donde el costo de la etapa de acceso a la información del Cuarto de Datos fue de MXN 1,600,000.00 es decir, un millón seiscientos mil pesos mexicanos para cada una de las empresas.

Posteriormente, durante la etapa de precalificación de la licitación, los interesados que cumplieron los requisitos anteriores obtuvieron la Constancia de Precalificación. De forma eventual, las empresas interesadas debían definir su forma de participación ya sea como licitante Individual o licitante agrupado. Al finalizar este filtro, la lista definitiva de licitantes que participaron en el acto de presentación y apertura de propuestas se redujo a las siguientes empresas:

- 1) BHP Billiton Petróleo Operaciones de México, S. de R.L. de C.V.
- 2) BP Exploration Mexico, S.A. de C.V.

Estos interesados participaron para ser acreedores del título del Socio Operador durante la fase final de presentación, esto es en la apertura de propuestas de la Licitación CNHA1-TRION/2016 durante diciembre de 2016. Finalmente, el Órgano de Gobierno de la CNH emitió el Fallo de la Licitación al adjudicar el Contrato a BHP Billiton Petróleo Operaciones de México, S. de R.L. de C.V. Consecuentemente, se declaró la adjudicación del Contrato y posteriormente la suscripción de este que tuvo lugar en marzo de 2017⁹⁸. De esta manera, Pemex se convirtió en un Socio Financiero mientras que BHP Billiton se convirtió en el Socio Operador con un porcentaje de participación de 40% y 60% respectivamente⁹⁹.

Cabe destacar que BHP Billiton ofertó un monto de pago en efectivo por la cantidad de 624.00 MM USD seiscientos veinticuatro millones de dólares. De igual forma, el valor de la Regalía adicional que ascendió al 4% del valor de los hidrocarburos que se contempla que el proyecto produzca. Por su parte, la inglesa BP Exploration ofertó un monto de pago en efectivo por la cantidad de 605.99 MM USD, es decir seiscientos cinco millones novecientos noventa y nueve mil novecientos noventa y nueve dólares con un valor mínimo de la Regalía adicional que fue del 3%.

II.1.3. Los recursos descubiertos

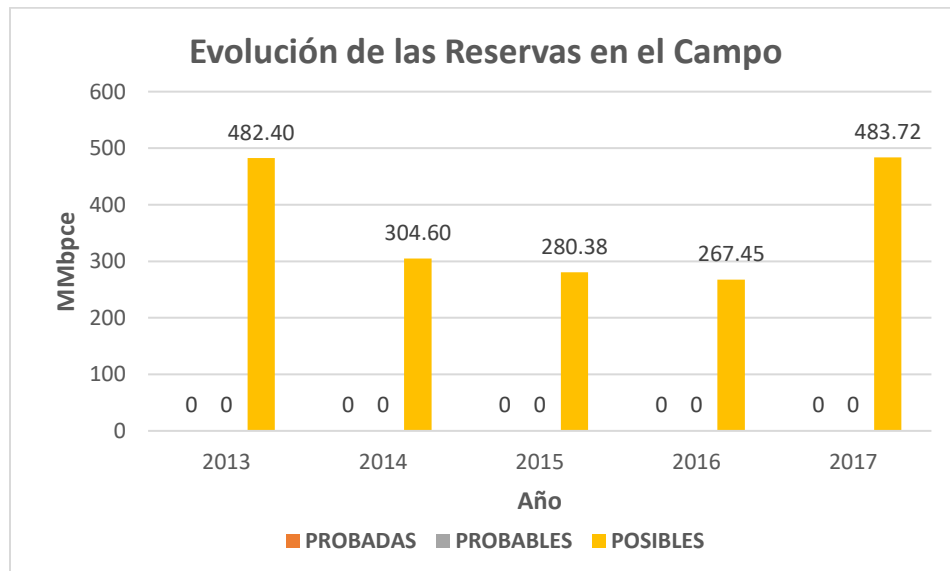
Los recursos en el Campo se descubrieron en 2012, con la perforación del pozo Trión – 1. Este último aportó dos yacimientos de aceite y estimuló un volumen original de 1,734 MMbpce. Sin embargo, jamás se llevó a cabo ningún desarrollo o producción por parte de Pemex sobre lo que fueron las Asignaciones AE-0092 y AE-0093. Sin embargo, para preparar el proceso de migración, Pemex elaboró un informe sobre las actividades de

⁹⁷ (Hemraj, 2015)

⁹⁸ (CNH, 2018)

⁹⁹ (CNH, 2019)

exploración realizadas en el Campo desde el año 2013¹⁰⁰. . En dicho informe se registró que los pozos previamente instalados encontraron muestras de aceite de entre 29° a 36° y 21° a 25° API. En el mismo orden de ideas, al primero de enero de 2016, el volumen original contemplaba 1,034 MMb (millones de barriles) con un factor esperado de recuperación primaria de 22%. De acuerdo con lo anterior, en realidad la cantidad ascendía a 225 MMb y 20 MMMpc (miles de millones de pies cúbicos), es decir reservas 3P (Reservas probadas, probables y posibles) de 267 MMbpce. Posteriormente, en un escenario de la producción en Trión proyectado por Pemex se consideró un volumen de hidrocarburos producido mediante una alianza con otra empresa a través de un Contrato. Este escenario se le denominó Escenario de Desarrollo Incremental y tuvo como finalidad formar parte de la solicitud para migrar las Asignaciones de Trión AE-0092 y AE-0093 a un Contrato de Exploración y Producción. La Gráfica II-1 muestra los volúmenes estimados de este escenario de producción.



Gráfica II-1 Evolución de las Reservas, elaborado con información del CNIH

En esta gráfica también se puede apreciar la evolución de las reservas de hidrocarburos en el Área Contractual. De acuerdo con datos del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH) para el 2017 las reservas ascendían a 483.71 MMbpce. En contraste, la Ficha Técnica de Trión (Ficha Técnica) disponible en el portal Asociaciones de Pemex detalla que el volumen es de 485.40 MMbpce.

Para fines de este trabajo, se utilizará el volumen de la Ficha Técnica donde se muestra que el volumen técnicamente recuperable es del orden de 485 MMbpce. Es decir, se trata de reservas 3P: Probadas más probables más posibles.

II.2. El reto de las Aguas Profundas

En este punto se abordará el largo y sinuoso camino de México en materia de aguas profundas. En México desde 1992 existe la preocupación de preparar los debidos factores de producción para poder hacer frente a la extracción de hidrocarburos en aguas profundas. Las instituciones que empezaron a tomar acción respecto al tema fueron la Academia

¹⁰⁰ (CNH, 2016)

Mexicana de Ingeniería, el Instituto Mexicano del Petróleo y la Universidad Nacional Autónoma de México. Precisamente durante la década de 1990 comenzaron los primeros trabajos que acercarían al país en las actividades de aguas profundas. Pemex perforó los primeros pozos en profundidades cercanas a los 400 m, tales son los casos de Chukta y Tabscoob. De la misma manera, se iniciaron los primeros estudios para determinar localizaciones mexicanas en aguas ultra profundas, estas se ubicaban cerca de la frontera con Estados Unidos. De este modo se hicieron públicos los primeros mapas de aguas profundas del Golfo de México.

Avanzando en el tema, en el sexenio siguiente se perforaron pozos que oscilaban entre 650 m y 1000 m como el caso de Lakach. En esta época, ante el agotamiento de Cantarell se programaron partidas destinadas a la investigación de las aguas profundas de entre 25-28% del presupuesto total de Pemex Exploración y Producción.

Tabla II-3 Pozos profundos que fracasaron (Barbosa, Pozo Trión-1 Primer descubrimiento en aguas mexicanas en la zona fronteriza del Golfo de México, 2012)

Pozo	Año	Tirante (m)	Ubicación	Plataforma	Reporte
Chukta.201	2004	513	Extrapesados Campeche	Semi sumergible Ocean Voyager	Hoyo seco
Chelem-1	2007	810	Frente a Coatzacoalcos	Ocean Voyager	Hoyo seco
Tamha-1	2008	1,121	Frente a costas de Tabasco	Noble Max Smith	Se encontró un sistema petrolero inmaduro
Catamat-1	2009	1,230	Lankahuasa	Noble Max Smith	Solo agua
Etbakel	2009	681	extrapesados Campeche	Ocean Voyager	Trazas de crudo. No productivo
Holok-1	2009	1,053	Frente a Coatzacoalcos	Noble Max Smith	Solo agua
Kabilil	2009	730	Cuenca Salina del Istmo	Ocean Worker	Hoyo seco

Cabe subrayar que en el año 2001 se descubrió en la parte estadounidense del Golfo de México el pozo Trident, ubicado a tan solo 6 km de la frontera con México y que contenía petróleo ligero. Sin embargo, en aquella época ningún campo descubierto en áreas cercanas a la frontera con México estaba en fase de producción, es decir, se trataba solo de descubrimientos.

Otro de los problemas que involucra las actividades en aguas profundas son las barreras tecnológicas que impiden explotar o desarrollar la producción de recursos. Existen Campos que tuvieron que esperar hasta diecisiete años para el arranque de su producción, tal es el caso de Coulomb, descubierto en 1987. El manejo de la información de los sistemas de producción y su progreso es muy delicado en un proyecto de hidrocarburos. Por ejemplo,

cuando un proyecto petrolero pasa a la fase de diseño y construcción propicia a que el valor de los activos de la empresa, las calificaciones crediticias y las acciones aumenten notablemente. Desde el 2006 la prensa petrolera aseguraba que las compañías Chevron, Shell y British Petroleum tenían planes de desarrollo para Campos del área Perdido: Great White, Tobago y Silvertip¹⁰¹.

En esta misma área, Pemex reportó su primer descubrimiento en el año 2012, gracias al pozo Trión-1 e inmediatamente les siguieron los pozos Supremus-1, Maximino-1 y finalmente Exploratus-1¹⁰². No obstante, no todos los pozos en tirantes mayores a 500 m han sido exitosos, la Tabla II – 3 muestra que hasta el 2012, se tenían contabilizados los siguientes pozos con resultados desfavorables:

II.2.1. Instalaciones disponibles en nuestro país

Las incursiones que ha ejecutado Pemex en perforaciones de tirantes mayores a 500 m datan de principios de la década del 2000. Sinuosa ha sido la travesía de Pemex en materia de aguas profundas, por ejemplo, cuando fue descubierto el Campo Lakach poco se difundió que se trataba del Campo de gas natural más rico descubierto en medio siglo.

Se trataba de un campo importante tanto para México como para Estados Unidos. Inclusive, las empresas que proveían equipos de perforación a Pemex se negaron a continuar rentándole a la paraestatal debido a que exigían nuevas condiciones que les permitieran participar en los éxitos¹⁰³. Finalmente, en el año 2012 la CNH emitió un dictamen que consideraba no favorable la ejecución de actividades de extracción en Lakach.

Las razones principales fueron la falta de información para la identificación de riesgos, aclaraciones en los volúmenes de reservas y no contar con un nivel de madurez dentro de la fase de diseño. Lakach habría sido el primer proyecto en aguas profundas de México. En este campo gasero se proyectaba un concepto sencillo cuya infraestructura se basaba en un sistema totalmente submarino. Este sistema vinculado desde el campo hasta la costa contaría con una planta de proceso en tierra y sistemas de control en el campo¹⁰⁴.

Tabla II-4 Campos en aguas profundas, elaborado con información de la CNH

Campo	Descubrimiento	Tirante (m)	Pozos perforados	Reservas (MMMbpce)
Exploratus	2013	2,557	1	513.8
Kunah	2012	2,146	2	484
Lakach	2006	1,200	4	392.9
Maximino	2012	2,919	1	187.4
Piklis	2011	1,928	2	222.8
Supremus	2012	2,874	1	98
Trión	2012	2,535	2	384*
*La Ficha Técnica señala que son 485.4 MMMbpce				

Por mencionar otro episodio, La Ocean Voyager, perteneciente a la empresa Diamond Offshore tuvo percances que se reflejaron en un desempeño no exitoso en el pozo Chelem,

¹⁰¹ (Barbosa, 2008)

¹⁰² (Liskey, 2016)

¹⁰³ (Barbosa, 2012)

¹⁰⁴ (Beckman, 2013)

al mismo tiempo, otras fuentes aseguraron que su participación sí fue exitosa. Del mismo modo se tiene el caso de la plataforma Noble Max Smith, cuyo equipo fue rentado a la estadounidense Max Noble, misma que se encontró con un sistema petrolero inmaduro¹⁰⁵.

Llegados a este punto, el caso que nos ocupa (Trión) cuya localización está cerca de la red de tuberías operada por la compañía Williams, que recolecta, procesa y exporta la producción de los campos cercanos del área Perdido en el lado norteamericano del Golfo de México. Por motivo de que estas instalaciones se ubican cerca de una zona de gran capacidad de reservas, se ha desencadenado las discusiones y análisis sobre la viabilidad de vincular estas instalaciones con Trión. Esta opción no solo sería una de las alternativas menos costosas, sino que también la inmediatez del inicio de operaciones para el transporte de hidrocarburos le otorgan un valor agregado sobre otras alternativas. Al utilizar la red de tuberías existentes, se tiene la posibilidad de transportar los recursos a los campos estadounidenses Great White, Silvertip y Tobago que se encuentran en Estados Unidos pero próximos a Trión. Lo anterior podría ser más atractivo que construir las tuberías a la costa de México y desde allí exportarla a Norteamérica¹⁰⁶.

Las compañías que brindan infraestructura como Williams, argumentan que hacer uso de la infraestructura existente del lado norteamericano ofrece una solución consistente para transportar los hidrocarburos que el mercado exige¹⁰⁷. Aunado a lo anterior, existe una tercera alternativa, que consiste en utilizar infraestructura flotante tal como un FPSO para almacenamiento y descarga. Por consiguiente, se eliminaría la necesidad de construir oleoductos nuevos que conecten a las costas mexicanas como a instalaciones trasfronterizas¹⁰⁸. Con el objetivo de ejecutar trabajos de producción temprana a largo plazo en aguas profundas, es probable que Pemex siga la tendencia de su contraparte Petrobras en el sentido de utilizar sistemas flotantes FPSO. No obstante, los astilleros mexicanos aún no tienen la capacidad de construcción de FPSO, en consecuencia, se tendrían que rentar astilleros extranjeros¹⁰⁹. La empresa mexicana Blue Marine, argumenta que el despliegue de FPSO y FSO podría tener un papel importante para el desarrollo mexicano de las aguas profundas. De hecho, estas soluciones ya son conocidas por Pemex, que en el 2005 firmó un contrato para operar un FPSO en el gigantesco Ku-Mloop-Zaap y de este modo, poder mezclar crudos tanto ligeros como pesados. Otra alternativa es contar con un mini FPSO que podría servir a los operadores en las etapas de producción temprana y pruebas extendidas de pozos¹¹⁰. Para el caso de Trión, en enero de 2019 se instaló el primer pozo de evaluación de BHP Billiton. El pozo Trión-2DEL comenzó a perforar en noviembre de 2018 y su objetivo era evaluar el contacto de petróleo/agua, precisamente este pozo fue el primero en ser perforado en aguas profundas dentro del país por un operador extranjero.

Posteriormente la compañía australiana aprobó 256 millones de dólares en fondos para perforar un pozo de evaluación adicional (3DEL) y realizar más estudios en el Campo. Lo anterior sirvió con la finalidad de confirmar las características de los hidrocarburos del tal modo que se obtenga un criterio de viabilidad de desarrollo de proyecto. Con esta acción, BHP Billiton incrementó el valor al proyecto y redujo el riesgo de inversión. Más adelante, el pozo Trión 3DEL iniciado el 9 de julio de 2019, encontró petróleo en los yacimientos de

¹⁰⁵ (Barbosa, 2012)

¹⁰⁶ (Johnston, 2017)

¹⁰⁷ (Baker, 2019)

¹⁰⁸ (Johnston, 2017)

¹⁰⁹ (Robertson, 2011)

¹¹⁰ (Baker, 2019)

las regiones adyacentes a las intersecciones de los pozos anteriores, esta infraestructura actualmente sigue con los trabajos de evaluación ¹¹¹.

II.2.2. ¿Transferencia de tecnología o explotación conjunta?

En este punto se hará una reflexión sobre la transferencia de tecnología para actividades en aguas profundas. Actualmente México no cuenta con la tecnología para extraer hidrocarburos en estas profundidades por sí mismo. Por un lado, el Contrato es un camino para contar con experiencia de entidades externas que si poseen la tecnología. Ya sea para la extracción conjunta o para que los foráneos realicen trabajos de producción por su cuenta hasta que se agoten las reservas. Por otro lado, Pemex puede extraer los hidrocarburos por su cuenta o con una considerable autonomía siempre y cuando posea la tecnología en aguas profundas.

En la industria de hidrocarburos la decisión de invertir en tecnología nueva se puede ver como parte de un amplio programa de inversiones de la empresa con sus objetivos específicos o bien, como una inversión destinada a un proyecto en específico. En el primer caso, el riesgo radica en que, si dicha tecnología falla, los costos los absorbe la empresa. Sin embargo, cuando el financiamiento de una nueva tecnología es por proyecto, se vuelve crucial el retorno de las inversiones de cada una de las partes interesadas, del mismo modo, el análisis de capital y deuda que acarrea el proyecto para los inversionistas.

En cualquier caso, el financiamiento se puede dividir en diferentes etapas, por ejemplo, la construcción y operación de la infraestructura petrolera puede financiarse por separado de los equipos submarinos, las embarcaciones para perforación o una combinación de las anteriores¹¹².

Para llegar a este escenario, la opción es emprender convenios de transferencia de tecnología con otras entidades externas¹¹³.

Para entender la transferencia de tecnología se debe abordar sobre la definición de tecnología, qué es una transferencia cuáles son los tipos de transferencia.

- **Tecnología**

Para el caso de los hidrocarburos, se definen como un conjunto dinámico de conocimientos, experiencias y habilidades que se utiliza tanto para producir bienes como para prestar servicios. Estos elementos se expresan en invenciones, diseños industriales o modelos de consumo, del mismo modo, en habilidades técnicas o servicios y asistencia brindados por expertos. Ya sea para el diseño o para la operación y el mantenimiento junto con sus implicaciones con la gestión y organización¹¹⁴. No obstante, otra categorización involucra dos tipos de tecnologías: tecnología específica de la industria o tecnología específica de la empresa. La primera está protegida por una agencia gubernamental competente, mediante un registro como patentes o diseños industriales. La segunda está relacionada con el conocimiento de la empresa fabricante, pueden ser habilidades o experiencia que la empresa ha adquirido, tales

¹¹¹ (Offshore staff, 2019)

¹¹² (Diogo H. M. P. M. C. & Fortis, 2008)

¹¹³ (Rakhshanikia & Asghari, 2013)

¹¹⁴ (Ameri, 2017)

como conocimientos de ingeniería, métodos de exploración y producción de hidrocarburos. La tecnología se puede dividir en:

- 1) Capacidades de producción: Las habilidades que convierten los insumos y datos en productos.
- 2) Capacidades de ejecución de proyecto: Habilidades que intervienen en la calidad del producto, como gestión, ingeniería de proyectos, ingeniería básica, ingeniería de planificación, ingeniería de construcción e instalación de equipos
- 3) Capacidades innovadoras: Habilidades que crean nuevos productos y procesos.

Simultáneamente, para el caso particular del financiamiento para aguas profundas, la tecnología se puede categorizar en:

- 1) Nuevas tecnologías: Aquellas tecnologías las cuales no existe información de experiencia operativa ni fiabilidad a largo plazo. En tal caso los inversionistas tienen que ser aconsejados por opiniones de expertos calificados y tomar sus respectivos riesgos.
- 2) Tecnologías mejoradas: Son las que se estima tendrán un buen desempeño, dicha performatividad incluye tanto los costos de mantenimiento planificados como los no planificados. En esta categoría, las partes involucradas en el financiamiento se encuentran en una zona con pocos riesgos y un cierto nivel de comodidad respecto a las contingencias, garantías y presupuestos programados. La desventaja es que dado su amplia disponibilidad en los mercados, ofrece pocas ventajas competitivas.
- 3) Variaciones de tecnologías existentes: Tecnologías existentes aplicadas en otro tipo de ambientes. Es una combinación de los tipos anteriores y es el tipo más común. La razón es porque ofrece la certeza de que los equipos, sistemas e infraestructuras ya han sido utilizadas en otros proyectos y lo único novedoso es la manera en cómo se combinarán los elementos para el nuevo proyecto. Aunque esto represente una limitada ventaja competitiva, elimina la incertidumbre que tienen los inversionistas en caso de que se lleguen a utilizar tecnologías nuevas en el proyecto.¹¹⁵

- **Transferencia de tecnología**

Se puede definir como la transferencia del conjunto dinámico anteriormente descrito realizado desde un área geográfica a otra o bien desde una empresa a otra. Cuando se trata de habilidades humanas o formulaciones, éstas se entregan al receptor mediante la llegada de expertos. No obstante, cuando la tecnología se encuentra incorporada en la maquinaria o herramientas patentadas, la transferencia es mediante una compra o alguna regalía. Vale la pena mencionar que el efecto de esta transferencia es efectivo siempre y cuando el receptor posee los conocimientos técnicos y las habilidades necesarias para utilizarla. De lo contrario la tecnología no se aprovechará adecuadamente o se tendrá que contratar expertos externos. Debido a esta situación, no es posible hablar de una transferencia en el estricto sentido de la palabra.

Cuando la tecnología tiene como destino la etapa de producción de hidrocarburos el propietario prefiere no traspasarla y en su lugar decide invertir en la organización receptora. Dicho de otro modo, inversión extranjera directa o ejecución de proyectos integrados a cambio de no traspasar el conocimiento. No obstante, cuando la empresa

¹¹⁵ (Diogo H. M. P. M. C. & Fortis, 2008)

titular utiliza tecnología conocida u obsoleta, la inversión consiste en acordar contratos que otorguen licencias de uso para que el receptor pueda utilizarla. En contraste cuando la tecnología es nueva, el propietario evita la transferencia y trata de protegerla mediante inversión directa y proyectos cerrados.

No menos importante es la capacidad que tiene el marco jurídico del país receptor para regular contratos relacionados a la transferencia. De la misma manera, la capacidad o estructura tecnológica del país, los aranceles de bienes y la abundancia de materiales necesarios para la transferencia. Además, el precio y calidad de la mano de obra del país anfitrión también influyen en transferencia.

Por este motivo, los contratos con terceros sirven principalmente para obtener capital financiero y técnico para las actividades petroleras donde la transferencia es solo un elemento auxiliar. Países como Argelia, India, Brasil y México han adoptado nuevas formas y políticas de contratación de servicios. Es decir, contratar diferentes servicios que conforman las actividades de la industria petrolera y hacer valer un acuerdo o contrato de transferencia. No obstante, la implementación de esta política es costosa, inclusive algunos estudios señalan que esta práctica de contratos de servicios y concesiones para adquirir licencias temporales de uso de tecnologías no ha sido exitosa. Además, se requiere que los mercados de tecnología de los países receptores tengan la capacidad requerida para estas formas de contratación, cosa de la que carecen muchos países en desarrollo.

Las empresas petroleras valoran mucho que el éxito de sus actividades a las habilidades de su personal experimentado. A saber, estos actores consideran que la correcta ejecución de métodos tradicionales es razón suficiente para no invertir en actividades de investigación y desarrollo. Otro factor importante es el aumento de empresas activas en la industria y la fuerte interdependencia entre estas. Este mercado competido y la interdependencia acarrea una lenta o nula difusión de la transferencia. Por ejemplo, una empresa petrolera puede contratar a una empresa de perforación, que, a su vez, establece relaciones con muchas empresas de servicios y proveedores de maquinarias o equipos. Esta dinámica hace que las empresas petroleras se cuestionen ¿por qué debería reemplazar un estilo exitoso con el que estoy familiarizado por un nuevo método que es costoso y que no representa garantía de éxito?¹¹⁶

En proyectos como las aguas profundas, cuyo nivel de ejecución tiene una dificultad elevada, el conocimiento y su administración son activos que a las compañías petroleras públicas o privadas les toman varios años desarrollar. Dicho *know-how* es considerado un activo estratégico, de carácter específico, que no se compra ni vende en mercados de bienes o servicios establecidos. Esto no quiere decir que la transferencia de tecnología para aguas profundas sea imposible. Por ejemplo, CNOOC (China) desarrolló una capacidad de exploración costa afuera gracias a la asociación con una entidad privada. Por otro lado, cuando Noruega descubrió recursos en el Mar del Norte no tenía la capacidad tecnológica de extraer dichos recursos, en consecuencia, implementó diversas medidas para promover la transferencia de tecnología de las empresas privadas a las propias. Precisamente, las nuevas petroleras estatales contratan directamente compañías de servicios, donde gracias a esto logran incrementar su independencia tecnológica incluso frente a las propias privadas¹¹⁷.

¹¹⁶ (Ameri, 2017)

¹¹⁷ (de la Vega Navarro, 2009)

Para el caso de México, en el año 2019 durante una conferencia para tecnología en aguas profundas, Pol Palacios, director ejecutivo y fundador de la empresa XWells mencionó que entre 2026 y 2027 sería posible que en México se desarrollen plataformas para exploración en aguas profundas. Es decir, estima un periodo entre siete y ocho años. Por si fuera poco, mencionó que las participaciones en consorcios son importantes para llegar a este fin¹¹⁸.

- **Estrategias de Transferencia**

De acuerdo con autores como Karasev, Beloshitsky, Troyansky y Alparov dentro de la industria de los hidrocarburos existe una amplia gama de clasificaciones de estrategias para la transferencia de tecnología. Desde el punto de vista de una industria nacional representada por sus compañías propias, el éxito de la transferencia de tecnología se debe principalmente a la creación de infraestructura necesaria del país receptor. Del mismo modo, por el cumplimiento de las reglas de conducta en el mercado fijadas por el Estado y el financiamiento de áreas prioritarias de desarrollo. Otro elemento importante es la sincronización de las actividades de gobierno, empresas y academia. Al tomar en cuenta lo anterior, los autores proponen cinco estrategias de transferencia de tecnología¹¹⁹:

- 1) **Estrategia Defensiva:** Consiste en que los recursos financieros propios de la empresa se transfieren equipos o maquinarias, más no la tecnología como tal. Otro rasgo es que esta Estrategia se caracteriza por la presencia tanto de institutos científicos como tecnológicos corporativos y centros de pruebas.
- 2) **Estrategia Ofensiva:** Implica que la empresa participa directamente en la investigación y el desarrollo. Puesto que el contexto de esta estrategia es de mercado abierto, la tecnología además de implementarse en la propia empresa se ofrece como servicio a terceros. El objetivo no solo es el mercado de bienes (con los productos terminados), sino también el mercado de los factores de producción (desarrollo tecnológico). Esta estrategia se sirve de fondos de riesgos de empresas de terceros, incubadoras de empresas, *startups* de consultoría y concursos de propuestas.
- 3) **Estrategia de Absorción:** Consiste en que la empresa adquiere tecnologías de otras empresas y centros de investigación, por consiguiente, no actúa como desarrollador sino como cliente. No obstante, el riesgo radica en que la tecnología que adquieren en el mercado se encuentre detrás de la que ostentan los líderes de la industria. Por lo contrario, su ventaja radica en minimizar los riesgos que surgen en la primera etapa del desarrollo tecnológico y se tiene la posibilidad de elegir al mejor proveedor dentro del mercado.
- 4) **Estrategia Nacional:** Radica en organizaciones o empresas donde el Estado posee una significativa participación de capital. La política de la empresa se alinea con la de una estrategia nacional, donde participan consorcios nacionales que conforman un sector de la economía nacional. Una ventaja de esta modalidad es la utilización de recursos provenientes del apoyo estatal.
- 5) **Estrategia Mixta:** En esta Estrategia se combinan varios mecanismos de transferencia de tecnología interempresariales. Las acciones van desde la búsqueda de ideas tecnológicas, adquisición de tecnologías y la utilización de recursos estatales.

¹¹⁸ (Cacho Carranza, 2019)

¹¹⁹ (Karasev, Beloshitsky, Troyansky, & Alparov, 2018)

Por si fuera poco, existen indicadores que pueden medir el desempeño de la política tecnológica de una cierta compañía, estos indicadores se agrupan de la siguiente manera.

- 1) Económicos: Algunos de estos se revisarán a detalle más adelante, es decir, indicadores como VPN (Valor Presente Neto), TIR (Tasa Interna de Retorno), CPPC (Costo Promedio Ponderado de Capital), RSI (Retorno Sobre la Inversión) y FCD (Flujo de Caja Descontado). Pero existen otros, como el *benchmarking* financiero, el *CIDM* (Método Comparativo del Ingreso Diferencial) y el *MEEM* (Método de Excesos de Ganancias Multi Periodo) por sus siglas en inglés, utilizados en estrategias defensivas y absorbentes.
- 2) Tecnológicos: La gama de indicadores utilizados para llevar a cabo dicho análisis es muy especializada y depende de la actividad del sector hidrocarburos a la que se dedique la empresa (*upstream, midstream y downstream*). Por mencionar algunos, tenemos Criterios de Disponibilidad de Catalizador, Intensidad de Capital Potencial del Equipo, grado de purificación y eliminación de desechos.
- 3) Estratégicos: Son indicadores de desempeño de diseño o estado, esto es, resultados de la investigación y el desarrollo en las áreas prioritarias establecidas. Algunos ejemplos son el nivel de gasto en I + D (innovación y desarrollo), el uso de tecnologías desarrolladas en el país y cumplimiento de cronogramas.

Ejemplos internacionales de lo anterior es PetroChina que adopta una Estrategia Defensiva, cuenta con departamentos y centros de investigación propios con diversos laboratorios. De tal modo que PetroChina y sus subsidiarias poseen aproximadamente 11.5 mil patentes. Por su parte, la petrolera brasileña Petrobras combina una Estrategia Defensiva y de Absorción. Por otro lado, CNPC (Corporación Nacional del Petróleo de China) tiene un contrato de *Joint Venture* con la británico/holandesa Royal Dutch Shell. En concreto, el propósito de este contrato es desarrollar tecnología para recuperación de hidrocarburos, a esta alianza se le suman la Universidad de Delft (Países Bajos).

En otro orden de ideas, se tiene el caso de la petrolera Saudi Aramco cuyas líneas de acción forman parte de la Alianza de Investigación Avanzada de Arabia Saudita. Las acciones de la Alianza están en sintonía del Plan para el Desarrollo Científico, Tecnológico e Innovador Nacional de Arabia Saudita. Este claro ejemplo de Estrategia Nacional implementa programas desde capacitación de personal, investigación, transferencia, comercialización, apoyo a empresas e incluso *marketing* tecnológico. La empresa Saudi Aramco opera sobre lineamientos de documentos y planes nacionales gubernamentales. En vista de lo anterior, la evaluación de proyectos de tecnología se basa en prioridades de desarrollo que se declaran en el Plan Nacional.

Vale la pena mencionar que numerosas empresas del sector hidrocarburos aplican una Estrategia Mixta pese a que es un enfoque organizativamente más costoso que otros. El motivo es que dicha Estrategia permite flexibilidad de la política tecnológica corporativa, donde los desarrollos tecnológicos internos no son los únicos objetivos.

Se podría afirmar que una alternativa viable para el caso de Pemex es optar por la Estrategia Nacional, como lo hace Arabia Saudita con su petrolera. De este modo, fortalecer una sólida industria nacional. Como sucede en el financiamiento de proyectos en aguas profundas, los recursos pueden provenir de las propias instituciones que

ejecutarán directamente el proyecto, o bien, servirse de bonos de capital, préstamos, fondos de capital de riesgos entre otros instrumentos¹²⁰.

Por otro lado, tomando en cuenta el marco jurídico vigente, para el caso de México se podría optar por una Estrategia Mixta, de esta manera, incluir combinaciones de otras Estrategias, sobre todo una Estrategia Nacional. Con el enfoque Mixto, Pemex participaría en consorcios no solo para explotación conjunta, sino también para transferencia de tecnología externa. En ese sentido, al unísono de volver más competitiva a la Empresa Productiva del Estado (EPE), se puede aprovechar el marco jurídico actual mediante contratos como el de Trión para distribuir riesgos y generar experiencia en aguas profundas. La participación en consorcios puede incentivar oportunidades para transferencias de tecnología en el corto plazo, donde también se combine la Estrategia Absorbente mediante la compra (Llave en mano) de soluciones listas para usar. Al mismo tiempo, incentivar el desarrollo mediante costos que el Estado podría sufragar con recursos estatales y centros de investigación con objetivos nacionales específicos en el largo plazo. Con esta modalidad, aunque en el corto plazo se dependería de compañías externas, se podrían convertir a Pemex en una entidad con relativa autonomía en aguas profundas.

La transferencia de tecnología en el sector de hidrocarburos nacional no es nueva, en el pasado se aplicó una abrupta transferencia de tecnología debido a la expropiación petrolera del año 1938. De esta manera, mediante una organización promovida desde el Estado, el país se hizo con el control de diferentes maquinarias y equipos de diferentes empresas que operaban en los campos. Se podría afirmar que se trató de una *Estrategia Defensiva* dado que la transferencia se centró en mayor medida en bienes de capital. Por consiguiente, diversos procedimientos y modos de producción tuvieron que ser reinventados tanto por obreros, técnicos e ingenieros¹²¹.

En conclusión, se puede afirmar que el camino que puede seguir Pemex para explorar y producir hidrocarburos de Trión involucra cualquiera de las Estrategias antes mencionadas. Estas no son limitativas de lo que Pemex en coordinación con otras instituciones como por ejemplo el Instituto Mexicano del Petróleo pueden seguir para desarrollar la tecnología. Esta propuesta implica posponer los contratos y su eventual producción en aguas profundas, al menos en un periodo superior al de ocho años que toma teóricamente toma aprehender la tecnología de producción.

II.3. Esquema de Contrato

En este apartado se abordará el contenido general para cualquier contrato de licencia, de la misma manera, se abordará por qué el Contrato CNH-A1-TRION/2016 se le denomina también *Farm – Out*.

II.3.1. Contraprestaciones

En primera instancia, dentro de un contrato de licencia se encuentran las contraprestaciones, que se definen como erogaciones que el contratista efectúa a favor del Estado. Tal como se describe en el Capítulo 1, son diferentes de los impuestos dado que

¹²⁰ (Schulze, 2014)

¹²¹ (Benítez, 1984)

la entidad encargada de recaudarlas no es de carácter tributario. Dicho de otro modo, no se trata de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) sino del Fondo Mexicano del Petróleo para el Desarrollo y la Estabilización (FMPDE). De acuerdo con la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos (LISH DOF 07-12-2016, Cantidades Actualizadas 24-12-2018 24-12-2018) existen diferentes contraprestaciones para un contrato de licencia: Bono a la Firma, Cuota Contractual para la Fase Exploratoria, Contraprestación en función de una tasa al Valor Contractual de los Hidrocarburos, Regalías y por último, Transmisión Onerosa de los Hidrocarburos.

- **Bono a la firma**

De acuerdo con el artículo 7 de la LISH, se trata de un pago en efectivo por parte del contratista al Estado mexicano. Conviene subrayar que el pago solo se realiza una vez. Este monto es definido por la SENER para cada contrato, el Bono a la Firma se especifica en las bases de la Licitación. Para este caso, se estipuló un 10% del monto propuesto como criterio de desempate por el interesado ganador:

$$\text{Bono a la Firma} = 10\% * \text{Monto Propuesto de Desempate por el Ganador}$$

$$BF = 10\% * MPDG$$

- **Cuota Contractual para la Fase Exploratoria (CCFE)**

Del mismo modo que el Bono a la Firma, la Cuota Contractual para la Fase Exploratoria es un pago en efectivo que el contratista eroga a favor del Estado mexicano. A diferencia del bono a la Firma, no se trata de un pago único, sino que la Cuota se eroga por cada periodo (t) que, a saber, de acuerdo con la LISH es un mes calendario. Del mismo modo que la LISH, el contrato estipula que los pagos se efectúan cada mes. De particular relevancia es que existen señalamientos en la LISH que difieren con los estipulados en el Contrato CNH-A1-TRION/2016. En concreto respecto a las tarifas por kilómetro cuadrado, donde la LISH propone que durante los primeros meses de la fase de exploración, se tiene que pagar las siguientes cantidades:

- 1) 1,150 \$/km² durante los primeros 60 meses de vigencia del contrato.
- 2) 2,750 \$/km² a partir del mes 61 de vigencia del contrato en adelante.

En contraste el Contrato estipula que los montos deben ser:

- 1) 1,175.42 \$/km² durante los primeros 60 meses de vigencia del contrato.
- 2) 2,810.78 \$/km² a partir del mes 61 de vigencia del contrato en adelante.

Para fines del cálculo de los análisis económicos, en este trabajo se utilizarán los números estipulados en el Contrato:

$$\text{Cuota Contractual para la Fase Exploratoria} = \text{Pago Mensual} * \text{Área Contractual}$$

$$CCFE = PM * AC$$

De acuerdo con lo anterior, la cantidad a pagar por esta contraprestación depende del avance en que se encuentre el proyecto:

$$PM_{t \leq 60 \text{ meses}} = 1,150 \text{ \$/km}^2$$

$$PM_{t \geq 60 \text{ meses}} = 2,810.78 \text{ \$/km}^2$$

Cabe agregar que, a diferencia de las Regalías y la Contraprestación como porcentaje del Valor Contractual de los Hidrocarburos, el pago de esta contraprestación es en pesos mexicanos.

- **Regalías**

Esta contraprestación se encuentra determinada por el tipo de hidrocarburo producido durante un cierto periodo de tiempo. La LISH (DOF 07-12-2016, Cantidades Actualizadas 24-12-2018 24-12-2018) estipula diferentes tasas de acuerdo con el tipo de hidrocarburo, en este caso, debido a que la producción es petróleo se emplea la tasa correspondiente. Consecuentemente, la tasa se multiplica por el Valor Contractual de los Hidrocarburos que es la cantidad de petróleo producido por su precio en el mercado. De este modo, se calculan las regalías:

$$\text{Regalía} = \text{Valor Contractual de los Hidrocarburos} * \text{Tasa para Regalías}$$

$$R = VCH * T_R$$

Para la tasa:

$$T_{R \text{ VCH} < \text{\$ USD } 48} = 7.5\%$$

$$\text{Tasa}_{\text{Reg VCH} \geq \text{\$ USD } 48} = [(0.125 * \text{Precio del Petróleo}) + 1.5]\%$$

Por otro lado, teniendo en cuenta que se trata de petróleo, el Valor Contractual de los Hidrocarburos para cualquier periodo:

$$VCH = \text{Precio del Petróleo}_t * \text{Volumen de Petróleo en Barriles}_t$$

$$VCH = PP_t * VPB_t$$

Otro punto es que el pago de las Regalías será a través de transferencia electrónica y en dólares.

- **Contraprestación en función de una tasa al Valor Contractual de los Hidrocarburos (CVCH)**

De la misma manera que la contraprestación anterior, el pago corre a cargo del contratista en favor del Estado para cada periodo y está en función del Valor Contractual de los Hidrocarburos:

$$CVCH = VCH * Tasa_{CVCH}$$

El contrato estipula que el Estado recibirá 4% del Valor Contractual de los Hidrocarburos para el periodo que se trate, por consiguiente, el cálculo final es:

$$CVCH = VCH * 4\%$$

Con base en lo establecido en el contrato, esta contraprestación se deroga por el contratista en favor del Estado en dólares y mediante transferencia electrónica.

- **Transmisión Onerosa de los Hidrocarburos**

A diferencia de las contraprestaciones anteriores, esta contraprestación es en especie y la eroga el Estado a favor del contratista. Al momento de extraer los hidrocarburos, el contratista está obligado a trasladar la producción hacia un lugar llamado punto de medición. Seguidamente el Estado transmite al contratista la propiedad de los hidrocarburos producidos en el Área Contractual. De acuerdo con el Contrato, el Contratista tiene la custodia y posesión de los hidrocarburos en todo momento, tanto antes como después de que se lleve a cabo la transmisión de la propiedad en el punto de medición.

Simultáneamente, el Estado es propietario de la producción desde el Área Contractual hasta el punto de medición de los hidrocarburos y está obligado a transmitir la propiedad de los hidrocarburos. Lo anterior siempre y cuando el Contratista se encuentre al corriente del cumplimiento del pago de las contraprestaciones. Una vez que el Contratista recibe la producción, podrá realizar la enajenación de ésta.

A menos que el Contratista no realice el pago de las contraprestaciones, será acreedor a una penalización. En síntesis, el contratista es el responsable de los hidrocarburos (en este caso petróleo) desde el Área Contractual hasta el punto de medición y en todo momento el Estado es propietario de la producción hasta su transmisión en el punto de medición.

II.3.2. Régimen Fiscal

- **Ley de Impuesto Sobre la Renta (LISR)**

En la Cláusula 21 del Contrato, se estipula que el contratista debe acatar las obligaciones fiscales pertinentes de conformidad con la normatividad aplicable. La normatividad aplicable en materia fiscal es la Ley de Impuesto Sobre la Renta (LISR). Tal y como se señala el artículo 2 de la LISR, se estipula que el Estado percibirá ingresos conforme al Impuesto Sobre la Renta, que causen los contratistas por las

actividades que realicen en virtud de un contrato. Habría que decir también, que la LISR establece que las personas morales residentes en México están obligadas al pago del Impuesto Sobre la Renta. De modo que tal y como lo estipula el Contrato, al tener residencia fiscal en México BHP Billiton Petróleo Operaciones de México S. de R.L. está obligado al pago de este impuesto.

Por otro lado, el artículo 9 de la LISR estipula que el impuesto se conforma al pagar una tasa del 30% del resultado fiscal obtenido en el ejercicio. Más aún, el artículo 31 de esta misma Ley dictamina que se pueden deducir inversiones en cada ejercicio fiscal. La deducción se puede ejercer a partir de que se inicie la utilización de las inversiones o en el ejercicio siguiente. Seguido de esto, su artículo 32 considera como inversiones a los activos fijos, los gastos, los cargos diferidos y otras erogaciones realizadas en periodos preoperativos. Avanzando en el tema, en referencia con su artículo 34, el concepto de activo fijo posee sus propios porcentajes de deducción respecto al tipo de bienes, estos pueden ser construcciones, ferrocarriles o comunicaciones satelitales. En contraste la LISH establece en su artículo 32, que las deducciones de las fracciones I, II y III se apliquen en sustitución a las del artículo 34 de la LISR. Por esta razón, es la LISH y no la LISR la que define los porcentajes de los montos a deducir relacionados con las inversiones destinadas a exploración y desarrollo de proyectos de hidrocarburos.

Aclarado lo anterior, resta por describir cómo se calcula el Resultado Fiscal (RF) de cada ejercicio para un periodo (t) determinado, donde cada periodo registra el desempeño fiscal del Proyecto por mes. En primera instancia, el artículo 9 de la LISR señala que se obtiene una Utilidad Fiscal (UF) por periodo al restar de los ingresos acumulables (IA) las deducciones por periodo del Título Segundo de la LISR. En este caso, las deducciones del Título Segundo de la LISR son sustituidos por los Costos, Gastos e Inversiones (CGI) establecidas en el artículo 32 de la LISH ($Dedución_{Art.32_t}$). Por lo tanto, estos los porcentajes de deducciones de inversión son los siguientes:

- 1) Fracción I. el 100% del monto original de las inversiones realizadas para la Exploración, recuperación secundaria y el mantenimiento no capitalizable.
- 2) Fracción II. El 25% del monto original de las inversiones realizadas para desarrollo y extracción, en este caso de Petróleo.
- 3) Fracción III. El 10% del monto original de las inversiones realizadas para infraestructura de Almacenamiento y transporte. Es decir, oleoductos, gasoductos y tanques de almacenamiento.

Por consiguiente, las deducciones del artículo 32 de la LISH se pueden expresar como:

$$\text{Costos Gastos e Inversiones por periodo } (CGI_{Art.32_t}) = Dedución_{Art.32_t}$$

$$Dedución_{Art.32_t} = \text{fracción } I + \text{fracción } II + \text{fracción } III$$

$$D_{Art.32_t} = \sum_{i=I}^{III} \text{fracción } i$$

Al sustituir las deducciones en una expresión para el cálculo de la Utilidad Fiscal:

$$\text{Utilidad Fiscal} = \text{Ingresos Acumulables} - \text{Deducción}_{\text{Art.32}_t}$$

$$UF = IA - D_{\text{Art.32}_t}$$

Siempre y cuando la deducción sea menor o igual a los Ingresos Acumulables (IA):

$$\text{Deducción}_{\text{Art.32}_t} \leq \text{Ingresos Acumulables}$$

$$D_{\text{Art.32}_t} \leq IA$$

En segundo lugar, de ser el caso a la Utilidad Fiscal (UF) se le disminuyen las Pérdidas Fiscales (PF) pendientes de aplicar de ejercicios o periodos anteriores. En concreto, el artículo 57 de la LISR estipula que las pérdidas fiscales (PF) se obtienen de la diferencia de los ingresos acumulables contra las deducciones, siempre y cuando el monto de las deducciones sea mayor que los ingresos. Por consiguiente, aritméticamente la Pérdida Fiscal (PF) por periodo se expresa como:

$$\text{Pérdida Fiscal} = \text{Ingresos Acumulables} - \text{Deducción}_{\text{Art.32}_t}$$

$$PF = IA - D_{\text{Art.32}_t}$$

Siempre y cuando las deducciones sean mayores que los Ingresos Acumulables (IA):

$$\text{Deducción}_{\text{Art.32}_t} > \text{Ingresos Acumulables}$$

$$D_{\text{Art.32}_t} \leq IA$$

Sobra recalcar que la Pérdida Fiscal (PF) se diferencia de la Utilidad Fiscal (UF) en virtud de que no permite saldos negativos por periodo en detrimento del Estado. Es decir, en caso de existir en el ejercicio deducciones de inversiones con saldos a favor del contratista, los montos se podrán deducir hasta los diez ejercicios inmediatos posteriores. De lo contrario, el Estado tendría que desembolsar dinero para compensar al contratista las deducciones a favor dentro del ejercicio en cuestión.

Por otro lado, cuando el contratista o empresa deduce inversiones cuyo monto sea menor a los ingresos que esta misma percibe se puede afirmar de que se trata de una Utilidad Fiscal (UF).

En cierto modo, estos dos conceptos son similares aritméticamente, solo se diferencian por las condiciones de frontera que radican si las deducciones son mayores o menores a los Ingresos Acumulables (IA):

$$\text{Ingresos Acumulables} - \text{Deducción}_{\text{Art.32}_t} = \begin{cases} UF, & D_{\text{Art.32}_t} \leq IA \\ PF, & D_{\text{Art.32}_t} > IA \end{cases}$$

Llegados a este punto, se calcula el Resultado Fiscal (RF). Cabe agregar que el artículo 57 de la LISR establece que la pérdida fiscal (PF) se podrá disminuir hasta los diez ejercicios inmediatos posteriores. En contraste, la LISH estipula que esta pérdida se puede disminuir hasta los quince ejercicios o periodos siguientes hasta agotarlo. En este caso, nuevamente es la LISH el documento que gobierna en materia del cálculo de ingresos al Estado.

$$\text{Resultado Fiscal} = \text{Utilidad Fiscal} - \text{Pérdida Fiscal}_{t \leq 15 \text{ ejercicios}}$$

$$RF = UF - PF_{t \leq 15 \text{ ejercicios}}$$

Por último, las personas morales deben calcular el ISR al aplicar el 30% al Resultado Fiscal (RF) obtenido en el ejercicio.

$$\text{Impuesto Sobre la Renta} = 30\% * \text{Resultado Fiscal}$$

$$ISR = 30\% * RF$$

- **Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH)**

De acuerdo con el artículo 54 de la LISH, los contratistas están obligados a pagar el impuesto por el Área Contractual (AC) mediante el pago del Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. El pago de este impuesto está regulado por el artículo 55 de la LISH, el cual establece un pago mensual por kilómetro cuadrado que comprenda el Área Contractual. Para este impuesto se consideran dos cuotas, la primera de ellas cuando el proyecto petrolero se encuentra en fase exploratoria y la segunda en fase de extracción.

Además, la LISH estipula que la fase de exploración comprende desde la formalización del contrato hasta el inicio de la fase de extracción. Mientras que la fase de extracción comprende desde el inicio de las actividades destinadas a la producción comercial de hidrocarburos, hasta la conclusión de la vigencia del Contrato.

La cuota para la fase de extracción es de 1,768.45 \$/km² mientras que 7,073.83 \$/km² para la fase de exploración. El Contrato no define cuotas para el pago de este impuesto, por consiguiente, para fines de cálculo se utilizan los montos anteriores.

$$IAAEH = \text{Cuota} * \text{Área Contractual}$$

De acuerdo con lo anterior, dependiendo de la fase en que se encuentre el proyecto, el pago mensual se calcula:

$$Cuota_{exploración} = 1,768.45 \$/km^2$$

$$Cuota_{extracción} = 7,073.83 \$/km^2$$

II.3.3. Elementos del *Farm – Out*

A continuación, se presentan algunas características del contrato que lo hacen ser un acuerdo *Farm – Out*. Para entrar en materia, conviene subrayar que la teoría de los contratos petroleros define como *farmor* a la propietaria de los derechos de explotar el campo. Igualmente, define como *farmee* a la entidad que recibe los derechos para explotar. Avanzando en nuestro razonamiento, en este caso el *farmor* es Pemex Exploración y Producción (PEP) quien ya contaba con los derechos de explorar y extraer. Mientras que el *farmee* es BHP Billiton quien busca obtener los derechos.

Si bien es cierto que el Contratista son las dos empresas, el Operador del Campo (BHP Billiton) es el responsable de cumplir las obligaciones del Contratista. Lo anterior no quita la responsabilidad del cumplimiento de las obligaciones al Socio no Operador (Pemex), sin embargo, el Contrato concierne que será el Operador quien debe cumplir con las obligaciones del contratista en nombre y representación de cada una de las Empresas Firmantes.

Otro punto importante es el llamado Interés de Participación, que es la cantidad proporcional de ganancias en dinero o en especie, que las empresas tienen derecho a percibir en virtud del Contrato, dado que el Contratista es un consorcio, cada empresa percibe diferentes porcentajes. El Contrato lo define como la porción indivisa de cada una de las Empresas Firmantes en los derechos del Contratista

Por consiguiente, en un contrato tipo *Farm – Out*, el *farmee* paga la totalidad de las cuotas (o una parte de ellas) de explotación del campo. Lo más importante, es que la figura de *farmee* busca conseguir o ganar derechos conforme cumpla lo establecido del contrato. Es decir, en un principio no existe certeza de que el *farmee* tenga derecho a ejecutar todas las actividades de exploración o de extracción en una determinada área. Desde este punto de vista, BHP Billiton es quien debe cumplir con una serie de obligaciones para conseguir más derechos, en calidad de Socio Operador y responsable de los aspectos operacionales relacionados con las actividades petroleras¹²².

Para entrar en detalle, a continuación, se abordarán las generalidades de un *farmor* y un *farmee*. Posteriormente las normas y reglamentos que se siguen en un contrato *Farm – Out* y finalmente las características claves de este tipo de contratos.

- **Objetivos de las partes: *Farmor***

Dentro de la literatura, se identifican algunos aspectos que podrían motivar la entrada de un *farmor* en la participación, entre ellos son:

- 1) La preservación de un arrendamiento o contrato.

¹²² (Jones, 2009)

- 2) Rescate de una zona de arrendamiento, por ejemplo, monetizar un prospecto que se consideraba no redituable.
- 3) Compartir el riesgo.
- 4) Obtención de información geológica para evaluar otros acuerdos y/o contratos en poder del *farmor*. De este modo, delinear campos y/o prospectos en determinada región que están controlados por las mismas características geológicas generales: rocas de almacén, rocas generadoras, sellos y tipos de trampas¹²³.
- 5) La perforación de un pozo obligatorio ya sea para desarrollar aún más las instalaciones o porciones de áreas durante un periodo de tiempo acordado¹²⁴.

Algunos puntos anteriores como compartir riesgos, obtención de información geológica y la perforación de 1 pozo obligatorio se pueden advertir en el Contrato CNH-A1-TRION/2016.

- **Objetivos de las partes: *Farmee***

No solo el *farmor* tiene motivos convenientes para participar en un acuerdo *Farm – Out*, sino también el *farmee*. Estos podrían ser:

- 1) Adquisición rápida una posición en un área y/u obtener más reservas.
- 2) La utilización de capital monetario disponible, equipos o personal, especialmente si el *farmee* o sus compañías afiliadas pertenecen al ramo de los servicios de perforación.
- 3) Evaluar positivamente un prospecto (área que pueda contener depósitos de hidrocarburos), cuyo propietario dueño de los derechos de explotación ya había sentenciado como no redituable.
- 4) El deseo de permanecer activo en el área arrendada mientras se comparten riesgos. Es de suma importancia este intercambio, puesto que una empresa petrolera puede ingresar a una nueva área geográfica a cambio de asumir o compartir riesgos.

Sobre el primer punto, BHP Billiton se encuentra en calidad de *farmee* porque adquiere un interés de participación del 60% sobre el Área Contractual, mientras que Pemex es el *farmor* dado que posee un interés del 40% aunque ambos formen parte de la Asociación. Respecto al segundo punto del objetivo del *farmee*, o BHP Billiton es el primer responsable que debe proveer todos los insumos necesarios, tanto equipo como personales dedicados a la prestación de estos servicios. Con referencia al tercer punto, se ha hecho mención que Pemex había sentenciado como no redituable el campo. Sin embargo, con la participación de BHP Billiton, se argumenta que los volúmenes previamente encontrados por Pemex se pueden obtener de manera económicamente redituable. Finalmente, en el punto cuatro se enuncia que a cambio de operar en el Área Contractual, BHP Billiton está dispuesto a prestar su experiencia, equipos y asumir riesgos. Dicho de otro modo, se comparten tecnología y riesgos para ingresar en una zona geográfica determinada.

- **Normas y reglamentos fiscales aplicables**

En un *Farm – Out* las partes interesadas contribuye al proyecto mediante la aportación de una extensión de superficie, dinero, bienes o servicios. Al mismo tiempo, a cambio de lo anterior se le puede transferir al contribuyente un interés de trabajo, ganancias netas, regalías superiores o inclusive una transferencia de la producción misma

¹²³ (SENER, 2015)

¹²⁴ (Cambridge Dictionary, 2019)

(petróleo y/o gas). Acerca del interés de trabajo, este consiste en la transferencia de derechos, es decir, poder ejecutar actividades tanto para perforar como para producir petróleo y gas en una determinada área contractual.

En cuanto al contrato para Trión, BHP Billiton como Contratista Operador del Campo contribuye a la exploración y desarrollo de Trión razón por la cual recibe una parte de la producción proveniente del Área Contractual. Es decir, a manera de retribución el Contratista tendrá derecho a la Transmisión Onerosa de los Hidrocarburos, siempre y cuando se encuentre al corriente en el pago de las Contraprestaciones

Se puede afirmar que BHP Billiton recibe un interés de trabajo, o derecho de explotar el campo, a diferencia de Pemex que en un principio ya contaba con este derecho. El interés de trabajo se puede encontrar en el Anexo 5 del Contrato como actividades del Programa Mínimo de Trabajo (PMT). Estas últimas son unidades de trabajo que el contratista deberá llevar a cabo durante el periodo inicial de exploración y el periodo de evaluación.

- **Características claves de un acuerdo *Farm – Out***

La primera característica general de un contrato en *Farm – Out*, es que el *farmee* debe ejecutar las actividades acordadas, pero que, en caso de no hacerlo, no existe una penalización más que la de perder los derechos previamente ganados. Referente a los objetivos y propósitos del *farmor*, este puede estructurar el acuerdo para que el *farmee* esté obligado a efectuar ciertas actividades en el área de interés, tales como la perforación de un pozo. Aplicado al caso de Trión, es probable que los objetivos del *farmor* (Pemex) impliquen compartir riesgos en la etapa de exploración y obtener más información geológica. Precisamente, en la cláusula 23 del Contrato, se estipula que la CNH podrá rescindir el Contrato en caso de que:

- ✓ Transcurran más de 180 días continuos sin que se inicien las actividades previstas en el Plan de Exploración, Evaluación o en el Plan de Desarrollo aprobados.
- ✓ El Contratista no cumpla el Programa Mínimo de Trabajo, sin causa justificada.

En otras palabras, cuando se termine el Contrato automáticamente BHP Billiton pierde sus derechos al detener la ejecución las actividades acordadas.

La segunda característica clave de un acuerdo *Farm – Out*, es que el *farmee* gana un interés en el área al completar un pozo capaz de producir *cantidades de pago*. Dicho de otra manera, perforar un pozo capaz de producir hidrocarburos económicamente rentables. Una vez perforado dicho pozo, automáticamente el *farmee* tiene el derecho de proceder con las actividades de extracción.

Precisamente, de acuerdo con la Cláusula 3 del Contrato, el Contratista solo está obligado a cumplir con las actividades de exploración que forman parte del llamado Plan de Exploración mismo que a su vez conforma el Programa Mínimo de Trabajo (PMT). Este PMT también incluye el Plan de Evaluación el cual contiene las actividades para la etapa de evaluación. Sin embargo, en el Contrato las únicas actividades obligatorias corresponden a las definidas en el Plan de Exploración. De acuerdo con lo establecido en la Cláusula 4 del Contrato, una vez cumplidas estas actividades dentro del plazo conocido como Periodo Inicial de Exploración el Contratista tiene derecho a dar por terminado el Contrato.

La tercera característica de un *Farm – Out*, son los “tipos de interés obtenidos” los cuales definen la jurisdicción del área de operación de cada una de las partes. Estos intereses sobre el área pueden ser divisibles, indivisibles o combinados.

Para el caso de Trión, se puede afirmar que el Contrato CNH-A1-TRION/2016 es un *Farm – Out* de interés indivisible, es decir, un interés de ambas partes en una misma área de arrendamiento. Efectivamente BHP Billiton tiene como obligación pagar el 60% de los costos y Pemex el 40% sobre las actividades por ejecutar en una misma área. Por esta razón, se puede afirmar que, de acuerdo con lo anterior, el Contrato de Trión es un *Farm – Out* de “interés indivisible”.

Para concluir el tema de las características clave de es que un contrato podría estipular que el contratista perfore un determinado número de pozos a fin de que la asignación del área donde se llevan a cabo actividades petroleras no se cancele. De igual manera, en un *Farm – Out* la asignación del área puede ser condicional, esto es que el *farmee* adquiere un interés en la propiedad contractual cuando el acuerdo es concretado, sin embargo, está sujeto a la obligación de transmitir o devolver los derechos en caso de tener problemas durante su desempeño. Para fines administrativos, el *farmor* preferirá esperar un periodo de tiempo antes de asignar la transferencia de derechos hasta que el *farmee* comience la ejecución de actividades. En otra instancia, si el *farmor* llega a un punto tal en el que se declare en bancarrota antes de realizar la asignación del área por explotar, es posible que el *farmee* nunca reciba la transferencia de derechos.

Se puede apreciar que el punto anterior se manifiesta en el Contrato de Trión, puesto que la asignación de los derechos al Contratista del área de exploración está subordinada al cumplimiento de perforación de pozos de exploratorios. En caso de no cumplirse con estas actividades, el Contrato se cancela automáticamente.

II.4. Esquema de Asignación

En este apartado se abordarán las generalidades de la Asignación que se había otorgado a Pemex para llevar a cabo las actividades exploratorias en Trión. Posteriormente, se describirán las diferentes erogaciones que el operador tiene que pagar al Estado mexicano. Hay que recordar que, de acuerdo con la LISH, las asignaciones otorgan derechos de operación a una Empresa Productiva del Estado (EPE) para que efectúe actividades de exploración y/o producción de hidrocarburos en una determinada área. En este caso, la EPE es Pemex mediante su Empresa Productiva Subsidiaria: Pemex Exploración y Producción (PEP).

Es necesario recalcar que en el 2014 la Secretaría de Energía (SENER) adjudicó a Pemex los derechos para ejercer actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en Trión bajo dos Títulos de Asignación:

- 1) AE-0092 – Cinturón Subsalino – 10
- 2) AE – 0093 – Cinturón Subsalino – 11¹²⁵

Posteriormente, los Títulos de Asignación para Trión sufrieron una transformación jurídica (migración) que dieron paso al Contrato de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (CEEH).

¹²⁵ (Pemex, 2018)

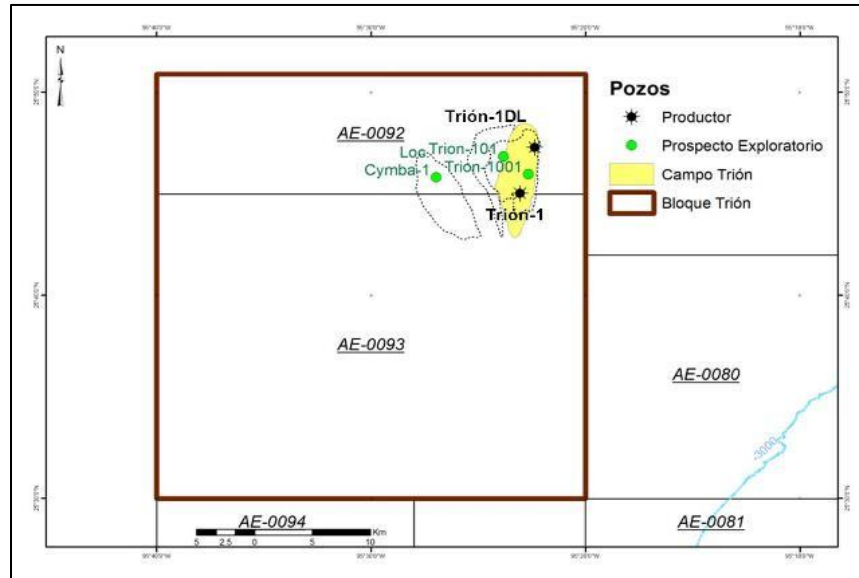


Ilustración II-5 Ubicación de las áreas de Asignación Trión. Fuente: “Pemex desarrollará con BHP Billiton el proyecto del bloque Trión en aguas profundas”, boletines nacionales, sala de prensa, Pemex.

Originalmente, tal como se aprecia en la Ilustración II–5, el bloque se encontraba dividido en dos porciones donde cada Título de Asignación representaba una parte del área, en contraste con el Contrato el cual abarca toda el área.

No obstante, para estudiar el flujo de efectivo de Trión bajo la modalidad de asignación, se propone que un solo título cubra toda el área del Campo tal como ocurre con el Contrato. Por consiguiente, las erogaciones que Pemex está obligado a pagar al Estado se aplican a toda la superficie de Trión. De ésta manera se puede comparar el flujo de efectivo bajo el hipotético Título de Asignación respecto del flujo de efectivo que resulta del Contrato de Licencia.

II.4.1. Pago de Derechos

El Pago de Derechos es una erogación que efectúa el asignatario (Pemex) de un campo o área a favor del Estado. Estos ingresos del Estado son administrados por el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo. Es decir, se trata de ingresos para el Estado mexicano por actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos que ejecuta el asignatario. La LISH (DOF 07-12-2016, Cantidades Actualizadas 24-12-2018) considera los siguientes derechos:

- **Derecho por la Utilidad Compartida (DUC)**

Estipulado en el artículo 39 de la LISH, se define como el monto que debe pagar el asignatario al Estado. Dicho monto es el 65% de la resta o diferencia del valor de los hidrocarburos extraídos en el campo (precio multiplicado por volumen) y una serie de deducciones y derechos establecidos en las fracciones I a V del artículo 40 de la LISH (actualización 24-12-2018). De particular relevancia, es que las deducciones de las fracciones I a III de este artículo son prácticamente las mismas deducciones estipuladas en el artículo 32 de la LISH para el cálculo del ISR. Para ser precisos, se trata de las deducciones de los Costos, Gastos e Inversiones (CGI_{Art.40}) que intervienen en las etapas exploratorias y productivas. Del mismo modo, el DUC se compone de un

“derecho” estipulado en la fracción V, a saber, el Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH) que se abordará más adelante.

Por consiguiente, el artículo 39 estipula que el asignatario pagará anualmente el DUC al Estado, al mismo tiempo el artículo 42 establece que para tal fin se harán pagos provisionales mensuales.

El monto de dichos pagos se calcula al restarle al valor de los hidrocarburos extraídos las deducciones de los CGI_{Art.40}, el Derecho de Extracción y el Derecho de Exploración de Hidrocarburos (DEXTH y DEXPH).

De acuerdo con personal del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), para fines de este trabajo solo se toman en cuenta las fracciones I, II y V del artículo 40 y las fracciones I y II del artículo 42. Del mismo modo, para el cálculo del DUC se considera el valor de los hidrocarburos acumulados en un año, es decir, el Valor Anual de los Hidrocarburos (VAH).

Por consiguiente, se puede expresar aritméticamente el pago del Derecho de Utilidad Compartida (DUC) por periodo anual (t) como:

$$DUC_t = 65\% * (VAH_t - Deducción_{Art.40_t} - DEXPH_t - DEXTH_t)$$

Donde:

$Deducción_{Art.40_t}$ = Deducciones de los Costos Gastos e Inversiones (CGI_{Art.40_t})
en el periodo t

$DEXPH_t$ = Derecho de exploración de hidrocarburos del periodo t

$DEXTH_t$ = Derecho de extracción de hidrocarburos del periodo t

VAH_t = Valor Anual de los Hidrocarburos por periodo t

Conviene mencionar que el monto de deducción de los Costos, Gastos e Inversiones del artículo 40 de la LISH ($Deducción_{Art.40_t}$) que compone el cálculo del Derecho de Utilidad Compartida (DUC) debe tener ciertos criterios. Para ser precisos, estas deducciones por periodo no deben rebasar un límite establecido en el artículo 41 de la LISH. Es decir, no deben ser mayores al resultado de aplicar una Tasa al Valor Anual de los Hidrocarburos (VAH) de tal forma que el DUC nunca tenga como resultado un valor negativo por periodo:

$$Deducción_{Art.40_t} < Tasa * (Valor Anual de los Hidrocarburos)$$

$$D_{Art.40_t} < (Tasa * VAH_t)$$

- 1) La LISH estipula el valor de la Tasa en función de la localización de la zona del proyecto y del tipo de hidrocarburo que se extrae. Algunos montos que establece la LISH son:
- 2) Hidrocarburos diferentes al gas natural no asociado y sus condensados extraídos en áreas terrestres, cuya tasa es de 12.5% del Valor Anual de los Hidrocarburos (VAH).
- 3) Gas natural no asociado y sus condensados extraídos en campos de gas natural no asociado, cuya tasa es un 80% del VAH.

- 4) Hidrocarburos distintos al gas natural no asociado y a sus condensados extraídos en áreas marítimas con tirante de agua superior a quinientos metros. El valor es del 60% del VAH distintos al gas natural no asociado y sus condensados.

Esta última tasa es la que corresponde con los hidrocarburos del Campo Trión, por consiguiente:

$$D_{Art.40_t} < (60\% * VAH_t)$$

En otras palabras, se trata de una tasa aplicable exclusivamente a proyectos en aguas ultra profundas. En el caso contrario de que las deducciones superen el límite máximo, los saldos a favor del asignatario (Pemex) se podrán deducir en los ejercicios inmediatos posteriores. Dicho de otro modo, pueden existir periodos donde el monto de las deducciones del asignatario sea mayor al del Valor Anual de los Hidrocarburos (VAH):

$$D_{Art.40_t} > (60\% * VAH_t)$$

Por consiguiente, el monto de la *Deducción*_{Art.40_t se puede ejercer en la *Deducción*_{Art.40_n, es decir hasta el periodo "n" donde además de incluir los CGI_{Art.40} de ese mismo periodo, también incluye los acumulados de periodos anteriores siempre que no rebasen el límite:}}

$$Deducción \text{ (para los periodos siguientes)} = CGI_{Art.40_t} + CGI_{Art.40_{t+1}} + \dots + CGI_{Art.40_n}$$

$$Deducción \text{ (para los periodos siguientes)} = \sum_{i=t}^n CGI_{Art.40_i}$$

$$Deducción_{Art.40_n} = \sum_{i=t}^n CGI_{Art.40_i}$$

Siempre y cuando:

$$\sum_{i=t}^n CGI_{Art.40_i} < (60\% * VAH_t)$$

En síntesis, la expresión para el Derecho de Utilidad Compartida (DUC) se expresa como:

$$DUC_t = 65\% * (VAH_t - Deducción_{Art.40_n} - DEXPH_t - DEXTH_t)$$

Al mismo tiempo el artículo 42 de la LISH establece que a los pagos provisionales de este Derecho (DUC) se le podrán restar los pagos provisionales de los meses anteriores correspondientes a los periodos de los ejercicios de que se traten. La diferencia de los pagos provisionales anteriores respecto a los determinados será el pago provisional por enterar o por efectuar. Es decir, en caso de que el asignatario tenga un saldo a favor (DUC negativa) en la declaración anual del pago por DUC, podrá compensar dicho saldo contra los pagos de periodos posteriores.

- **Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH):**

Forma parte del cálculo del Derecho por la Utilidad Compartida, es un monto que el asignatario debe cubrir a favor del Estado y está regulado por el artículo 44 de la LISH. El pago de este Derecho consiste en periodos mensuales, sin embargo, tal como en el caso anterior, se pueden establecer periodos anuales mediante la acumulación del valor de ventas de petróleo en un año. Hay que recordar que la acumulación de ventas anuales es el Valor Anual de los Hidrocarburos (VAH). Este valor, se multiplica por una de las tasas establecidas en las fracciones I a III del artículo 44 que dependen del tipo de hidrocarburo que se produzca.

$$DEXTH = Valor\ Anual\ de\ los\ Hidrocarburos * Tasa_{Art.44}$$

El artículo 44 estipula diferentes tasas ya sea para el petróleo, gas natural o los condensados. Para Trión, la tasa concerniente es la del petróleo, donde los porcentajes de la Tasa se encuentran en función del precio del barril de petróleo:

$$Tasa_{Art.44} = \begin{cases} 7.5\%, & Precio\ por\ barril < 48.00\ USD \\ Tasa\ Calculada, & Precio\ por\ barril \geq 48.00\ USD \end{cases}$$

Donde:

$$Tasa\ Calculada = [0.125 * Precio\ del\ Petróleo + 1.5]$$

Al tomar en cuenta un periodo anual (t), se puede expresar el cálculo de este Derecho de la siguiente manera:

$$DEXTH_t = VAH_t * Tasa_{Art.44}$$

Vale la pena mencionar que el pago de este Derecho por parte del asignatario se efectuará durante la fase de extracción o producción de los hidrocarburos. Por consiguiente, el pago de este Derecho no se ejerce durante la fase exploratoria. Otro punto es que el cálculo del DEXTH es similar a la Contraprestación en Función de una Tasa al Valor Contractual de los Hidrocarburos estipulada para los contratos.

- **Derecho de Exploración de Hidrocarburos (DEXPH):**

Del mismo modo que el DEXTH, este derecho forma parte del cálculo del DUC. La regulación de su cálculo se encuentra en el artículo 45 de la LISH. Este artículo establece que el DEXTH es un pago que el asignatario debe erogar por el derecho de

exploración. Conviene subrayar que este derecho se pagará cuando el asignatario se encuentra en ejecución de las actividades de exploración, es decir, no se pagará DEXPH en etapas de extracción o producción. El cálculo consiste en multiplicar una tarifa por el número de kilómetros cuadrados del área de asignación que no se encuentre en la fase de producción:

$$DEXTH = Tarifa * \text{Área de Asignación}$$

$$DEXTH = T_{DEXPH} * AA$$

El valor de la tarifa depende del lugar en el tiempo que se encuentre el proyecto, puesto que se contemplan montos diferentes antes y después de los primeros sesenta meses de vigencia de la asignación:

$$Tarifa_{t \leq 60 \text{ meses}} = 1,355.82 \$/km^2$$

$$Tarifa_{t \geq 60 \text{ meses}} = 3,242.17 \$/km^2$$

Se podría mencionar que el pago del Derecho de Exploración de Hidrocarburos es similar a la que pagaría un contratista por la Cuota Contractual para la Fase Exploratoria establecida por la LISH para los contratos.

II.4.2. Régimen fiscal

Del mismo modo que un contratista en un contrato el asignatario también debe pagar impuestos. En este caso, el asignatario debe pagar el Impuesto Sobre la Renta (ISR) y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH). La Secretaría de Hacienda y Crédito Público es la entidad del Estado que se encarga de recibir este pago por parte del asignatario (Pemex).

- **Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH).**

Se trata del mismo impuesto que se aplica a un contratista en el caso de un proyecto regido bajo un contrato. El pago de este impuesto se encuentra estipulado en el artículo 55 de la LISH. Es aplicable tanto para las fases de exploración como de producción de hidrocarburos, es decir durante todo el ciclo de vida del proyecto. El pago por este impuesto es mensual, consiste en una cuota correspondiente para la fase de exploración y otra cuota para la de extracción.

$$IAEEH = Cuota_t * \text{Área de Asignación}$$

$$IAEEH = C_t * AA$$

Los montos de las cuotas aplicables para ambas fases son los mismos que para el de un contrato:

$$Cuota_{\text{exploración}} = 1,768.45 \text{ \$/km}^2$$

$$Cuota_{\text{extracción}} = 7,073.83 \text{ \$/km}^2$$

- **Impuesto Sobre la Renta (ISR).**

El artículo 46 de la LISH estipula que tanto las asignaciones como los contratos deben de cumplir con el pago del impuesto. También menciona que para determinar el impuesto, se deberán deducir los montos de los porcentajes relacionados a las inversiones destinadas para exploración y desarrollo. Los montos por deducir corresponden a los Costos Gastos e Inversiones (CGI) estipulados en las fracciones I a III de este artículo. Precisamente, estos CGI son prácticamente los mismos que los establecidos en el artículo 32 para calcular el ISR en un contrato y del Derecho por Utilidad Compartida (DUC).

$$Utilidad\ Fiscal = Ingresos\ Acumulables - Deducción_{Art.46_t}$$

Dónde:

$$Deducción_{Art.46_t} = fracción\ I + fracción\ II + fracción\ III$$

$$D_{Art.46_t} = \sum_{i=I}^{III} fracción\ i$$

La Utilidad Fiscal (UF) se expresa como:

$$UF = IA - D_{Art.46_t}$$

Del mismo modo que en un contrato, a la Utilidad Fiscal (UF) en asignación se le disminuyen pérdidas fiscales pendientes de aplicar de ejercicios o periodos anteriores. Como ya se ha mencionado, la Pérdida Fiscal y la Utilidad Fiscal poseen una expresión aritmética similar:

$$Pérdida\ Fiscal = Ingresos\ Acumulables - Deducción_{Art.46_t}$$

siempre y cuando:

$$Deducción_{Art.46_t} > Ingresos\ Acumulables$$

Por consiguiente, se puede abreviar la Pérdida Fiscal (PF) como:

$$PF = IA - D_{Art.46t}$$

siempre y cuando:

$$D_{Art.46t} > IA$$

De modo similar a un contrato la Utilidad Fiscal (UF) y la Pérdida Fiscal (PF) aritméticamente son iguales, pero con diferentes condiciones de frontera:

$$IA - Deducción_t = \begin{cases} UF, & D_{Art.46t} \leq IA \\ PF, & D_{Art.46t} > IA \end{cases}$$

En caso de un saldo a favor, el Estado no pagará de manera monetaria dicho saldo al asignatario. Sin embargo, se permite la deducción de impuestos de estos saldos en un plazo máximo de quince ejercicios siguientes hasta agotarlo.

$$\text{Resultado Fiscal} = \text{Utilidad Fiscal} - \text{Pérdida Fiscal}_{t \leq 15 \text{ ejercicios}}$$

$$RF = UF - PF_{t \leq 15 \text{ ejercicios}}$$

Con el resultado fiscal calculado para cada periodo, se procede a calcular el ISR:

$$\text{Impuesto Sobre la Renta} = 30\% * \text{Resultado Fiscal}$$

$$ISR = 30\% * RF$$

II.4.3. Elementos de la Asignación

A continuación, se describirán los elementos de los Títulos de Asignación que se habían otorgado a Pemex para Trión.

- **Términos y condiciones Exploración**

Estipula que los trabajos de exploración serán llevados a cabo mediante lo establecido en el Plan de Exploración y conforme al Compromiso Mínimo de Trabajo. De manera similar a un contrato, cada asignación posee su propio Compromiso Mínimo de Trabajo.

Para el caso de los Títulos de Asignación de Trión que se habían otorgado a Pemex, el Periodo Inicial de Exploración tiene una duración de tres años mientras que el Periodo Adicional de Exploración dos años. Este último tendrá que ser solicitado por el asignatario, siempre y cuando cumpla con el Compromiso Mínimo de Trabajo. La fase exploratoria de estos Títulos de Asignación concluía cuando se declaraba un

“descubrimiento comercial”, esto es, aquellos descubrimientos que se puedan desarrollar y producir bajo una base comercial que considera factores técnicos y económicos. De igual modo, la fase de exploración culmina si el asignatario declara el Área de Asignación como no comercial.

De manera general, en las asignaciones si no se hace la declaración conforme a los tiempos establecidos, el asignatario pierde los derechos de exploración y extracción sobre el área de asignación.

- **Términos y condiciones Extracción**

De igual forma que en la fase de exploración, un asignatario debe entregar un Plan de Desarrollo para la Extracción donde se acredite el cumplimiento de las capacidades técnicas, financieras y de ejecución para llevarlo a cabo. Aunado a lo anterior, las actividades se deben llevar a cabo en términos del Compromiso Mínimo de Trabajo anexo. Cuando se trate de causas justificadas, con previa autorización de la CNH el asignatario tiene derecho de posponer o suspender los trabajos establecidos en el Plan.

Otro derecho adicional del asignatario es el de modificar el Plan de Desarrollo para la Extracción. Lo anterior en virtud de la posibilidad de que los hidrocarburos se encuentren en una zona diferente a la contemplada en el Plan. Para ello, el asignatario debe avisar a la SENER y presentar a la CNH la modificación, lo que traería consigo no solo la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción, sino del Título de Asignación.

- **Condiciones y mecanismos para la reducción o devolución del área de asignación**

Los Títulos estipulan que se puede dar una reducción del Área de Asignación, sin embargo, esto no quiere decir que las obligaciones del asignatario respecto al Compromiso Mínimo de Trabajo disminuyan. En concreto, la disminución se podrá efectuar cuando el asignatario modifique el Plan de Exploración o Plan de Desarrollo para la Extracción. En ese caso, el asignatario está obligado a devolver la parte del Área de Asignación no incluida en los planes.

Por otro lado, el asignatario tiene derecho a solicitar por sí mismo una reducción directa del área, con previa autorización de la SENER. Otra opción, es que el asignatario tiene derecho a no continuar con los trabajos de exploración o extracción cuando este lo decida. Para tal fin, deberá avisar a la CNH sobre esta renuncia la cual será aprobada por la SENER. Al devolver el área de asignación al Estado, el asignatario no está sujeto a la obligación de pagar cargo o indemnización alguna. Simplemente renuncia a los derechos sin erogar nada a cambio. El asignatario deberá realizar tanto el taponamiento como el abandono de pozos, la limpieza, restauración y el retorno del Área a su estado natural, su desmantelamiento, retiro de maquinaria y equipos. El proceso de devolución se llevará a cabo por escrito a la SENER y la CNH, quienes emitirán la aprobación correspondiente.

- **Derechos del Asignatario**

Para el caso de los Títulos de Asignación que tenía Trión antes de la migración, se contemplan claramente siete derechos para el asignatario (Pemex) más un octavo que contempla la posibilidad de derechos adicionales:

- 1) Ejecutar estudios, trabajos y obras para llevar a cabo las actividades de exploración y extracción en el Área de Asignación.
- 2) Reportar para efectos contables y financieros la asignación que se tiene otorgada. Este derecho también está expresado en el artículo 45 de la Ley de Hidrocarburos (LIH), tanto para asignatarios como para contratistas. En el caso del contratista el derecho aplica a su respectivo contrato. Lo anterior siempre y cuando se afirme que los hidrocarburos que se encuentren en el subsuelo sean propiedad de la Nación.
- 3) Ceder la asignación con previa autorización de la SENER.
- 4) Renunciar a la asignación, con previa aprobación de la SENER y con aviso a la CNH.
- 5) El derecho de celebrar contratos de servicios con particulares para llevar a cabo las actividades de la asignación.
- 6) Proponer a la SENER la autorización de una migración de la asignación al esquema de un contrato.
- 7) Aprovechar comercialmente la información que obtenga con motivo de las actividades de reconocimiento y exploración superficial que realice.
- 8) Lo demás que, conforme a las disposiciones aplicables, sean necesarios para llevar a cabo las actividades de exploración y extracción en el área de asignación.

- **Obligaciones del Asignatario**

Ambos Títulos de Asignación contemplaban las mismas obligaciones, entre ellas, se encuentran:

- 1) No poder ceder o traspasar la asignación sin la autorización correspondiente.
- 2) Será responsable de los residuos, derrames de hidrocarburos o demás daños que resulten, en términos de las disposiciones jurídicas aplicables.
- 3) En caso de emergencia o siniestro, debe proporcionar el auxilio que sea requerido tanto por las autoridades competentes, como por otros asignatarios o contratistas, en la medida de sus posibilidades. El responsable de la asignación deberá reembolsar los costos erogados derivados del auxilio proporcionado a los asignatarios y contratistas que proporcionaron auxilio.
- 4) Cumplir en tiempo y forma con las solicitudes de información y reportes que requiera la SENER, SHCP y la Secretaría de Economía (SE). De igual forma, el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo y demás autoridades competentes, en el ámbito de sus respectivas facultades.
- 5) Avisar a las autoridades competentes sobre cualquier siniestro, hecho o contingencia que, como resultado de sus operaciones, ponga en riesgo la vida, la salud y seguridad públicas. Del mismo modo, el medio ambiente, la seguridad de las instalaciones o la producción de hidrocarburos.

- **Revocación de la Asignación**

Respecto a la revocación, la SENER podrá revocar la asignación cuando el asignatario no mantenga vigentes las garantías y seguros conforme a la regulación correspondiente. Del mismo modo, cuando el asignatario incumpla las obligaciones que le imponga el régimen fiscal correspondiente. Esto último se podría traducir como el incumplimiento en tiempo y forma de los pagos de impuestos.

En otro orden de ideas, dentro de la forma de proceder respecto a la revocación, en casos donde el asignatario tenga el derecho de adquirir activos arrendados, deberá ejercer la opción de transferencia, salvo que cuente con la autorización previa o por

escrito de la CNH para no ejercer dicha opción. Es decir, durante la devolución del área contractual, la adquisición de activos por parte del asignatario estará sujeto a lo que indique la CNH. En cuanto a contratos para utilizar equipos de perforación, el asignatario deberá renovar o extender el periodo de contratación, de igual forma, ceder el derecho de dicha opción a otra EPE o a un particular que la CNH indique¹²⁶.

II.5. Método de Evaluación

En este apartado, se abordarán los elementos característicos de la evaluación económica de proyectos. Para tal fin, se definirá qué es un proyecto y las etapas de la evaluación económica de proyectos: Estudio legal, estudio de mercado, estudio técnico y finalmente las herramientas económicas para la evaluación. Con esta información se podrá definir la evaluación económica para Trión, bajo dos alternativas jurídicas: Contrato y Asignación.

II.5.1. Generalidades de un Proyecto

Para comenzar, “un proyecto se define como un esfuerzo temporal que se lleva a cabo para crear un producto, servicio o resultado único”¹²⁷. Los proyectos cumplen sus objetivos o su razón de ser cuando estos generan “entregables” que pueden ser tangibles o intangibles. Un entregable puede ser un producto, un resultado, o un servicio para completar un proceso, fase e incluso un proyecto. Dado su carácter temporal, poseen un inicio y un fin que dependen entre otras cosas de objetivos cumplidos, objetivos no cumplidos, financiamiento agotado o no disponible, existencia de la necesidad a satisfacer, causa legal y disponibilidad tanto de recursos humanos como físicos.

Otro punto importante es que los proyectos son capaces de modificar las organizaciones de un estado a otro con la finalidad de que se logre el objetivo. De la misma manera, los proyectos generan un beneficio cuantificable neto que se deriva de una iniciativa de negocio, es decir, valor de negocio.

Para ilustrar un consenso de lo que debe ser un proyecto, la Guía del *Project Management Body of Knowledge* (PMBok) publicado por el *Project Management Institute*, asocia diferentes entidades relacionadas a la gestión de proyectos. El PMBoK establece cuatro categorías generales de contexto de inicio de proyecto.

En primera instancia, cumplir con requisitos regulatorios, legales o sociales. En segundo lugar, que la empresa busque satisfacer las solicitudes o necesidades de los interesados. En tercer lugar, implementar o cambiar las estrategias de negocio o tecnológicas. Por último, crear, mejorar o reparar productos, procesos o servicios.

De tal manera que un proyecto posee un Ciclo de Vida, que se define como una serie de fases tales como:

- a. Inicio del Proyecto
- b. Organización y Preparación
- c. Ejecución del Trabajo
- d. Finalización del Proyecto

¹²⁶ (SENER, 2014)

¹²⁷ (PMI, 2017)

Del mismo modo se consideran también los Procesos de la Dirección de Proyectos que se ejecutan mediante actividades cuya finalidad es gestionar el Ciclo de Vida del proyecto. Vale la pena mencionar que los Procesos se aplican a nivel mundial en todas las industrias. Cada actividad produce “salidas” que pueden ser entregables o resultados. En general, las salidas de los Procesos de Dirección de Proyectos (excepto el Proceso de Cierre) tienen como resultado la entrada a otro Proceso o en otros casos, la Fase del Proyecto. Son cinco los Grupos de Procesos de la Dirección de Proyectos:

- 1) Procesos de Inicio
- 2) Procesos de Planificación
- 3) Procesos de Ejecución
- 4) Procesos de Monitoreo y Control
- 5) Procesos de Cierre

Estos procesos anteriores funcionan también para llevar a cabo las denominadas Áreas de Conocimiento. Las cuales se definen como aquellos procesos necesarios para el desarrollo de un proyecto o la dirección de proyectos. Su particularidad es que auxilian a la dirección de un proyecto y se identifican por sus requisitos de conocimientos. Esto es, tener sus propios procesos, entradas, salidas, herramientas y técnicas. Existen diez Áreas de Conocimiento generales que regularmente se utilizan en un proyecto, cada uno es motivo de explicaciones extensas y detalladas pero que se resumen a continuación:

1. **Gestión de la Integración del Proyecto:** Son aquellas actividades que tienen como objetivo identificar, definir, combinar, unificar y coordinar las demás actividades y procesos de dirección del proyecto.
2. **Gestión del Alcance del Proyecto:** Incluye las actividades o procesos necesarios para garantizar que el proyecto tenga lineamientos requeridos para poder llevarse a cabo con éxito.
3. **Gestión del Cronograma del Proyecto:** Se refiere a los procesos que se requieren para administrar la finalización del proyecto satisfactoriamente
4. **Gestión de los Costos del Proyecto:** Todo lo relacionado a planificar, estimar, presupuestar, financiar, gestionar y controlar los costos. Adicionalmente, su función es asegurar que el proyecto se ejecute dentro del presupuesto aprobado.
5. **Gestión de la Calidad del Proyecto:** Su objetivo es la política de calidad para organizar la planificación, gestión y control de los requisitos de calidad tanto del proyecto como del producto.
6. **Gestión de los Recursos del Proyecto:** Son los procesos para identificar, adquirir y gestionar los recursos para la correcta ejecución del proyecto.
7. **Gestión de las Comunicaciones de Proyecto:** Su objetivo central es la disposición de la información. De igual forma, todo lo relacionado a su oportuna y adecuada recopilación, creación, distribución, almacenamiento, recuperación, control y monitoreo.
8. **Gestión de los Riesgos del Proyecto:** Incluye todo lo relacionado con las actividades de planificación de la gestión, identificación, análisis, planificación de respuesta y monitoreo de los riesgos del proyecto.
9. **Gestión de las Adquisiciones del Proyecto:** Son las actividades encargadas para la compra o adquisición de los productos, servicios o resultados requeridos externos a los del equipo del proyecto.
10. **Gestión de los Interesados del Proyecto:** Son las actividades y procesos para identificar a las personas, grupos u organizaciones que pueden afectar o ser afectados por la existencia del proyecto. Adicionalmente, desarrollar estrategias de

gestión adecuadas a fin de lograr la participación de los interesados en las decisiones y en la ejecución del proyecto.

Finalmente, para decidir si un proyecto debe ejecutarse o no, es necesario realizar una serie de estudios: De viabilidad comercial, técnica, legal, de impacto ambiental, económica y financiera. No obstante, existen alternativas de proyectos que pueden ser no redituables en el ámbito económico, sin embargo, por razones estratégicas, humanitarios o de otras índoles subjetivas podrían hacer recomendable su elección.

II.5.2. Estudio Legal

Un proyecto por muy rentable que sea debe acatar las disposiciones jurídicas vigentes¹²⁸. Para empezar, existen diferentes maneras de cómo se puede constituir una empresa o sociedad, razón por la cual existen diferentes tipos de sociedades que se permiten asociaciones o alianzas mientras que existen sociedades que las prohíben. Ya sea en la aportación de los factores de producción (dinero, tecnología, organización, experiencia) como en las utilidades que cada una recupere. Los contratos toman relevancia, porque de ellos depende los lineamientos y alcances legales del proyecto. Las estipulaciones de un contrato tienen un efecto significativo en los flujos de efectivo de un proyecto. Ejemplos de ello son las erogaciones iniciales, pago de bonos, regalías por determinada cantidad de productos o por determinada cantidad de usuarios y clientes.

Otro punto importante son las instituciones que intervienen en la decisión de la realización de un proyecto, por ejemplo, las encargadas de regular su operación y actividades comerciales.

Por otro lado, el Estudio Legal es necesario para tener conocimiento de la legislación tributaria tales como impuestos, contribuciones y tasas dado que repercuten en la evaluación económica del proyecto. Tan solo el efecto de los impuestos sobre los flujos de efectivo del proyecto puede alterar la decisión final de la ejecución. Uno de los impuestos más significativos es el Impuesto Sobre la Renta, que es el monto con base en el ingreso bruto que debe declararse a una institución gubernamental de nivel federal (o de menor nivel)¹²⁹.

II.5.3. Estudio de Mercado

Un estudio de mercado es importante porque se obtiene información de la demanda del bien o servicio que se va a fabricar. Del mismo modo, se obtiene el comportamiento de la oferta a lo largo del tiempo, de los clientes potenciales y actuales del bien o servicio. Además, implica la elección del segmento del mercado el cual tomará participación el proyecto y considerar los competidores actuales o potenciales. Por último, proporciona información para establecer el precio del producto que los clientes estarán dispuestos a pagar. En general:

- **Análisis de la Oferta:** Es la cantidad de producto que la organización, empresa o fabricante está dispuesta a ofrecer a un precio determinado. Existe una amplia gama de variables que intervienen en la definición de la relación cantidad/precio, estas pueden ser la disponibilidad y costos de los insumos, materias primas y el grado de

¹²⁸ (Baca, 2013)

¹²⁹ (Blanck & Tarquin, 2006)

desarrollo tecnológico del sector. De la misma manera, no hay que perder de vista la competencia del sector, el número de proveedores, de compradores, los apoyos gubernamentales y disposiciones fiscales.

- **Análisis de la demanda:** Consiste en conocer si los consumidores están dispuestos a comprar un producto a un determinado precio. En este caso, las variables que intervienen son la necesidad que existe por el producto y el precio. De la misma manera la preferencia de los clientes, la rivalidad entre competidores, la cantidad y precios del producto sustituto.
- **Análisis de los precios:** Se trata de la cantidad monetaria en que un artículo se pueda vender. La definición de este elemento es importante porque eventualmente afecta la participación que tiene una empresa en el mercado. Además, afecta la decisión de los clientes, del mismo modo, los costos globales debido al nivel de utilización de la capacidad instalada y el consumo de los recursos. La fijación de los precios es complicada si se trata de un mercado global, porque está sujeto a las fluctuaciones del tipo de cambio de las monedas y costos de transportes internacionales¹³⁰.

II.5.4. Estudio Técnico

Indica el perfeccionamiento del funcionamiento del proyecto hasta llegar al diseño o solución definitiva. Además de la viabilidad técnica, debe mostrar y justificar cuál es la alternativa que mejor se adapta a los criterios de optimización aplicables. Con las decisiones adoptadas, se determina el capital y mano de obra para ejecutar el proyecto y ponerlo en operación. Lo anterior depende en buena medida del tamaño del proyecto, que a su vez, en términos técnicos, depende tanto del tiempo de funcionamiento como de la inversión.

Otro factor por considerar es que el estudio técnico tiene por objetivo proveer información para cuantificar el monto de las inversiones y por consiguiente los costos de operación del proyecto. Los aspectos técnicos incluyen el diseño de la planta o las edificaciones, del mismo modo los tipos y especificaciones del equipo o infraestructuras. De igual forma, tipo y cantidades de insumos a consumir, su proceso productivo y las características del producto final. Básicamente consiste en definir tamaño adecuado del proyecto, localización, ingeniería, cronograma de realización, entre otros. El tamaño del proyecto se refiere a la escala o nivel de producción que puede alcanzar, esto es, la capacidad de producción a la que se ha decidido operar. Una pequeña planta que produce cierta cantidad de bienes puede aumentar su capacidad de producción cuando aumenta su tamaño, es decir, existe un escalamiento de su economía. Por lo tanto, el tamaño depende por un lado de las dimensiones de las instalaciones, capacidad máxima de producción y por el otro, de los aspectos tanto técnicos como económicos.

Concerniente a la localización del proyecto por parte de la organización o empresa que ejecuta el proyecto, autores como el economista alemán Alfred Weber identificaron que disminuir en la medida de lo posible costos de transporte y localizarse cerca de fuente de materias primas garantizan un costo más bajo de producción. La localización óptima es el punto del costo mínimo del transporte, se decide a partir del peso, volumen de materias primas, producto final y distancia a los mercados.

¹³⁰ (Izar Landeta, 2016)

En cuanto a la ingeniería del proyecto, se puede afirmar que consiste en la elección de las diferentes alternativas de procesos productivos, por ejemplo, manuales de operación o procesos automatizados. La elección depende en gran parte de la disponibilidad del capital y las experiencias que la organización o empresa que ejecuta el proyecto posee, es decir, activos organizacionales de la empresa. Dicho de otra manera, toma lugar la elección de tecnologías, equipos necesarios, la disposición física en el sitio de producción, su costeo y evaluación económica¹³¹¹³²..

II.5.5. Estudio Económico y Financiero

En primer lugar, el estudio económico tiene por objetivo traducir en montos de dinero la información proporcionada por los estudios anteriores. Con ello se procede a elaborar propuestas de alternativas que sirvan de base para la evaluación económica. Es en este punto donde se conjugan los elementos tanto de la ingeniería económica (que se abordará más adelante) como de la disciplina ingenieril relacionada al proyecto. Se determinan costos totales de la inversión inicial, los gastos de operación y mantenimiento entre otros. Se determinan aspectos como la tasa de rendimiento, financiamiento y cálculos de flujos netos de efectivo¹³³. Sobre el estudio financiero, consiste en identificar y ordenar los elementos que intervienen en las inversiones, costos de capital y comportamiento de los ingresos del proyecto que fueron identificados en los estudios previos¹³⁴.

El estudio económico y financiero es una de las partes fundamentales dentro de la evaluación de un proyecto. Para evaluar económicamente un proyecto, se necesitan indicadores que a continuación se abordarán.

II.5.6. Ingeniería Económica

Uno de los aspectos de la ingeniería, es la toma de decisiones, es decir, elegir una alternativa de proyecto sobre otras. Para ser más específicos, las decisiones relacionadas a la manera de invertir mejor los fondos (capital) con la finalidad de agregarles valor. Al conjunto de técnicas matemáticas destinado a simplificar las comparaciones económicas y evaluar sus resultados se le denomina Ingeniería Económica.

Gracias a la Ingeniería Económica, se puede saber cómo afecta un proyecto a la entidad que lo ejecuta (institución pública, empresa privada o asociación pública privada) desde el punto de vista de los costos y/o ingresos. Por ejemplo, en el sector público existen cuestiones como la cantidad de impuestos a recaudar para mejorar el sistema de distribución eléctrica o de agua potable. Del mismo modo, el financiamiento de una red carretera y los elementos que lo conforman tales como túneles, puentes, casetas de peaje entre otras. Otro ejemplo de lo anterior, son las erogaciones que una empresa petrolera estatal tiene que hacer para construir, instalar y operar infraestructura para la extracción de hidrocarburos.

Por lo tanto, los proyectos se apoyan en los análisis de Ingeniería Económica, que involucran tres principales elementos: Flujos de efectivo, tiempo de ocurrencia y tasas de interés. Dada la naturaleza estocástica de las estimaciones, el valor esperado para el futuro

¹³¹ (Baca, 2013)

¹³² (Rojas, Álvarez, & Mesa, 2008)

¹³³ (Baca, 2013)

¹³⁴ (Rojas, Álvarez, & Mesa, 2008)

será de alguna manera diferente del valor real eventual. Lo anterior está sujeto a circunstancias cambiantes y no planificadas de los eventos que involucran el desarrollo de un proyecto. Conviene subrayar, que este conjunto de técnicas también se aplica para evaluar los resultados del pasado (evaluación ex post), de esta forma, determinar si satisficieron los objetivos y criterios especificados.

Por consiguiente, un estudio de Ingeniería Económica contempla diferentes alternativas a elegir para seleccionar la más conveniente. Las alternativas son opciones independientes que involucran parámetros como costo inicial, vida útil, egresos e ingresos anuales, tasas de interés y efecto de los impuestos sobre la renta. Para elegir una alternativa, se calculan los flujos de efectivo, que representan los ingresos y egresos estimados en valores monetarios dentro de un periodo determinado. Las variaciones de dichas estimaciones se analizan mediante un análisis de sensibilidad, el cual consisten en observar el comportamiento de los flujos.

La elección involucra criterios económicos como tasas de rendimiento, costo global menor, utilidad neta mayor, inclusive criterios no económicos e intangibles. Conviene destacar la participación de los impuestos en el comportamiento de los flujos, para ello se realiza un análisis después de impuestos para la evaluación. Por lo regular, esto último toma en cuenta impuestos sobre la renta, aunque también se incluyen impuestos al valor agregado, impuestos de importación, prediales, derechos y deducciones (de ser el caso)¹³⁵En suma, la Evaluación de Proyectos utiliza los flujos de efectivo para definir en términos financieros y económicos la viabilidad de un proyecto¹³⁶.

Es probable que la estimación de los flujos de efectivo sea la más difícil e inexacta labor dentro de un estudio de ingeniería económica debido a que son simulaciones de algo que aún no ocurre¹³⁷. Otro punto es que, se debe considerar el efecto que el proyecto tendrá sobre la fortaleza y posición financiera de la organización, compañía o empresa. Por ejemplo, las compañías con flujos de efectivo escasos puede que no soporten proyectos de gran envergadura por los altos riesgos que conlleva su ejecución¹³⁸.

- **Elementos del flujo de efectivo o de caja**

Cada elemento del flujo está definido por la cantidad del monto, la ubicación y su lugar en el tiempo. Por otro lado, las fuentes de información para obtener las cantidades del flujo son el estudio de mercado, los impuestos y en su caso las tasas de interés. Por consiguiente, un flujo de caja o un flujo de efectivo por periodo es igual a las entradas de efectivo menos las salidas:

$$\text{Flujo de efectivo} = \text{Entradas de efectivo} - \text{Salidas de efectivo}$$

Primero se tiene que estimar las entradas de efectivo mediante un estudio de mercado. Los ingresos pueden ser tanto operacionales como financieros. Los ingresos operacionales son producto del bien o servicio que genera el proyecto mientras que los ingresos financieros corresponden a inversiones de capitales externos.

¹³⁵ (Blanck & Tarquin, 2006)

¹³⁶ (Rojas, Álvarez, & Mesa, 2008)

¹³⁷ (Blanck & Tarquin, 2006)

¹³⁸ (Park, 2009)

$$\text{Entradas} = \text{Ingresos Operacionales} + \text{Ingresos Financieros}$$

En segundo lugar, se estiman las salidas de efectivo que pueden ser costos de inversión, de operación y de oportunidad. Acerca de los costos de inversión, se consideran aquellos costos que se desembolsan para crear o construir activos fijos, es decir, bienes tangibles que se utilizan para garantizar la operación del proyecto y que no son comercializables. Respecto a las inversiones en activos nominales se trata de los intangibles, tales como servicios y derechos que son necesarios para la puesta en marcha del proyecto. Otro costo de inversión es el del capital de trabajo, que permite financiar los desfases entre los egresos producto de la adquisición de insumos y los ingresos que genera el proyecto. Cabe resaltar que los costos de inversiones son de largo plazo y no son deducibles de impuestos. Respecto a los costos de operación consisten en aquellos necesarios para la elaboración del producto o servicio, del mismo modo, los costos de administración como alquileres y arriendos entran en esta categoría. Por último, se encuentran los costos de oportunidad, definidos como el valor o beneficio que genera un recurso en su mejor uso alternativo, “el verdadero valor de los recursos cuando éstos se dedican a un uso más valioso”.

En tercera instancia, se encuentran las salidas de efectivo por impuestos o pagos que se efectúan al Estado. Algunos incluyen valor sobre ventas, bienes inmuebles, consumo e Impuesto Sobre la Renta. Estos últimos son los que juegan un papel fundamental en la evaluación de proyectos, los impuestos suponen una enorme diferencia en un análisis económico de un proyecto de ingeniería. Lo más importante es conocer la aplicación de las leyes fiscales, porque puede establecer la diferencia entre aceptar o rechazar un proyecto.

Por último, se encuentra el valor de depreciación, esto es, una pérdida del valor con el uso y el tiempo. Cabe agregar que las leyes permiten deducir un cierto monto por desgaste y ruptura, deterioro natural, agotamiento u obsolescencia de la propiedad utilizada en un oficio o negocio para la generación de ingresos. El valor de depreciación ayuda a disminuir el gasto en cuanto al cálculo del Impuesto Sobre la Renta, mientras más grande la deducción, menor será el impuesto. El valor de la depreciación está en función del costo de inversión del bien, clase de propiedad, periodo de recuperación, fecha en que se puso en servicio, vida útil, valor de desecho y por último método de depreciación¹³⁹. Con los elementos anteriormente descritos, se puede inferir que:

$$\text{Ganancias Gravables} = \text{Entradas} - \text{Costos de Operación} - \text{Intereses}$$

Por último, se calculan las ganancias netas o ganancias después de impuestos:

$$\text{Ganancias Netas} = \text{Ganancias Gravables} - (\text{Impuestos} - \text{Depreciación}) \quad qq$$

Llegados a este punto, es preciso abordar algunas definiciones y precisiones necesarias para la evaluación económica de un proyecto.¹⁴⁰

¹³⁹ (Rojas, Álvarez, & Mesa, 2008)

¹⁴⁰ (Park, 2009)

- **Tasa de interés y de rendimiento**

En primer lugar, se encuentra el concepto de valor del dinero en el tiempo, que se define como la variación de la cantidad del dinero en un periodo de tiempo dado¹⁴¹.. Cuando se invierte un monto en un cierto periodo de tiempo, al final de este periodo su valor aumenta, esto sucede por el interés que la inversión paga al inversionista.

El interés es la renta que se paga por utilizar dinero ajeno. La relación entre el interés y el tiempo es la responsable de que cantidades iguales de dinero no tengan el mismo valor en diferentes puntos del tiempo. Esto último se cumple siempre y cuando la tasa de descuento del interés sea superior a cero.

Por consiguiente, el interés del dinero puede ser pagado y/o ganado. Se dice que es pagado cuando una persona u organización pide dinero o cuando lo ahorran, mientras que el interés ganado es cuando la persona u organización invierte o presta dinero y recibe una cantidad mayor. Ya sea una variante o la otra, los cálculos del interés en esencia son los mismos, aunque la interpretación difiera. Para obtener el interés que se paga por cantidades de dinero que se piden prestadas, basta con aplicar una resta:

$$\text{Interés pagado} = \text{Cantidad a pagar} - \text{Cantidad prestada}$$

En el mismo orden de ideas, la tasa de interés mide el costo o precio del dinero y se expresa como un porcentaje durante un periodo. Dicho de otra manera, para el caso de una cantidad prestada, el interés pagado se representa como porcentaje de esta cantidad:

$$\text{Tasa de interés } (i) = \frac{\sum_{t=1}^n \text{Interés}}{\text{Cantidad prestada}} * 100\%$$

Donde:

t: Unidad de tiempo de la tasa o periodo de interés, puede ser un año o un mes

n: Número de periodos

En contraste, desde la perspectiva de un ahorrador, prestamista o inversionista, el interés que se genera (interés generado) durante un periodo específico por un monto original desembolsado de tiempo es:

$$\text{Interés generado} = \text{Cantidad actual} - \text{Cantidad original}$$

Cuando el interés generado se expresa como porcentaje de la cantidad original se le denomina tasa de rendimiento:

$$\text{Tasa de rendimiento } (TR) = \frac{\sum_{t=1}^n \text{Interés}}{\text{Cantidad original}} * 100\%$$

¹⁴¹ (Blanck & Tarquin, 2006)

Donde:

t: Unidad de tiempo de la tasa o periodo de interés, puede ser un año o un mes

n: Número de periodos o vida de la propuesta de inversión

En diferentes industrias y proyectos, el término rendimiento de la inversión se emplea como sinónimo de tasa de rendimiento que genera el proyecto. La tasa de rendimiento puede recibir diferentes nombres, tales como tasa interna de rendimiento o de retorno (TIR), retorno sobre la inversión (RSI) e índice de rentabilidad (IR).

- **Tasa Interna de Retorno (TIR)**

Tasa de rendimiento que se gana de la porción de la inversión original que aún permanece sin recuperarse, por consiguiente, el saldo al final de la vida de la propuesta es cero. Del mismo modo, es un índice de rentabilidad que conceptualmente se define como una tasa de descuento que reduce a cero el valor presente, el valor futuro, o el valor anual equivalente de una serie de ingresos y egresos. Dicho de otra manera, la Tasa Interna de Retorno es aquella tasa de interés i debe satisfacer las siguientes ecuaciones:

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

$$\sum_{t=0}^n FNE(1+i)^{n-t} = 0$$

Donde:

FNE_t: flujo neto de efectivo, estimado para cada año o periodo t

n: Vida de la propuesta de inversión

i: Tasa que reduce a cero los flujos de efectivo

En la práctica, un intervalo razonable para una tasa i es considerar $-1 < i < \infty$, puesto que es raro que en un proyecto se pierda más de la cantidad invertida. Una vez obtenida la TIR, se compara con la Tasa de Recuperación Mínima Aceptable (TREMA) como criterio de aceptación de la inversión de un proyecto:

$$TIR > TREMA, \text{ se acepta}$$

$$TIR < TREMA, \text{ se rechaza}$$

Por otro lado, cuando se comparan dos alternativas de un proyecto, cuyas TIR asociadas superan a la TREMA, se elige la alternativa con mayor TIR.

- **Tasa de Recuperación Mínima Aceptable (TREMA)**

No es un indicador de rentabilidad por sí mismo, sino una tasa de descuento que se utiliza para el cálculo del Valor Presente Neto. También se le puede encontrar con el nombre de TMAR o TREMA (Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento o Tasa de

Recuperación Mínima Aceptable). La decisión de la TREMA va de acuerdo con la política de la dirección, es decir, es una tasa que se puede proponer. Sin embargo, también se puede calcular al considerar factores como los riesgos asociados al proyecto, disponibilidad de dinero de la empresa y la tasa de inflación. Para exploración y producción, se utiliza la siguiente ecuación¹⁴²

$$TREMA = CPPC + \text{Riesgo País} + \text{Puntuación de Riesgo}$$

Donde:

Riesgo país: Prima de riesgo por invertir en el país donde se lleva a cabo el proyecto

Puntuación de riesgo: Riesgo de un proyecto de petróleo y gas tanto para exploración como para producción, toma en cuenta su localización, actividad y tipo de perforación (costa afuera, aguas profundas o en tierra firme)

CPPC: Costo Promedio Ponderado de Capital

$$CPPC = \frac{D}{D+E} * K_d * (1-T) + \frac{E}{D+E} * K_e$$

$\frac{D}{D+E}$: Porcentaje de deuda en el capital de la empresa

K_d : Costo de la deuda

T : Tasa impositiva de la empresa

$\frac{E}{D+E}$: Porcentaje del valor de las acciones en el capital de la empresa

K_e : Costo de capital

- **Valor Presente Neto (VPN)**

Es uno de los indicadores más utilizados dentro de la evaluación de proyectos, gracias a su cálculo, se puede conocer la equivalencia en el tiempo cero de los flujos futuros que genera un proyecto. De esta manera, se compara la equivalencia del capital con la cantidad de dinero que se invierte inicialmente en un proyecto¹⁴³. Dicho en otras palabras, es un valor monetario obtenido al extrapolar cantidades de dinero futuras a su valor presente, con una determinada tasa de descuento. Por consiguiente, los flujos de efectivo trasladados al presente se les llama flujos descontados. Para calcular el VPN se debe conocer el tiempo de duración o vida útil del proyecto, ingresos y egresos en el tiempo, tasa de descuento y valor de mercado del proyecto¹⁴⁴. La tasa de rendimiento a utilizar puede ser la TREMA:

$$VPN = FNE_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FNE_t}{(1+i)^t}$$

¹⁴² (Zarpani, 2016)

¹⁴³ (Coss Bu, 1995)

¹⁴⁴ (Rojas, Álvarez, & Mesa, 2008)

Donde:

VPN: Unidad de tiempo de la tasa o periodo de interés, por lo regular un año o un mes

FNE₀: Inversión inicial o flujo neto de efectivo en el periodo cero

FNE_t: Flujo neto de efectivo del período *t*

n: Número de períodos de vida del proyecto

t: Período en que se efectúa la evaluación del flujo

i: Tasa de retorno mínima aceptable (TREMA o TMAR)

Un VPN positivo significa que las entradas de efectivo son mayores que las salidas, por consiguiente, el proyecto genera ganancias. Si es negativo, desde el punto de vista económico el proyecto se debe rechazar. Sin embargo, en el caso de que sea igual a cero significa que el proyecto no genera ganancias ni pérdidas económicas:

$VPN > 0$, se acepta la inversión

$VPN = 0$, el inversionista permanece indiferente

$VPN < 0$, se rehaza la inversión

Las decisiones anteriores funcionan cuando se evalúa un solo proyecto. Cuando se trata de varias alternativas, de acuerdo con este criterio, se elige aquella con VPN mayor. Por otro lado, se puede presentar casos donde las ganancias sean iguales para diferentes alternativas y proporcionen la misma cantidad de utilidades. Dado que se generará la misma cantidad de ingresos, lo que se toma en cuenta es elegir una alternativa con la menor inversión o costo. Para ello, se elige la alternativa con el costo de producción a valor presente más bajo durante la vida de servicio¹⁴⁵.

- **Período de Recuperación de Capital o inversión**

Es el tiempo estimado que tomará un proyecto en ser pagado, es decir, el tiempo que tardan los ingresos estimados y otros beneficios económicos en ser recuperados con una tasa de descuento establecida¹⁴⁶. Se determina mediante las restas sucesivas de los flujos de efectivo a la inversión original, de tal modo que ésta quede saldada. El criterio consiste en que, si la inversión se amortiza en un menor o igual horizonte que el de la vida del proyecto, se considera viable, en caso contrario, se rechaza¹⁴⁷. La expresión para este indicador es:

$$0 = FNE_0 + \sum_{t=1}^{t=n_p} \frac{FNE_t}{(1+i)^t}$$

Donde

FNE₀: Inversión inicial o flujo neto de efectivo del periodo cero

FNE: Flujo Neto de Efectivo, estimado para cada año o periodo *t*

¹⁴⁵ (Park, 2009)

¹⁴⁶ (Blanck & Tarquin, 2006)

¹⁴⁷ (Rojas, Álvarez, & Mesa, 2008)

t: Periodo de tiempo que representa un año

i: Tasa de descuento establecida, por lo general la TREMA

Después de n_p años, los flujos de efectivo habrán recuperado la inversión. En el análisis del periodo de recuperación, todos los flujos de efectivo posteriores al periodo n_p son despreciables. Comúnmente los proyectos tienen diferentes alternativas que poseen periodos de recuperación más corto que otras alternativas. Esta variación puede deberse a políticas de la organización (contratos, metas, etc.) o bien, por la naturaleza del proyecto como el caso de la vida útil que pueda tener¹⁴⁸. En el caso de evaluarse dos alternativas de proyecto, el criterio será elegir aquella alternativa que garantice un periodo de recuperación de capital menor.

En efecto, se debe calcular para obtener información complementaria respecto a la toma de decisiones de un proyecto, no como medida primaria de valor. Es importante que el rendimiento requerido sea mayor a cero, no obstante, en la práctica se suele determinar con un criterio de no rendimiento, esto es $i=0\%$. Lo anterior debido a que se busca depurar el proyecto o determinar si es viable una cierta consideración. En este caso, n_p sirve tan solo como indicador inicial de que la alternativa no es perjudicial, por lo tanto, no considera el valor del dinero en el tiempo como para tener un criterio completo de viabilidad. Consecuentemente, es imprescindible calcular otros indicadores de rentabilidad. La expresión queda como:

$$0 = -FNE_0 + \sum_{t=1}^{t=n_p} FNE_t$$

Y si $i=0\%$, con un flujo de efectivo neto uniforme, se resuelve directamente para n_p :

$$n_p = \frac{P}{FNE}$$

El uso de este indicador como herramienta para una selección final de alternativas sin rendimiento no es recomendable. En primer lugar, porque se omite el valor del dinero en el tiempo. En segunda instancia, porque ignora todos los flujos netos de efectivo posteriores a n_p incluso aquellos flujos de efectivo positivos que pudieran contribuir al rendimiento de la inversión.

- **Beneficio Costo**

Se utiliza principalmente cuando se trata de proyectos del sector público puesto que ofrece un parámetro fundamental para la toma de decisiones. Existen diversas variaciones, pero el enfoque es el mismo, básicamente todos los cálculos costo/beneficio deben convertirse en una unidad monetario de equivalencia común (valor presente o valor futuro) a la tasa de descuento o interés¹⁴⁹.

¹⁴⁸ (Park, 2009)

¹⁴⁹ (Blanck & Tarquin, 2006)

Relaciona los beneficios descontados respecto a los costos descontados. La medida de valor equivalente es el valor presente (VP), aunque también se puede utilizar el valor futuro (VF). De manera convencional, la expresión para el cálculo de este indicador es:

$$\frac{B}{C} = \frac{VP(\text{Beneficios del Proyecto})}{VP(\text{Costos totales del Proyecto})}$$

Si a la expresión anterior, se le agregan los conceptos de costos de operación y mantenimiento de la primera expresión y se les trata como resta de los beneficios, se cuenta con la siguiente expresión:

$$\frac{B}{C} = \frac{VP(B) - VP(O \text{ y } M) - VP(C)}{VP(I)} \dots (2)$$

Donde:

VP(B): Valor presente de los Beneficios de la alternativa

I: Inversión inicial de la alternativa o valor presente de las inversiones

VP (O y M): Valor Presente del Costos de Operación y Mantenimiento del proyecto

VP(C): Valor presente de los contrabeneficios

De ésta forma, los costos de mantenimiento y operación se anteponen en el numerador a los beneficios. Asimismo, los beneficios se ven disminuidos por los contrabeneficios, definidos como aquellas desventajas económicas indirectas de los propietarios o participantes que van a ejecutar el proyecto.

Si $B/C > 1$, el proyecto es económicamente recomendable

Si $B/C < 1$, el proyecto no se recomienda desde el punto de vista económico

Si $B/C = 1$, los ingresos del proyecto apenas cubren los costos¹⁵⁰

En último caso, los factores no económicos ayudarán a tomar la decisión de la mejor alternativa.

- **Valor Anual Equivalente (VAE)**

Se le puede denominar de varias maneras: Valor Anual Equivalente (VAE), Costo Anual Equivalente (CAE), Equivalente Anual (EA) y Valor Uniforme Equivalente (VAUE). El Costo Anual es el valor anual uniforme equivalente de todos los ingresos y egresos, estimados durante el ciclo de vida del proyecto o alternativa. Es el equivalente del valor presente para una tasa de descuento de n periodos.

¹⁵⁰ (Rojas, Álvarez, & Mesa, 2008)

Se aplica a cada periodo del ciclo de vida y para cada ciclo de vida adicional. Es decir, el VAE se calcula exclusivamente para un ciclo de vida, por consiguiente, el ciclo de vida de una alternativa determina el VAE para todos los ciclos de vida futuros¹⁵¹.

La alternativa a elegir es aquella con el menor costo anual equivalente (alternativas de servicio) o el mayor ingreso equivalente (alternativas de ingresos). De igual forma se aplica para proyectos mutuamente excluyentes, es decir, que excluyen la elección de las demás alternativas¹⁵².

$$VAE = VP \left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$$

Donde:

VP: Valor Presente

i: Tasa de rendimiento de la alternativa de proyecto

n: Ciclo de vida del proyecto o número de años para la comparación de alternativas

Para alternativas mutuamente excluyentes, la elección es la siguiente:

Para una alternativa:

$$VA \geq 0$$

Para dos o más alternativas:

Se elige el costo mínimo o el ingreso máximo reflejados en el valor VAE (numéricamente más grande)

II.6. Planificación Estratégica

La Planificación Estratégica puede tener sinónimos como Planificación de Largo Alcance, Planificación Formal, Planificación Integral, entre otras combinaciones. Steiner lo define como:

Una herramienta para que una organización desarrolle planes con la finalidad de implementar políticas y estrategias para lograr objetivos precisos. Para ello tiene que formalizar dichos objetivos, propósitos, políticas y estrategias¹⁵³.

Esta organización puede ser militar, empresarial o incluso gubernamental. Se deben tener en cuenta las expectativas de los principales intereses externos de la organización, ya sea accionistas, clientes o la sociedad en general. Del mismo modo los intereses internos, es

¹⁵¹ (Blanck & Tarquin, 2006)

¹⁵² (Park, 2009)

¹⁵³ (Steiner, 1979)

decir, la de altos mandos y trabajadores de la organización. Los intereses internos deben ser evaluados y también direccionados en el proceso de la planificación.

Para una planificación estratégica, también se debe tomar en cuenta la información relacionada al desempeño histórico de la organización, situación actual y situación futura. Para ello cada organización puede auxiliar en su historial de producción, ventas, retornos de inversión, presencia en el mercado, productividad de los empleados y la capacidad para brindar servicios o fabricar productos. En concreto, gracias a esta información se considerarán líneas de acción para el proceso de planificación.

Finalmente se tiene la etapa de la elaboración del análisis FODA, cuyo acrónimo hace referencia a: Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas. Este proceso es crítico en la Planificación Estratégica, puesto que permite trazar oportunidades y amenazas futuras.

II.6.1. Formulación de Estrategias

Los pasos para la formulación de las estrategias se pueden resumir de manera general en los siguientes puntos:

- 1. Reconocimiento de diferentes insumos organizacionales:** Especialmente los objetivos que los beneficiarios aportan al proyecto. También están los accionistas, los empleados, instituciones financieras entre otros interesados.
- 2. Preparación del perfil del proyecto a emprender:** Se compone de un elemento geográfico que se refiere a la extensión territorial de sus competencias u operaciones. Ya sea que se limiten a su país de origen o bien pueden conducir su negocio hacia otros continentes. Otro elemento importante es la competitividad, que considera factores como el precio, calidad, servicio, innovaciones de productos, instalaciones y ubicaciones. La competitividad también incluye la identificación de factores clave de éxito, que tienen que ser evaluados y enlistados. Debe tener como objetivo tanto la situación presente como la situación a futuro.
- 3. Identificación del ambiente externo actual de la organización:** Se refiere a la identificación de las amenazas y oportunidades. Por ejemplo, las amenazas pueden ser la inflación, cambios tecnológicos o ciertas acciones gubernamentales. Sin embargo, se debe ser capaz de crear estrategias para contrarrestar o atenuar tales amenazas. Por ejemplo, los cambios tecnológicos pueden venir de las exigencias de los consumidores, por consiguiente, la amenaza radica siempre en el alto riesgo de introducir una innovación y la tasa de fallas que pueda acarrear. Otro factor de amenaza es el mercado y la competencia. Por consiguiente, se debe conocer a las organizaciones con las que se comparte el mercado y cuáles pueden ser sus debilidades y oportunidades.
- 4. Elaboración de un pronóstico y predicciones del futuro del ambiente:** Precisamente, se trata de elaborar y planificar estrategias con la información recolectada. Se debe anticipar cambios en el ambiente en el que se desenvuelve el proyecto a emprender.
- 5. Elaboración de auditoría de recursos con énfasis en las fortalezas y debilidades internas:** Un ejemplo de ello es gestionar la fuerza laboral, su talento y su capacitación. Del mismo modo, la inversión en investigación y desarrollo para la mejora de capacidades productivas. Dentro del análisis interno se debe también

considerar evaluaciones económicas, es decir el capital de la organización, situación fiscal y financiera. El abordaje de la gestión financiera debe permitir una planificación financiera de largo plazo. Esto es, que permita ser congruente con los objetivos y propósitos de la mejora de la organización o de algún proyecto que se quiera emprender. Adicionalmente, otros factores internos para ser considerados son las patentes e invenciones con las que se cuentan o se desean contar en un determinado periodo de tiempo.

6. **Desarrollo de estrategias, alternativas, tácticas y otras acciones:** En este paso se desarrollan las estrategias para atenuar las amenazas externas y fortalecer la capacidad interna de la organización. Ejemplos de alternativas son enfocar esfuerzos en un objetivo o propósito específico que no represente mucho desgaste para la organización y de este modo disminuir riesgos. Otro enfoque común es el caso del desarrollo o mejora de nuevas tecnologías. Las organizaciones que son vulnerables a la obsolescencia quizá deban correr el riesgo que pueda representar la innovación mediante investigación y desarrollo. Otro ejemplo de estrategia es la internacionalización de operaciones (para el caso de organizaciones locales), es decir, replicar alguna fórmula de éxito en otros continentes o países. Finalmente, se encuentran aquellas alternativas que involucran compromisos legales o contrataciones tales como los Joint Venture entre otras modalidades. Muchas organizaciones se unen con la finalidad de unir recursos. En la industria petrolera esto común la asociación para financiar proyectos muy grandes. Variaciones de las categorías anteriores pueden combinarse para formular diferentes estrategias.
7. **Evaluación y elección de estrategias:** Se debe considerar como elemento externo la realidad y como elemento interno las capacidades de ésta. El sentido de la temporalidad juega un papel fundamental debido a que se debe hacer todo lo posible para predecir los cambios y planificar que las acciones se ejecuten en el momento oportuno. En ocasiones, ejercer estrategias cuyas acciones se ejecuten lo más pronto posible es lo deseable. En contraste, algunas situaciones pueden indicar que la organización puede no ser capaz de correr ciertos riesgos asociados a la ejecución inmediata de estrategias.
8. **Prueba de consistencia:** Se trata de examinar qué tan consistente es tanto el perfil de la organización como el estado presente y futuro del ambiente en el que se desenvuelve con la formulación de estrategias. Del mismo modo, asegurarse que los objetivos o propósitos del proyecto que emprende la organización cumpla con los objetivos y propósitos de los interesados del proyecto.
9. **Elaboración de Planes Contingentes:** Ayudan a dar una mejor respuesta ante los cambios externos que el ambiente pueda sufrir. Estos planes son cruciales para la supervivencia y el éxito de una organización.

Con la información anterior, se produce una lista de fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas. Dicha lista se puede representar en una matriz, denominada Matriz FODA. La información enlistada en la Matriz FODA es de vital ayuda para la revisión de propósitos, establecimiento de los objetivos a largo plazo y la elaboración de los programas estratégicos.

II.6.2. Matriz FODA

Es un modelo conceptual que permite formular estrategias y su análisis. Se puede comenzar el análisis de las estrategias mediante el ambiente externo, o bien, con los recursos internos de la organización. No existe un orden predeterminado, sin embargo, se sugiere comenzar con el análisis del ambiente externo.

Respecto al ambiente externo, se hace un listado de las amenazas y se inicia con aquellas amenazas inmediatas o que puedan poner en riesgo la operación de la organización. Estas amenazas deben enunciarse en la caja de Amenazas. De manera similar, las oportunidades deben estar en la caja de Oportunidades. Sobre el ambiente interno de una organización, se evalúa mediante las fortalezas y debilidades. Estos factores se encuentran principalmente en la gestión, finanzas, entre otras áreas. Finalmente, eventualmente se identifican cuatro tipos de Estrategias, tácticas y acciones en el modelo conceptual. Algunas estrategias pueden quedar superpuestas o se llevan a cabo de manera conjunta.

Estrategias DA (mini– mini): Su propósito es minimizar tanto las debilidades como las amenazas, las estrategias pueden incluir asociaciones, reducción de operaciones o la eventual disminución de la amenaza conforme el tiempo avanza. Existen casos extremos donde la organización debe analizar luchar por su supervivencia o elegir su liquidación o cierre definitivo.

Estrategias DO (mini– maxi): Las estrategias se enfocan en maximizar las oportunidades y minimiza las debilidades. Esto es, identificar las oportunidades externas y tomar ciertas decisiones para atenuar sus debilidades internas. Por ejemplo, conseguir tecnología para incorporarla en sus procesos productivos, es decir, mejorar la productividad gracias a la tecnología y disminuir la dependencia de agentes externos con respecto a la producción de bienes o servicios.

Estrategias FA (maxi – mini): Se enfoca en aprovechar las fortalezas mientras se minimizan las amenazas. Es necesario recalcar que las fortalezas se deben usar con moderación y discreción. Una excesiva muestra de fortaleza frente a las amenazas pueden dar lugar a confrontaciones perjudiciales.

Estrategias FO (maxi – maxi): En este apartado se maximizan oportunidades y fortalezas. Las estrategias deben tomar en cuenta el uso de las fortalezas para tomar ventajas del mercado (en el caso de una organización mercantil) para sus productos y servicios. Deben intentar propiciar o aprovechar escenarios o situaciones donde puedan ejercer sus fortalezas para tomar ventaja de las oportunidades. En caso de tener debilidades, las estrategias deben enfocarse en el esfuerzo por la superación de las debilidades. En caso de enfrentarse con amenazas, en este apartado deben estipularse estrategias para enfrentarlas y enfocarse en las oportunidades posteriormente¹⁵⁴.

¹⁵⁴ (Wehrich, 1982)

Tabla II-5 Matriz FODA, obtenido de Wehrich H. (1982)

Factores Internos		Factores Externos	Lista de Oportunidades Externas (O)	Lista de Amenazas Externas (A)
Factores Internos	Lista de Fortalezas Internas (F)		FO ^{Maxi-Maxi}	FA ^{Maxi-Mini}
	Lista de Debilidades Internas (D)	de	DO ^{Mini-Max}	DA ^{Mini-Mini}

Posteriormente, se procede a formular los programas maestros y/o estratégicos que contienen propósitos, objetivos y políticas. Dicho de otro modo, un plan maestro puede abordar la construcción de un activo (parque industrial entre otras infraestructuras) y los respectivos recursos para llevar a cabo dichos propósitos, objetivos y políticas. Se aglutina todo lo relacionado a las actividades de la organización como producción, financiamiento, relaciones públicas, capacidades tecnológicas, investigación y desarrollo, asuntos legales, gastos de capital, entre otras consideraciones.

Una vez hecho los planes, se procede con la implementación y revisión como último eslabón de la Planificación Estratégica. Se debe tener un control de procesos para que los planes puedan ser revisados y reevaluar sus resultados. Este proceso debe ser cíclico puesto que los planes no son un conjunto de esfuerzos estáticos, sino que deben ser mejorados y adaptados.

III. EVALUACIÓN DE PROYECTO

El presente Capítulo trata sobre la evaluación económica de la exploración y producción de Trión, bajo dos actos jurídicos o esquemas diferentes: Asignación y Contrato. Bajo este último, se considera la participación del consorcio original conformado por una empresa extranjera y una nacional (BHP Billiton/Pemex). Paralelamente, para la Asignación, la ejecución está a cargo exclusivamente por Pemex. Por consiguiente, se describirán las estipulaciones de carácter contractual, impositivo, técnico y económico de ambas propuestas.

Finalmente, se resumirán los flujos de caja y se calcularán los indicadores económicos con los cuales se podrá decidir cuál de las alternativas es más redituable.

III.1. Estudio Legal

A continuación, se presentan los datos relevantes de cada uno de los actos jurídicos evaluados en este trabajo:

III.1.1. Asignación de Derechos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos

- **Ficha de la Asignación**

Título: Asignación AE – 0092 - Cinturón Subsalino 10 / AE – 0093 - Cinturón Subsalino 11

Tipo de Acto jurídico: Asignación para realizar las Actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos

Modalidad: No Aplica.

Ronda: Ronda Cero.

Área Contractual: Trión.

Empresa: Pemex Exploración y Producción.

País de origen/constitución: México.

Tipo de Participación en el Proyecto: Operador.

Participación en el Proyecto: 100%

Socios/Accionistas: Empresa Productiva del Estado Mexicano.

Ubicación: Aguas Profundas.

Duración (años): 25

Prórrogas (años): Un periodo adicional de hasta 25 años.

Duración + Prórrogas (años): 50

Periodo de Exploración (años): El periodo inicial tendrá una duración de 3 años, más un periodo adicional de hasta 2 años.

Periodo de Evaluación: No Aplica.

- **Intereses de los actores del proyecto**

El siguiente esquema muestra la interacción entre el Estado y el Operador (PEP) dentro de un modelo de asignación para un Campo en aguas profundas. En él, se alcanza a apreciar que la mayoría de los flujos son por parte del Operador (Pemex) hacia el Estado, en contraste, el Operador solo recibe los hidrocarburos extraídos.

El Estado mexicano percibe ingresos mediante los pagos de derecho que impone a Pemex, los impuestos de la extracción y los impuestos por comercialización del hidrocarburo extraído. Vale la pena mencionar que un tercer actor interesado sería la entidad o entidades de las que Pemex se serviría para conseguir el financiamiento del Proyecto. Cosa parecida sucede con los particulares que presenten servicios especializados para actividades de exploración y extracción. No obstante, en este trabajo solo se considera la interacción entre el Estado y Pemex:

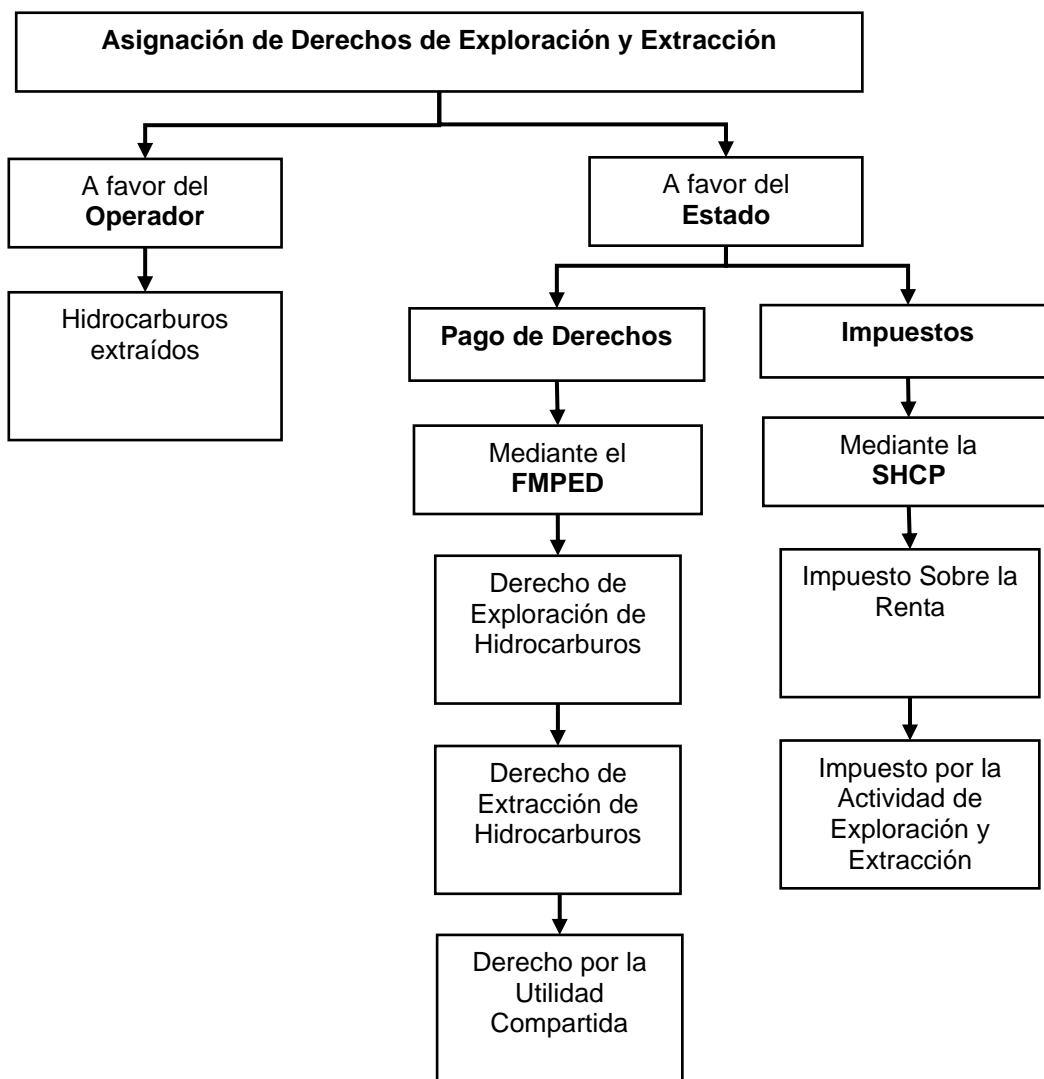


Ilustración III-1 Esquema de una Asignación de Exploración y Extracción de Hidrocarburos aplicado al Campo Trión. Elaboración propia

III.1.2. Contrato de Extracción y Exploración de Hidrocarburos en modalidad de Licencia

- **Ficha del Contrato de Licencia**

Título: Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Licencia (Aguas Profundas) Entre Comisión Nacional de Hidrocarburos y Pemex Exploración y Producción y BHP Billiton Petróleo Operaciones de México, S. de R.L. de C.V.

Tipo de Acto jurídico: Contrato

Modalidad: Licencia

Ronda: Asociaciones.

Área Contractual: Trión.

Empresa: BHP Billiton Petróleo Operaciones de México, S. de R.L. de C.V.

País de Origen: Australia.

Tipo de Participación en el Proyecto: Operador.

Participación en el Proyecto: 60%

Valor de la Regalía Adicional (%): 4.00%

Tipo de licitante: Individual.

Socios/Accionistas: BHP Billiton Petróleo Holdings de México, S. de R.L. de C.V., y BHP Billiton Petroleum (México Holdings) LLC.

Empresa: Pemex Exploración y Producción.

País de origen/constitución: México.

Tipo de Participación en el Proyecto: Socio Financiero.

Participación en el Proyecto: 40%

Socios/Accionistas: Empresa Productiva del Estado Mexicano.

Duración (años): 35

Prórrogas (años): Dos periodos adicionales. El primero de 10 años, y el segundo de 5 años.

Duración + Prórrogas (años): 50

Periodo de Exploración (años): Inicia en la fecha de firma del Contrato y concluye 4 años después de la aprobación del Plan de Exploración. Adicionalmente posee dos prórrogas de 3 años cada una.

Periodo de Evaluación: En caso de descubrimiento 3 años, a partir de la aprobación del Plan de Evaluación.

• **Los intereses de los actores del proyecto**

El consorcio Pemex Exploración y Producción (PEP) y BHP Billiton tiene derecho a las actividades de extracción y comercialización de los hidrocarburos del área contractual de Trión. En todo momento el Contratista tiene la custodia y posesión de los recursos tanto antes como después de la transmisión onerosa de los hidrocarburos. No hay que olvidar que el interés de participación de las empresas firmantes es de 60% para BHP Billiton y 40% para Pemex. Este interés, define la proporción de los hidrocarburos para las compañías que conforman la asociación. Tal como sucede en los *Farm – Out*, el actor que aporta la extensión o superficie explotable adquiere una transferencia de la producción.

Otro punto importante, es que el Contrato no obliga al Contratista a introducir o vender la producción de hidrocarburos en México. Esto quiere decir que el Estado no percibe ingresos producto de los impuestos sobre las utilidades generadas por la venta de hidrocarburos. La distribución de los ingresos que genera el proyecto queda conformada por un arreglo basado en la *Ilustración I-10* del Capítulo I de este trabajo, correspondiente a un esquema de un Contrato de Licencia (*Ilustración III-2*):

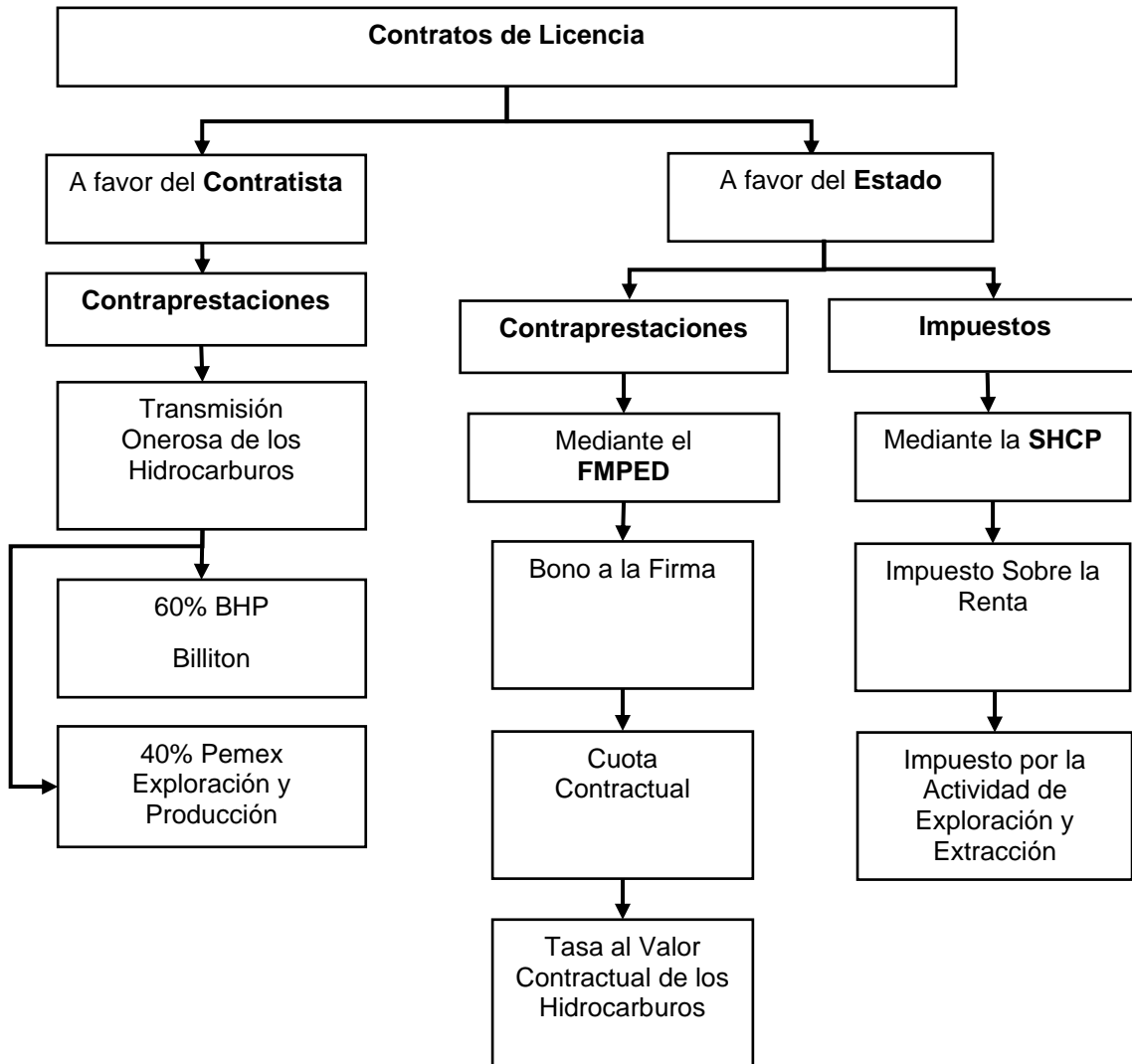


Ilustración III-2 Esquema del Contrato de Licencia del Campo Trión. Elaboración propia

III.2. Estudio de Mercado

III.2.1. Información de la oferta y demanda

En este apartado vamos a revisar la tendencia del mercado de la mercancía que el Proyecto producirá, es decir, el mercado de petróleo.

El mercado mundial del petróleo ha experimentado un aumento significativo del consumo debido a países emergentes donde uno de los grandes responsables de lo anterior es China. Precisamente, la demanda de petróleo crudo aumentó en más del 25% entre 2000 y 2017. Por otro lado, una tercera parte de la oferta la brindan los países miembros de la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo).

Al mismo tiempo, los países no miembros de la OPEP han aumentado su producción en los últimos años, especialmente como consecuencia de las técnicas de fracturación hidráulica. Destacan los países dueños de las mayores reservas de este recurso enlistados en la Tabla III-1:

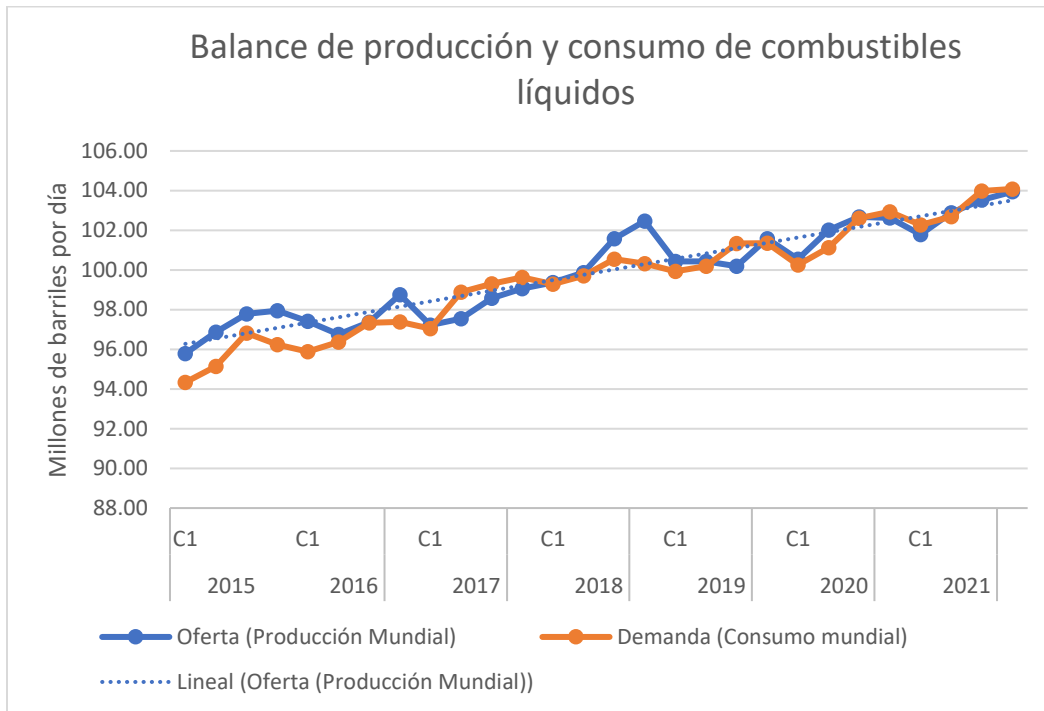
Tabla III-1 Reservas de petróleo crudo por país, en millones de barriles (MMb), información obtenida de The World Factbook de la CIA 2019

Posición	País	MMb
1	Venezuela	300,900
2	Arabia Saudita	266,500
3	Canadá	169,700
4	Irán	158,400
5	Irak	142,500
6	Kuwait	101,500
7	Emiratos Árabes Unidos	97,800
8	Rusia	80,000
9	Libia	48,360
10	Nigeria	37,060
11	Estados Unidos	36,520
12	Kazajistán	30,000
13	China	25,620
14	Catar	25,620
15	Brasil	12,700
16	Argelia	12,200

Sin embargo, las reservas no representan la cantidad ofrecida en el mercado de dicho recurso (oferta). Acerca de la oferta y demanda, la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos de América (EIA por sus siglas en inglés), una agencia del Departamento de Energía ofrece información al respecto.

La EIA estima que a principios del 2020 la demanda mundial de petróleo y combustibles líquidos se desacelere ligeramente. Del mismo modo, pronostica que la OPEP reduzca la producción de petróleo debido a la baja de la demanda. Referente a la demanda, la teoría económica establece que está dada por el ingreso que el consumidor dispone a gastar.

El consumo, es lo que determina la demanda de las mercancías. En el mismo orden de ideas, se puede apreciar en la Gráfica III-1 existen ciertos periodos de tiempo donde el consumo es superior a la oferta y viceversa.



Gráfica III-1 Mercado de combustibles líquidos, incluye petróleo. Elaborado con información de la EIA con corte en el año 2019

De lo anterior se concluye que, dado que se trata de un recurso estratégico, a mediano plazo es muy posible que no deje de existir la demanda. Más aún, se puede observar que dicha demanda aumenta conforme avanza el tiempo. Por esta razón, se concluye que para el caso de un campo como Trión, los recursos extraídos pueden ser comercializados en el mercado sin ninguna dificultad.

III.2.2. Análisis de los precios

De particular interés, es la postura de Pemex en un documento llamado Opinión Técnica sobre la procedencia de la solicitud de Petróleos Mexicanos para la migración de las asignaciones AE-0092 Cinturón Subsalino-10 y AE-0093 Cinturón Subsalino-11. A Contrato para la Exploración y Extracción (Opinión Técnica) publicado por la CNH.

Este documento presentaba un pronóstico de producciones anuales para Trión, tanto de aceite como de gas y un escenario medio de los precios del barril por año. El periodo contemplado en este documento abarca desde 2017 hasta 2041, precisamente, cuando se estima la finalización de la producción o explotación de Trión.

La elaboración de las estimaciones tomó en cuenta los precios del Istmo tanto para aceite como del Gas Natural Reynosa. Estas proyecciones son estimaciones hechas por Pemex, pero publicadas por la CNH en la Opinión Técnica.

En la Tabla III-2 se muestra las estimaciones medias anuales del precio del barril, estas estimaciones se utilizarán para el flujo de efectivo de la evaluación del proyecto. La Opinión Técnica utilizó este escenario de precios para dar su veredicto sobre la migración del Trión desde un modelo de Asignación a un Contrato. La estimación fue realizada por Pemex, que utilizó el precio del Istmo para el aceite

Tabla III-2 Escenario de precios utilizados en la evaluación de Pemex publicadas en la “Opinión Técnica”

Año	Aceite Istmo (USD/bl)
2017	\$51.35
2018	\$57.76
2019	\$59.93
2020	\$61.73
2021	\$60.91
2022	\$61.12
2023	\$61.48
2024	\$61.63
2025	\$63.08
2026	\$63.25
2027	\$63.54
2028	\$63.61
2029	\$63.82
2030	\$63.90
2031	\$63.84
2032	\$63.79
2033	\$63.76
2034	\$63.74
2035	\$63.74
2036	\$63.72
2037	\$63.72
2038	\$63.73
2039	\$63.76
2040	\$63.78
2041	\$63.79

III.2.3. Competidores

La competencia en el mercado del petróleo crudo se puede abordar tanto a nivel de países como de compañías productoras. De acuerdo con la *EIA* los diez primeros productores en el año 2018 a nivel país son los siguientes:

Tabla III-3 Principales países productores de petróleo según EIA en millones de barriles diarios (MMbd) al año 2019

Posición	País	MMbd
1	Estados Unidos de América	17.94
2	Arabia Saudita	12.42
3	Rusia	11.4
4	Canadá	5.38
5	China	4.81
6	Irak	4.62
7	Irán	4.46
8	Emiratos Árabes Unidos	3.79
9	Brasil	3.43
10	Kuwait	2.91

El listado anterior considera biocombustibles, petróleo crudo y todos los demás líquidos derivados de este ¹⁵⁵. De acuerdo con información de la *Central Intelligence Agency* (CIA por sus siglas en inglés) en el 2017 Estados Unidos se situaba como el tercer productor, detrás de Rusia y Arabia Saudita. En este mismo listado se incluía a México en el lugar decimosexto. En contraste, tal como se puede apreciar en la Tabla III-4 la EIA posiciona a este país como el primer productor mundial, sobre Arabia Saudita y Rusia ¹⁵⁶. La explicación se debe a las técnicas de fracturación hidráulica que ha permitido aumentar la producción de crudo de Estados Unidos durante los últimos quince años.

Tabla III-4 Principales empresas petroleras por volumen de producción de acuerdo con el Global Data 2018

Lugar	País	GlobalData (2018)	Producción MMbd	Propiedad
1	Arabia Saudita	DW Aramco	10.96	Nacional
2	Rusia	Rosneft	4.18	Nacional
3	Kuwait	KPC	3.41	Nacional
4	Irán	NIOC	3.26	Nacional
5	China	CNPC	2.98	Nacional
6	EE. UU	Exxon Mobil	2.29	Privada
7	Brasil	Petrobras	1.99	Nacional
8	Emiratos Árabes Unidos	ADNOC	1.97	Nacional
9	EE. UU	Chevron	1.83	Privada
10	México	Pemex	1.81	Nacional

En cuanto a la oferta, la producción se puede dividir por el tipo de compañía, a saber, compañías de capital privado o de propiedad estatal¹⁵⁷. Dentro de la lista anterior se puede apreciar que las compañías más competitivas en cuanto a producción son de propiedad estatal, las únicas dos que son propiedad privada son de nacionalidad estadounidense. Vale la pena mencionar que en el listado se encuentra Pemex, una de las petroleras que

¹⁵⁵ (U.S. Energy Information Administration, 2017)¹⁵⁶ (Fronde & Horvath, 2019)¹⁵⁷ (Central Intelligence Agency, 2017)

intervienen en Trión. La proporción entre el primer lugar de la lista con mayor producción respecto con la última es de seis veces. Concerniente a este listado, para el caso de México se espera que los ajustes realizados al marco jurídico tengan como resultado el aumento de la producción de Pemex.

III.3. Estudio Técnico

En este punto se aborda el tema del estudio técnico para llevar a cabo las actividades de exploración y extracción dentro del Campo Trión. Las descripciones de este apartado permitirán continuar con la evaluación económica del Proyecto en modalidad Asignación o en Contrato. El arreglo de las instalaciones para la etapa de extracción fue proporcionado por el Instituto Mexicano del Petróleo. Es conveniente precisar que para fines de esta este trabajo, el periodo de vida del proyecto comprende desde 2019 a 2041. Es decir, veintitrés periodos de un año si se cuenta el 2019 como el primero de ellos, tal como en la “Opinión Técnica” de la CNH. Además, partimos de la premisa de que en Asignación Pemex tiene la capacidad tecnológica para la extracción en aguas profundas, tal como su contraparte BHP Billiton en un modelo de Contrato.

III.3.1. Localización

Concerniente a la localización, en el caso particular de un proyecto aguas profundas no se pueden considerar varias ubicaciones posibles puesto que es necesario que las operaciones se lleven a cabo en el sitio donde se encuentra el recurso. Por esta situación, a diferencia de otras actividades económicas, la ubicación es inamovible y se limita al polígono del bloque que abarca Trión.



Ilustración III-3 Localización de Trión y su distancia con Great White. Elaboración propia con información del Mapa de la Industria de Hidrocarburos de la CNH

III.3.2. Fases del Proyecto Costa Afuera

En el presente apartado se describirán las actividades Costa Afuera que se han realizado en Trión de acuerdo con lo descrito en el Capítulo I de este trabajo. En los Títulos de Asignación de Derechos, se puede constatar que algunas actividades de exploración ya habían sido concluidas en Trión.

- **Exploración**

Como ya se ha mencionado, una primera fase de exploración fue llevada a cabo por Pemex. En ella, se realizaron estudios correspondientes a las disciplinas de ciencias de la tierra con la finalidad de determinar la existencia de aceite en los estratos delimitados.

Lo anterior condujo a la perforación de un pozo exploratorio *Trión-1* y un pozo delimitador *Trión-1DL*. Del mismo modo, se obtuvo información procesada tanto de sísmica 2D (287 km) como 3D (1,284 km²) de la mano de un estudio electromagnético (155 km²). De acuerdo con los grados API de las muestras obtenidas, se llegó a la conclusión de que era petróleo ligero y mediano. Más aún, la Opinión Técnica emitida por la CNH con datos de Pemex señalaba la necesidad de perforar más pozos exploratorios. Razón por la cual, era necesario asociarse con un socio experimentado, capaz de tener recursos para perforaciones en aguas profundas.

Por consiguiente, tras el fallo de la licitación para Trión, el Contratista original conformado por BHP Billiton y Pemex debía ejecutar estas actividades. En contraste, en un hipotético escenario de una Asignación para Trión sería Pemex el responsable de emprender la perforación de pozos exploratorios.

- **Desarrollo**

Respecto a las instalaciones de producción en Trión, los expertos del Instituto Mexicano del Petróleo proponen un sistema de producción flotante, donde en la parte superior se mantiene una plataforma que incluye los equipos de perforación, producción y procesamiento ¹⁵⁸. Debajo de la plataforma o *Topsides*, se encuentra la embarcación que sostiene la infraestructura. Esto quiere decir que se trata de un *Floating, Production Storage and Offloading* (FPSO por sus siglas en inglés).

Desde el punto de vista de la inversión de infraestructura, el FPSO se le puede categorizar dentro de una alternativa que permite ser repetible sin mayores complicaciones y por consiguiente generar ahorros en costos, sobrecostos y tiempo de construcción. Es decir, permiten tener un enfoque de “Diseñar uno, construir muchos” los cuales compañías como ExxonMobil han utilizado en diferentes proyectos gracias a esta filosofía ¹⁵⁹.

Otra característica del FPSO es la de fungir como instalación de almacenamiento y descarga con un alto nivel de movilidad lo que representa ventajas ante otras soluciones como las Plataformas de Patas de Tensión, Plataforma *Spar* o una Plataforma Fija tipo *Jacket Platform* ¹⁶⁰.

¹⁵⁸ (Edgen Murray Corporation, 2019)

¹⁵⁹ (Richard, Khurana, Yanosek, Florian, & Parker, 2017)

¹⁶⁰ (Sridhar, Sannasiraj, & Sundaravadivelu, 2022)

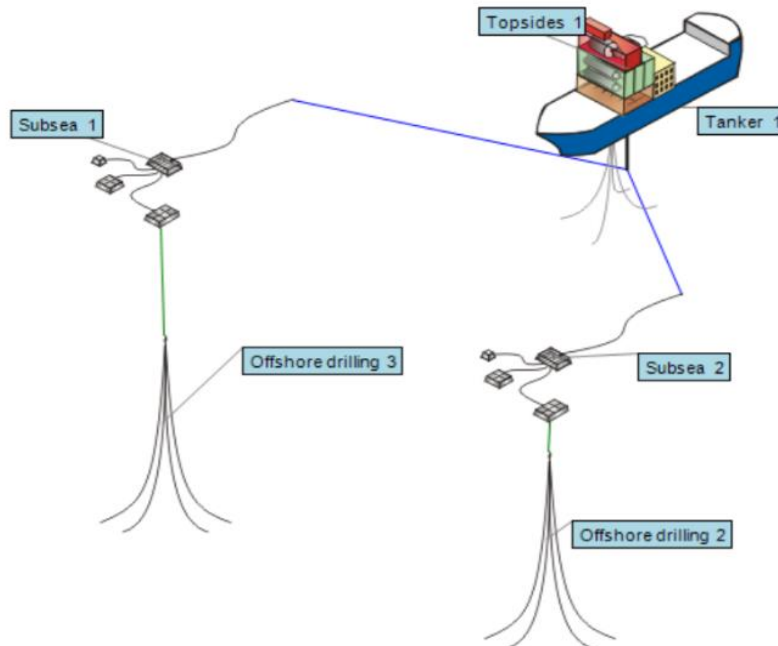


Ilustración III-4 Arreglo de producción del Proyecto Trión. Esquema obtenido por personal del Instituto Mexicano del Petróleo.

Para actividades de mantenimiento de producción, se tienen las instalaciones submarinas *Subsea 1* y *Subsea 2*. Tal como dice en el primer capítulo, los FPSO no pueden perforar pozos por sí solos, por ello, la arquitectura de perforación y producción cuenta con este sistema de producción submarino. Gracias a esto, los pozos están conectados mediante tuberías o colectores en el fondo del mar, donde el petróleo fluye a través de estos hacia la superficie.

Vale la pena mencionar que el Proyecto contempla la extracción del petróleo hasta su punto de venta en la superficie flotante. Consecuentemente, queda fuera de la evaluación el transporte del hidrocarburo, ya sea por embarcación o mediante líneas de conducción.

• Abandono

En cuanto a las actividades de abandono, son aquéllas que consisten en retirar y desmantelar maquinarias, herramientas, equipos, suministros, tuberías, plataformas de perforación o producción entre otras. En efecto, esto incluye el desmontaje de artefactos navales, plantas adquiridas, arrendadas, suministradas o poseídas de cualquier otra forma para su utilización por el Contratista o Asignatario ¹⁶¹.

Igualmente, incluye el taponamiento y abandono definitivo de los pozos, actividad que consiste en colocar varios tapones para aislar el depósito y otras formaciones que contienen los fluidos. Los tapones incluyen cementos especiales destinados para dicha actividad, de igual manera los aditivos utilizados para su fraguado. Dependiendo de las características del pozo, el taponamiento y abandono podría llevar mucho tiempo y

¹⁶¹ (SHCP, 2016)

representar costos elevados. Sobra recalcar que, los pozos costa afuera son considerablemente más costosos de abandonar que los pozos en tierra firme ¹⁶².

Finalmente, a diferencia de activos en tierra firme (hidroeléctricas, carreteras, puentes, aeropuertos entre otros) para las instalaciones costa afuera no existe valor de depreciación. Dicho de otra manera, las instalaciones en aguas ultra profundas tienen un grado de accesibilidad tan costosa, que económicamente es más costoso recuperarlas que abandonarlas. El único sistema que se puede recuperar es el flotante y para esto no se usa el concepto de depreciación ¹⁶³. No obstante, se establecen cuotas de abandono, ya sea por taponamiento de pozos, desmantelamiento de instalaciones, equipos, entre otros, o bien, por restauración de daños ambientales. Tanto el Contrato como los títulos de Asignación estipulan que los operadores deben realizar el taponamiento y abandono de pozos.

III.3.3. Capacidades de Producción

Acerca de las capacidades de producción en Trión, Pemex ya había elaborado un pronóstico de producción de hidrocarburos presentado por la CNH en el documento llamado “Opinión Técnica sobre la procedencia de la solicitud de Petróleos Mexicanos para la migración de las asignaciones AE-0092 Cinturón Subsalino-10 y AE-0093 Cinturón Subsalino-11 a Contrato para la Exploración y Extracción” (Opinión Técnica)”. En este documento, se sostiene que la producción de barriles de petróleo anualizada del campo Trión tendrá el comportamiento descrito en la Tabla III-5. En dicho escenario de desarrollo conceptualizado por Pemex, se utiliza una recuperación secundaria, por medio de inyección de agua con la finalidad de extraer la reserva de los yacimientos de Trión.

La producción anualizada de barriles proporciona el volumen de producto por periodo anual que el Campo es capaz de producir. El volumen acumulado de producción por periodo anual (Q_t) al final de la vida del proyecto será de 420 MMb (millones de barriles). Habría que recordar, que en el Capítulo II de este trabajo, se abordó que para el año 2019 las reservas del Área corresponden a Reservas 3P específicamente de 485.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce).

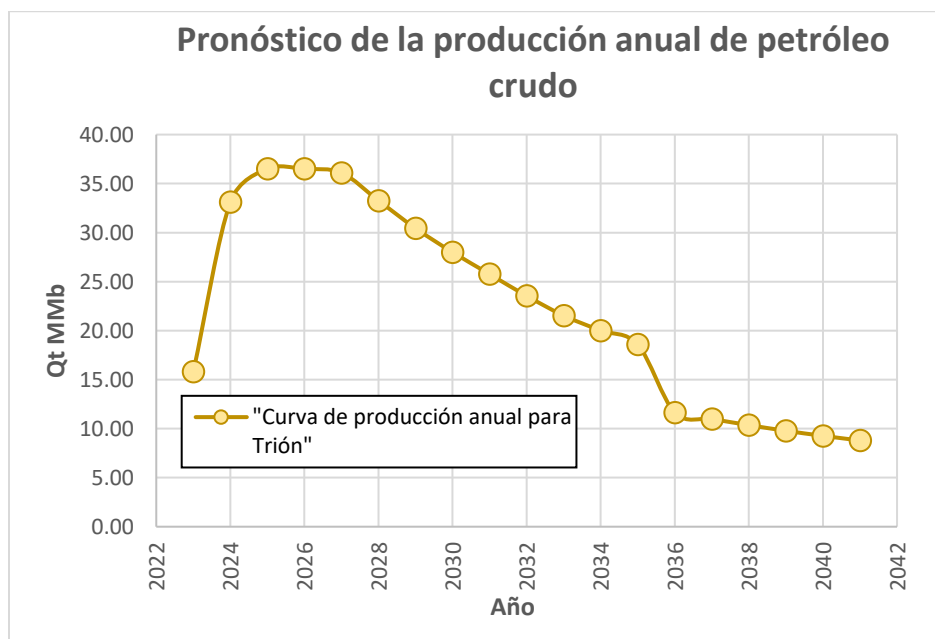
Esta cifra corresponde con la de la Ficha Técnica de Trión, cuya información se convino utilizar para el desarrollo de este trabajo. No sólo la Ficha Técnica señala esta cifra, sino también la Opinión Técnica concuerda con el volumen de reservas. La Opinión Técnica a su vez utilizó un escenario de desarrollo de campo conceptualizado por Pemex, cuyo pronóstico de producción

¹⁶² (Torbjørn, y otros, 2019)

¹⁶³ (Rodríguez, 2019)

Tabla III-5 Volumen de producción del campo Trión estimado por Pemex, tomado de la Opinión Técnica, producción diaria en miles de barriles diarios (Mbd) y anualizada en millones de barriles (MMb)

Año	Producción diaria de barriles (Mbd)	Producción anualizada de aceite (MMb)
2023	43.3	15.8
2024	90.7	33.11
2025	100	36.5
2026	100	36.5
2027	98.9	36.1
2028	91.14	33.27
2029	83.4	30.44
2030	76.7	28
2031	70.6	25.77
2032	64.5	23.54
2033	59	21.54
2034	54.8	20
2035	50.9	18.58
2036	31.9	11.64
2037	30.1	10.99
2038	28.4	10.37
2039	26.8	9.78
2040	25.4	9.27
2041	24.1	8.8



Gráfica III-2 Capacidad de producción del Proyecto

Precisamente, los 485.4 MMbce se componen tanto del volumen de producción acumulado de 325 mil millones de pies cúbicos (MMMpc) o Bcf (*Billion of cubic feet* en inglés)¹⁶⁴ de gas, como de los 420MMb de aceite o petróleo. Para ser más específicos, es resultado de la siguiente conversión de unidades:

$$1Bcf \text{ de gas} = 1 \times 10^9 \text{ pc (mil millones de pies cúbicos)}$$

$$5,000 \text{ pc} = 1 \text{ bpce (1 barril de petróleo crudo equivalente)}$$

$$\therefore 1 \text{ Bcf} = 2 \times 10^5 \text{ bpce}$$

Al sumar las reservas:

$$325 \text{ MMMpc} = 327 \text{ Bcf (gas)}$$

$$\text{Volumen de reservas} = 327 \text{ Bcf} \left(\frac{2 \times 10^5 \text{ bpce}}{1 \text{ Bcf}} \right) + 420 \text{ MMbp}$$

$$\text{Volumen de reservas} = 65.4 \text{ MM bpce} + 420 \text{ MMbpce}$$

$$\therefore \text{Volumen de reservas} = 485.4 \text{ MMbpce}$$

Dado que se trata de una evaluación de alternativas para un proyecto petrolero, solo se tomará en cuenta la producción de aceite o petróleo crudo. Dicho de otra manera, para propósitos de esta evaluación económica, las reservas del Campo son de 420 MMb (millones de barriles) de petróleo. Sin embargo, cuando se suman las proyecciones de producción en términos de petróleo crudo equivalente, que incluyen petróleo y gas se llega al volumen de reservas del Campo:

¹⁶⁴ (Schlumberger, 2020)

Tabla III-6 Perfil anualizado total acumulado del Campo Trión estimado por Pemex, en millones de barriles (MMbd) y millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce)

Año	Producción petróleo (MMbd)	Producción de gas (MMbd)	PCE ACUM (MMbpce)
2023	15.80	10	17.8
2024	48.91	37.9	56.5
2025	85.40	70.1	99.4
2026	121.90	102	142.3
2027	158.00	132.6	184.5
2028	191.30	160.2	223.3
2029	221.80	184.8	258.8
2030	249.80	207	291.2
2031	275.60	227.2	321.0
2032	299.10	245.4	348.2
2033	320.70	261.8	373.1
2034	340.70	276.8	396.1
2035	359.30	290.7	417.4
2036	370.90	297.7	430.4
2037	381.90	304.3	442.8
2038	392.20	310.5	454.3
2039	402.00	316.3	465.3
2040	411.20	321.8	475.6
2041	420.00	327	485.4

III.4. Estudio Económico

En este apartado, se presenta la deducción de los costos del Proyecto de cada una de las actividades anteriormente descritas. Se abordará la obtención de contraprestaciones, regalías e impuestos de acuerdo con lo estipulado en el marco jurídico que gobierna cada alternativa. La información de los costos e inversiones anuales (Capex, Drilllex, Opex y Abex) del Proyecto fue proporcionada por personal Instituto Mexicano del Petróleo. De igual forma, la cronología en que se desembolsan estos montos fue propuesta por personal de esta institución. Hay que mencionar que estos montos son los mismos tanto para el esquema de Contrato como para la Asignación. La razón es que se considera que en modelo de Asignación, Pemex Exploración y Producción (PEP) posee la misma paridad tecnológica que el Contratista conformado por BHP Billiton/PEP.

III.4.1. Inversiones de Perforación y Capital

En primer lugar, se encuentran las inversiones de capital o gastos de capital, que en inglés es *Capital Expenditure* (abreviado como *Capex*) y que representan los costos de las instalaciones costa afuera. Esto quiere decir que se elabora un presupuesto de las instalaciones de la Ilustración III-4 para programar su erogación por periodo durante la

ejecución del Proyecto. Estas instalaciones incluyen la plataforma o superestructura e infraestructura flotante para sostener el sistema de producción. Las erogaciones de lo presupuestado se distribuyen a través del tiempo, tal como en una obra, es decir, se proyectan como egresos del proyecto. Debido a las características técnicas de Trión, los gastos de capital *Capex* se desembolsan desde el segundo hasta el quinto periodos. En otras palabras, las erogaciones de los montos relacionados a *Capex* comienzan a partir del 2020 y terminan en 2023. Los valores para este rubro son:

<u>Concepto</u>	<u>Costo en USD</u>	<u>Porcentaje</u>
Plataforma	738,153,000	23%
Sistema Flotante	601,328,000	19%
Instalación Submarina 1	940,288,000	29%
Instalación Submarina 2	955,936,000	30%
Total =	3,235,705,000	100%

$$\sum Capex = 3,235,705,000 \text{ USD}$$

En millones de dólares:

$$\therefore Capex = 3,236 \text{ MMUSD}$$

Otro rasgo del *Capex*, es que se trata de las erogaciones cuyo desembolso se efectúa durante el menor número de periodos en comparación de otros tipos de gastos e inversiones. A pesar de esto, representan el 35% del total de las inversiones. Dicho de otro modo, durante un breve periodo de tiempo se habrá destinado poco más de la tercera parte del total de los egresos proyectados para Trión. En la Tabla III-7 se muestra la distribución de las inversiones en el tiempo correspondientes por concepto de *Capex*:

Tabla III-7 Calendarización de inversiones *Capex*, periodos 2019 – 2023, en millones de dólares (MMUSD)
Fuente Instituto Mexicano del Petróleo, 2019

Costos de instalaciones CAPEX (MMUSD)				
Año	Submarina	Plataforma	Flotante	Total
2019	0.00	0.00	0.00	0.00
2020	316.88	17.62	0.00	334.50
2021	1,258.73	253.26	262.62	1,774.61
2022	305.47	438.61	338.71	1,082.79
2023	15.14	28.66	0.00	43.80
Total	1,896.22	738.15	601.33	3,235.70

En segunda instancia, se encuentran los gastos de perforación y exploración, estos son, los denominados *Drilling Expenditure* o dicho de otra manera *Drillex*. Estos gastos se componen tanto de costos tangibles como de intangibles. Habría que recordar que, el Capítulo II de este trabajo señala que los costos intangibles se refieren a la mano de obra, combustibles y suministros. Mientras que los tangibles, son todos aquellos equipos y demás

elementos que poseen un valor de reventa. Los valores y conceptos que conforman este rubro son:

<u>Concepto</u>	<u>Costo en USD</u>	<u>Porcentaje</u>
Perforación costa afuera 1	760,427,000.00	46%
Perforación costa afuera 2	896,418,000.00	54%
Total =	1,656,845,000	100%

$$\sum \text{Drillex} = 1,656,845,000 \text{ USD}$$

En millones de dólares:

$$\therefore \text{Drillex} = 1,657 \text{ MMUSD}$$

Se tiene planeado que las actividades por concepto de perforación se ejecuten entre 2019 y 2025 y solo representan el 18% de las inversiones. La secuencia de las erogaciones relacionadas a estas actividades se resume en la Tabla III-8 Finalmente, vale la pena mencionar que las inversiones de perforación y de capital son aplicables para una u otra alternativa. Es decir, el Operador del Contrato (BHP Billiton/Pemex) y el Operador de la Asignación (Pemex) son responsables de llevar a cabo las inversiones relacionadas con los costos y gastos tanto de capital como de perforación.

Tabla III-8 Calendarización de inversiones Drillex, periodos 2019 – 2025, en millones de dólares (MMUSD)
Fuente Instituto Mexicano del Petróleo, 2019

Producción Perforación DRILLEX (MMUSD)			
Año	Tangibles	Intangibles	Total
2019	\$3.02	\$3.31	\$6.33
2020	\$27.04	\$0.50	\$27.54
2021	\$27.04	\$226.63	\$253.67
2022	\$27.04	\$452.76	\$479.80
2023	\$26.53	\$452.76	\$479.29
2024	\$14.40	\$358.19	\$372.59
2025	\$0.00	\$37.63	\$37.63
Total	\$125.07	\$1,531.78	\$1,656.85

III.4.2. Gastos de Operación y Mantenimiento

Corresponden a los gastos de la etapa de mantenimiento de producción *Operation Expenditure* o de manera abreviada *Opex*. En otras palabras, se trata de los valores monetarios de las componentes productivas del Proyecto. Estos se dividen en costos de operación fija y costos de operación variable (*Fixed Opex* y *Variable Opex*). De acuerdo con diversos autores, los costos fijos son aquéllos que corresponden a una parte de los

costos que no varía con el nivel de producción ¹⁶⁵. Al mismo tiempo, de acuerdo con la teoría económica, los costos variables tienen una fluctuación directamente proporcional con los niveles de producción. A saber, las obligaciones totales en que incurre la empresa por unidad de tiempo para todos los insumos variables que utiliza ¹⁶⁶.

<u>Concepto</u>	<u>Costo en USD</u>	<u>Porcentaje</u>
Personal Operativo	234,474,303	7%
Pozos	513,828,213	15%
Inspección y mantenimiento	928,103,504	26%
Logística y consumibles	351,464,337	10%
Seguro	749,800,547	21%
Administración y base de operaciones	730,509,097	21%
Total =	3,508,180,000	100%

$$\sum Opex = 3,508,180,000 \text{ USD}$$

En millones de dólares:

$$\therefore Opex = 3,508 \text{ MMUSD}$$

El calendario para las inversiones de los costos de operación abarca casi toda la vida del Proyecto. La participación por *Opex* tiene una duración de 21 periodos, desde el 2023 hasta el 2041 y representa el 39% de las inversiones. De manera que, al unísono de ser las inversiones de mayor duración, también son las de mayor valor monetario para el Proyecto. Similar a las inversiones tanto de capital como de perforación, el *Opex* aplica para el Contrato y para la Asignación. En la Tabla III-9 se muestran los costos anuales de *Opex*.

¹⁶⁵ (Chen & Koebel, 2013)

¹⁶⁶ (Vargas, 2006)

Tabla III-9 Calendarización de inversiones Opex en millones de dólares (MMUSD). Fuente Instituto Mexicano del Petróleo, 2019

Costos de Operación OPEX (MMUSD)			
Año	Fijos	Variables	Total
2019	\$0.00	\$0.00	\$0.00
2020	\$0.00	\$0.00	\$0.00
2021	\$0.00	\$0.00	\$0.00
2022	\$0.00	\$0.00	\$0.00
2023	\$128.45	\$2.46	\$130.91
2024	\$140.72	\$5.04	\$145.76
2025	\$141.36	\$7.62	\$148.98
2026	\$166.65	\$108.77	\$275.42
2027	\$143.71	\$17.01	\$160.72
2028	\$169.31	\$7.84	\$177.15
2029	\$143.76	\$7.08	\$150.84
2030	\$177.14	\$150.74	\$327.88
2031	\$143.96	\$18.01	\$161.97
2032	\$140.49	\$4.14	\$144.63
2033	\$168.26	\$3.66	\$171.92
2034	\$168.05	\$104.25	\$272.30
2035	\$142.51	\$12.24	\$154.75
2036	\$140.18	\$2.90	\$143.08
2037	\$140.15	\$2.77	\$142.92
2038	\$204.26	\$147.63	\$351.89
2039	\$145.94	\$15.80	\$161.74
2040	\$140.10	\$2.58	\$142.68
2041	\$140.09	\$2.55	\$142.64
Total	\$2,885.09	\$623.09	\$3,508.18

III.4.3. Abandono de las instalaciones

Entre estos costos, se puede encontrar el desmantelamiento y retiro de las maquinarias, equipos, entre otros factores de producción físicos utilizados para *Capex* y *Drillex*. El término para esta parte del proyecto se denomina *Abex*, como acrónimo de *Abandonment Costs Expenditure* o *Abandonment Costs*¹⁶⁷.

¹⁶⁷ (Schlumberger, 2020)

<u>Concepto</u>	<u>Costo en USD</u>	<u>Porcentaje</u>
Plataforma 1	103,493,000	14%
Sistema flotante	20,177,000	3%
Perforación costa afuera 2	140,027,000	19%
Perforación costa afuera 3	165,668,000	23%
Instalación submarina 1	147,865,000	20%
Instalación submarina 2	151,760,000	21%
Total =	728,990,000	100%

$$\sum Abex = 728,990,000 \text{ USD}$$

En millones de dólares:

$$\therefore Abex = 729 \text{ MMUSD}$$

Particularmente, el esquema de Contrato permite la creación de un fideicomiso para el cierre de actividades. Gracias al rendimiento que ofrece este instrumento, no se requiere que el Contratista pague totalmente el monto correspondiente, en su lugar, deja que los rendimientos cubran el saldo total. Por consiguiente, las partes involucradas se permiten crear una reserva monetaria para fondar las operaciones de abandono del área. Adicionalmente, funciona como garantía de que el Operador no incumplan con el pago de las actividades de abandono una vez terminadas las de explotación dentro del Campo.

Aunque el fideicomiso se encuentre estipulado en el Contrato, con la finalidad de comparar alternativas equiparables, se propone que el Operador del modelo de Asignación propuesto en este trabajo también utilice el instrumento para el abandono.

Respecto a los lineamientos del fideicomiso, se estipula que el Contratista deberá abrir un fideicomiso de inversión, a más tardar durante el primer trimestre del año en que la producción acumulada de hidrocarburos sea igual a las reservas remanentes probadas estimadas (1P). O bien, transcurridos veinticinco años a partir de la fecha de firma del contrato, lo que ocurra primera.

El contratista debe depositar al fideicomiso una cuarta parte de la aportación anual por cada trimestre, esto es, cuatro aportaciones que conforman lo de un año. La aportación anual es:

$$AA_t = \text{Máximo} \left\{ \left(\frac{PAE_t}{RR} \right)^0 * CAE - IA_t \right\}$$

Dónde:

AA_t= Aportación anual.

PAE_t= Producción estimada en el Campo para el año del cálculo.

RR= Reservas remanentes probadas (1P) al inicio del año del cálculo, según lo determine el Contratista.

CAE= Monto remanente de los costos de abandono al inicio del año del cálculo.

IA_t= Es el interés generado en el fideicomiso en el año del cálculo. Se obtiene con la siguiente expresión:

$$IA_t = r_t * AAA_{t-1}$$

r_t = Tasa de interés aplicable al saldo del fideicomiso de abandono, a saber, del 10.5%.
 AAA_t = Es el saldo acumulado en el Fideicomiso de abandono al terminar el año del cálculo, mediante la expresión:

$$AAA_t = AAA_{t-1} + AA_t + IA_t - S_{t-1}$$

Con S_t = Monto total retirado del fideicomiso de abandono durante el año de cálculo para financiar actividades de abandono realizadas en el mismo año.

El año o periodo anual donde la producción acumulada de hidrocarburos iguala las reservas remanentes probadas, es el 2029. Cuando la producción global estimada acumulada del Campo crecerá de 223.4 MMbpce (millones de barriles de petróleo crudo equivalente) a inicios del 2029 a cerrar con 258.70 MMbpce.

Al mismo tiempo, las reservas pasarán de 262.0 MMbpce a 226.70 MMbpce, esto quiere decir que en algún punto del año 2029 la producción y las reservas sean iguales en términos de millones de barriles de petróleo crudo equivalente. El comportamiento de la producción acumulada se puede observar en la Tabla III-6.

➤ 2029

$$PAE(Acum.)_{2029} = 258.7 \text{ MMbpce}$$

$$PAE_{2029} = 35.30 \text{ MMbpce}$$

$$RR_{2029} = 226.7 \text{ MMbpce}$$

Dado que se trata del primer periodo anual de la aportación, al inicio del año, el monto remanente de los costos de abandono es 728.99 MMUSD, es decir, el total por concepto de Abex.

$$CAE_{2029} = 728.99 \text{ MMUSD}$$

Continuando con el asunto, el interés generado en el fideicomiso es:

$$IA_{2029} = 10.5\% * 0.00 \text{ USD}$$

$$\therefore IA_{2029} = \text{USD } 0.00$$

Por lo tanto, la aportación anual queda:

$$AA_{2029} = \text{Máximo} \left\{ \left(\frac{35.30 \text{ MMbpce}}{226.7 \text{ MMbpce}} \right)^0 * 728.99 - 0.00 \right\}$$

$$AA_{2029} = \text{Máximo} \left\{ \begin{matrix} 0 \\ 113.51 \end{matrix} \right\}$$

$$\therefore AA_{2029} = 113.51 \text{ MMUSD}$$

En vista de que 2019 es apenas el primer año, aún no se destina fondos para financiar las actividades de abandono, por consiguiente, el monto total retirado del fideicomiso es nulo:

$$S_{2029} = 0.00 \text{ MMUSD}$$

El saldo acumulado en el primer periodo del fideicomiso, en millones de dólares (MMUSD):

$$AAA_{2029} = 0.00 \text{ MMUSD} + 113.51 \text{ MMUSD} + 0.00 \text{ MMUSD} - 0.00 \text{ MMUSD}$$

El abono del fideicomiso de abandono para el 2019

$$\therefore AAA_{2029} = 113.51 \text{ MMUSD}$$

Respecto a los siguientes periodos, la aportación anual es:

➤ 2030

$$PAE_{2030} = 32.50 \text{ MMbpce}$$

$$RR_{2030} = 194.20 \text{ MMbpce}$$

El monto remanente de abandono es la cantidad destinada a *Capex* menos el saldo acumulado en el fideicomiso, en millones de dólares:

$$CAE_{2030} = 728.99 \text{ MMUSD} - 113.51 \text{ MMUSD}$$

$$CAE_{2030} = 615.48 \text{ MMUSD}$$

A partir del 2030, debido a que el saldo acumulado del fideicomiso en el año anterior ya es diferente de cero, la tasa del fideicomiso comienza a generar intereses:

$$IA_{2030} = 10.5\% * 113.51 \text{ MMUSD}$$

$$\therefore IA_{2030} = 11.92 \text{ MMUSD}$$

La aportación anual:

$$AA_{2030} = \text{Máximo} \left\{ \left(\frac{32.50 \text{ MMbpce}}{194.20 \text{ MMbpce}} \right)^0 * 615.48 - 11.92 \right\}$$

$$AA_{2030} = \text{Máximo} \left\{ \begin{matrix} 0 \\ 113.51 \end{matrix} \right\}$$

$$\therefore AA_{2030} = 91.08 \text{ MMUSD}$$

El monto retirado para financiar las actividades de abandono es nulo:

$$S_{2030} = 0.00 \text{ USD}$$

En millones de dólares:

$$AAA_{2030} = 113.51 \text{ MMUSD} + 91.920.00 \text{ MMUSD} + 11.92 \text{ MMUSD} - 0.00 \text{ MMUSD}$$

Finalmente, el saldo acumulado en el fideicomiso de abandono hasta el 2030 es:

$$\therefore AAA_{2030} = 216.51 \text{ MMUSD}$$

La tendencia de las aportaciones anuales del fideicomiso muestra un comportamiento no armónico. Por este motivo, a continuación, se muestra el procedimiento de aportación anual para los periodos 2036, 2037 y 2038. En este último ocurre la última aportación anual por parte de los Operadores de Trión, en millones de dólares (MMUSD):

➤ 2036

$$PAE_{2036} = 13.00 \text{ MMbpce}$$

$$RR_{2036} = 55 \text{ MMbpce}$$

$$CAE_{2036} = 133.44 \text{ MMUSD}$$

El interés generado en el fideicomiso para el año 2036 al tomar en cuenta el saldo acumulado de 2035, que es de MMUSD 595.55:

$$IA_{2036} = 10.5\% * 595.55 \text{ MMUSD}$$

$$\therefore IA_{2036} = 62.53 \text{ MMUSD}$$

Consecutivamente, la aportación anual se determina como:

$$AA_{2036} = \text{Máximo} \left\{ \left(\frac{13.00 \text{ MMbpce}}{55.00 \text{ MMbpce}} \right)^0 * 133.44 - 62.53 \right\}$$

De acuerdo con la expresión anterior, el máximo valor de la expresión de la aportación anual es igual a cero. Por consiguiente, a diferencia de los años anteriores, en el 2036 no habrá aportación anual al fideicomiso.

$$AA_{2036} = \text{Máximo} \left\{ 31.54^0 - 62.53 \right\}$$

$$\therefore AA_{2036} = 0.00 \text{ USD}$$

Aún en él 2036, todavía no se hace uso del monto para financiar las actividades, por tanto:

$$S_{2036} = 0.00 \text{ USD}$$

Como consecuencia, el saldo acumulado en el fideicomiso únicamente es la suma del interés generado y el saldo acumulado del periodo anterior. En millones de dólares:

$$AAA_{2036} = 595.55 \text{ MMUSD} + 70.16 \text{ MMUSD} + 62.53 \text{ MMUSD} - 0.00 \text{ MMUSD}$$

$$\therefore AAA_{2036} = 658.08 \text{ MMUSD}$$

Similar al 2036, en el periodo 2037 no hay aportaciones anuales, adicionalmente, el monto del saldo acumulado AAA_t se acerca al valor del *Capex*. Esto quiere decir que ya no se necesita generar interés, por este motivo, para el 2038 la tasa de interés aplicable al saldo del fideicomiso de abandono r_t es igual a cero.

➤ 2038

$$PAE_{2038} = 11.60 \text{ MMbpce}$$

$$RR_{2038} = 31.10 \text{ MMbpce}$$

$$CAE_{2038} = 1.81 \text{ MMUSD}$$

Dado que la tasa de interés es nula, de la misma manera lo es el monto del interés generado en millones de dólares:

$$IA_{2038} = 0.00\% * 727.18 \text{ MMUSD}$$

$$\therefore IA_{2038} = 0.00 \text{ USD}$$

No obstante, teniendo en cuenta que el monto remanente de abandono CAE, es de tan solo \$1.81 MMUSD, la aportación anual AA_t , en lugar de ser determinada por su expresión correspondiente, será en definitiva 1.81 MMUSD.

$$\therefore AA_{2038} = 1.81 \text{ MMUSD}$$

Gracias a este ajuste, el saldo acumulado es igual al monto destinado para las actividades de abandono. En millones de dólares:

$$AAA_{2038} = 727.18 \text{ MMUSD} + 1.81 \text{ MMUSD} - 0.00 \text{ MMUSD}$$

$$\therefore AAA_{2038} = 728.99 \text{ MMUSD}$$

Donde finalmente se cumple que:

$$\therefore AAA_{2038} = \sum Abex$$

Con el uso del fideicomiso, el Operador de Trión consigue ahorrar un total de MMUSD 345.11 de gastos en actividades de abandono. Adicionalmente, el Contrato estipula que en caso de que el fideicomiso de abandono termine con remanentes en los fondos y se hayan cubierto los costos de abandono, los recursos se deberán enterar al Contratista. Dicho de otro modo, el Contratista dispone de los fondos que no fueron utilizados en la financiación de las actividades de abandono, toda vez que dichas actividades se hayan financiado con éxito.

La excepción de lo anterior ocurre cuando el Contrato finalice antes de tiempo ya sea por rescisión o por cualquier motivo. En este caso, las instalaciones son devueltas a un tercero designado por la CNH, esto quiere decir que el Contratista puede abstenerse de llevar a cabo operaciones de abandono. Del mismo modo, el Contratista entrega al Fondo cualquier saldo remanente en el fideicomiso de abandono.

El monto tomado para las actividades de abandono S_t , se comienza a ejercer en los años 2041 y 2042 tal como se muestra en la siguiente tabla. Es importante señalar que las erogaciones por *Abex* se encuentran representadas en la columna de la aportación anual (AA_t) en la siguiente tabla. Este es el monto que el operador tendrá que erogar por concepto de *Abex*:

Tabla III-10 Fideicomiso de abandono para ambas alternativas, volúmenes de hidrocarburos en millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce) y montos en millones de dólares (MMUSD)

Año	PAE _t (MMbpce)	RR	CAE (MMUSD)	r _t (%)	IA _t	AA _t (MMUSD)	S _t	AAA _t
2029	35.30	226.70	\$728.99	10.5	0.00	\$113.51	\$0.00	113.51
2030	32.50	194.20	\$615.48	10.5	11.92	\$91.08	\$0.00	216.51
2031	29.80	164.40	\$512.48	10.5	22.73	\$70.16	\$0.00	309.41
2032	27.20	137.20	\$419.58	10.5	32.49	\$50.69	\$0.00	392.59
2033	24.80	112.40	\$336.40	10.5	41.22	\$33.00	\$0.00	466.81
2034	23.00	89.40	\$262.18	10.5	49.02	\$18.43	\$0.00	534.26
2035	21.40	68.00	\$194.73	10.5	56.10	\$5.18	\$0.00	595.55
2036	13.00	55.00	\$133.44	10.5	62.53	\$0.00	\$0.00	658.08
2037	12.30	42.70	\$70.91	10.5	69.10	\$0.00	\$0.00	727.18
2038	11.60	31.10	\$1.81	0.0	0.00	\$1.81	\$0.00	728.99
2039	10.90	20.20	\$0.00	0.0	0.00	\$0.00	\$0.00	728.99
2040	10.40	9.80	\$0.00	0.0	0.00	\$0.00	\$445.49	728.99
2041	9.80	0.00	\$0.00	0.0	0.00	\$0.00	\$283.50	283.50
2042	0.00	0.00	\$0.00	0.0	0.00	\$0.00	\$0.00	0.00

Tabla III-11 Montos anuales por concepto de actividades de abandono, en millones de dólares (MMUSD)

Año	Abex
2029	\$113.51
2030	\$91.08
2031	\$70.16
2032	\$50.69
2033	\$33.00
2034	\$18.43
2035	\$5.18
2036	\$0.00
2037	\$0.00
2038	\$1.81
2039	\$0.00
2040	\$0.00
2041	\$0.00
Total	\$383.88

Para el caso de la Asignación, en este trabajo los lineamientos aplicables al Contrato también se aplican a la Asignación. El motivo de lo anterior es tener variables económicas equivalentes y poder equiparar dos alternativas, para este ejercicio.

Por último, las inversiones para cada rubro (*Drillex*, *Capex*, *Opex* y *Abex*) tanto en Asignación como en Contrato se resumen en la siguiente tabla.

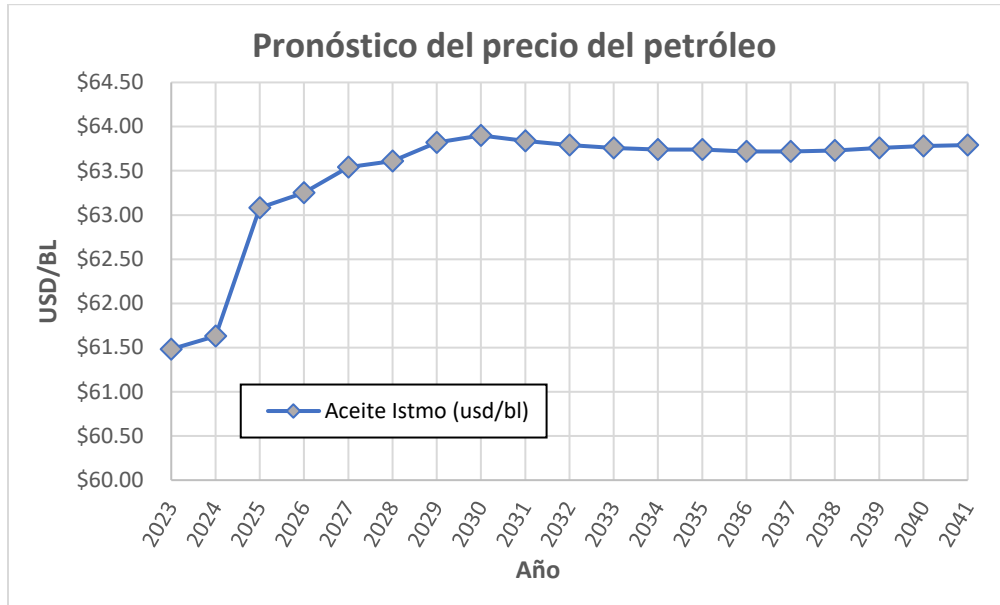
Tabla III-12 Resumen de la cronología de las inversiones e ingresos en millones de dólares (MMUSD), base para las alternativas de Asignación y Contrato

Año	Ingresos	Inversiones				
		<i>Drillex</i>	<i>Capex</i>	<i>Opex</i>	<i>Abex</i>	<i>Total</i>
2019	\$0.00	\$6.33	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$6.33
2020	\$0.00	\$27.54	\$334.50	\$0.00	\$0.00	\$362.04
2021	\$0.00	\$253.67	\$1,774.61	\$0.00	\$0.00	\$2,028.28
2022	\$0.00	\$479.80	\$1,082.79	\$0.00	\$0.00	\$1,562.59
2023	\$971.66	\$479.29	\$43.80	\$130.91	\$0.00	\$654.00
2024	\$2,040.29	\$372.59	\$0.00	\$145.76	\$0.00	\$518.35
2025	\$2,302.42	\$37.63	\$0.00	\$148.98	\$0.00	\$186.61
2026	\$2,308.63	\$0.00	\$0.00	\$275.42	\$0.00	\$275.42
2027	\$2,293.70	\$0.00	\$0.00	\$160.72	\$0.00	\$160.72
2028	\$2,122.09	\$0.00	\$0.00	\$177.15	\$0.00	\$177.15
2029	\$1,942.74	\$0.00	\$0.00	\$150.84	\$113.51	\$264.35
2030	\$1,788.91	\$0.00	\$0.00	\$327.88	\$91.08	\$418.96
2031	\$1,645.09	\$0.00	\$0.00	\$161.97	\$70.16	\$232.13
2032	\$1,501.78	\$0.00	\$0.00	\$144.63	\$50.69	\$195.32
2033	\$1,373.07	\$0.00	\$0.00	\$171.92	\$33.00	\$204.92
2034	\$1,274.93	\$0.00	\$0.00	\$272.30	\$18.43	\$290.73
2035	\$1,184.19	\$0.00	\$0.00	\$154.75	\$5.18	\$159.93
2036	\$741.92	\$0.00	\$0.00	\$143.08	\$0.00	\$143.08
2037	\$700.06	\$0.00	\$0.00	\$142.92	\$0.00	\$142.92
2038	\$660.63	\$0.00	\$0.00	\$351.89	\$1.81	\$353.70
2039	\$623.70	\$0.00	\$0.00	\$161.74	\$0.00	\$161.74
2040	\$591.30	\$0.00	\$0.00	\$142.68	\$0.00	\$142.68
2041	\$561.13	\$0.00	\$0.00	\$142.64	\$0.00	\$142.64
Total	\$26,628.25	\$1,656.85	\$3,235.70	\$3,508.18	\$383.88	\$8,784.61

III.4.4. Ingresos del Proyecto

En último lugar, se calcula el valor de los ingresos del proyecto, de modo que es necesario recurrir a la información del estudio técnico y del estudio de mercado. La información del pronóstico de la producción anual de aceite en millones de barriles nos proporciona el volumen de producción. Además, se cuenta con la información del pronóstico de los precios del barril de petróleo que Pemex estimó en la Opinión Técnica.

Con el conocimiento del precio del producto y el volumen de producción anual se calculan los ingresos a lo largo de la vida del Proyecto. Hay que recordar que, de acuerdo con el estudio técnico, el inicio de la producción es el año 2023 y termina en él 2041. De igual manera, los pronósticos de los precios del barril corresponden al mismo periodo de tiempo.



Gráfica III-3 Precio del barril del petróleo a lo largo de la vida productiva del Proyecto. Fuente: Opinión Técnica

Otro punto importante es que, para el caso de Trión, se suponen escenarios donde el 100% del volumen producido es comercializado. Dicho de otra manera, todo barril que se produce es inmediatamente vendido, esta premisa es razonable en tanto la demanda mundial de hidrocarburos se incrementa anualmente. Como resultado del formato de la información anterior, se utiliza la expresión de los ingresos totales por periodo, al considerar que cada periodo tiene una duración de un año. Por consiguiente, para un periodo t el ingreso se expresa como:

$$I_t = P_t * Q_t$$

Donde:

I_t = Ingreso total en el periodo t , expresado en millones de dólares (MMUSD)

P_t = El precio del barril en el periodo t , expresado en dólares por barril de petróleo y toma el valor monetario dado por los precios del mercado (USD/BL)

Q_t = La producción anual en el periodo t , expresada en millones de barriles (MMb)

En tal sentido, el primer periodo sucede en el año 2023 donde su ingreso es:

$$I_{2023} = 61.48 \text{ (USD/BL)} * 15.80 \text{ MMbd}$$

$$\therefore I_{2023} = 971.66 \text{ MMUSD}$$

En el mismo razonamiento, para los siguientes periodos:

$$I_{2024} = 61.63 \text{ (USD/BL)} * 33.11 \text{ MMbd}$$

$$\therefore I_{2024} = 2,040.29 \text{ MMUSD}$$

$$I_{2025} = 36.50 \text{ (USD/BL)} * 63.08 \text{ MMbd}$$

$$\therefore I_{2025} = 2,302.42 \text{ MMUSD}$$

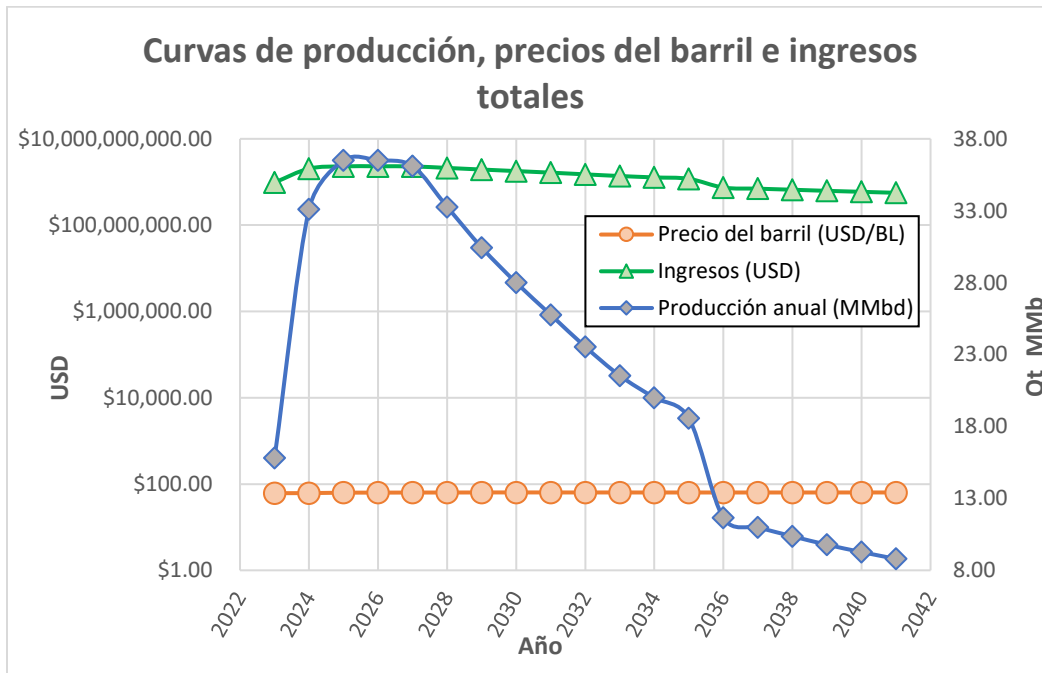
El ingreso anual se expresa en la siguiente tabla:

Tabla III-13 Ingreso total y anual, producción en millones de barriles diarios (MMbd) e ingresos en millones de dólares (MMUSD)

Año	Producción anual (MMbd)	Precio del barril (USD/BL)	Ingresos MMUSD
2023	15.805	\$61.48	\$971.66
2024	33.106	\$61.63	\$2,040.29
2025	36.500	\$63.08	\$2,302.42
2026	36.500	\$63.25	\$2,308.63
2027	36.099	\$63.54	\$2,293.70
2028	33.361	\$63.61	\$2,122.09
2029	30.441	\$63.82	\$1,942.74
2030	27.996	\$63.90	\$1,788.91
2031	25.769	\$63.84	\$1,645.09
2032	23.543	\$63.79	\$1,501.78
2033	21.535	\$63.76	\$1,373.07
2034	20.002	\$63.74	\$1,274.93
2035	18.579	\$63.74	\$1,184.19
2036	11.644	\$63.72	\$741.92
2037	10.987	\$63.72	\$700.06
2038	10.366	\$63.73	\$660.63
2039	9.78200	\$63.76	\$623.70
2040	9.27100	\$63.78	\$591.30
2041	8.79650	\$63.79	\$561.13
Total			\$26,628.25

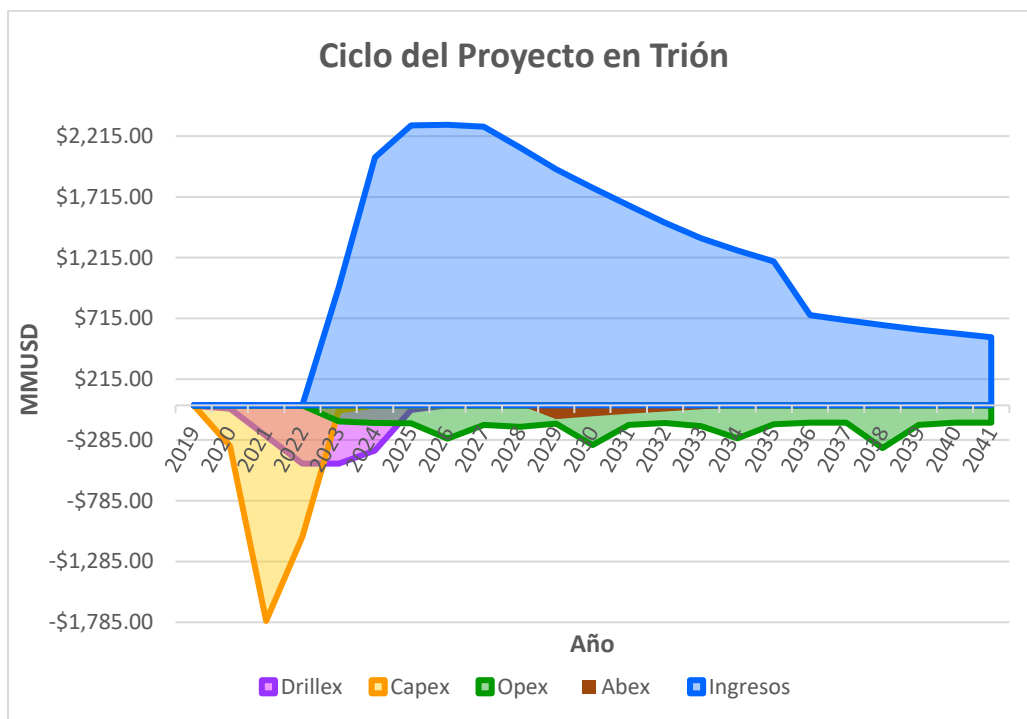
En la siguiente gráfica, se puede apreciar que la producción anual decae un 76% en 17 años, es decir, entre el 2025 y 2041. Sin embargo, el precio del barril permanece relativamente estable, con una variación del orden del 1% durante ese mismo periodo. De igual forma que la producción, los ingresos tienen una variación del orden del 76% para el mismo periodo de tiempo. Cabe señalar que los mayores ingresos anuales ocurren durante los primeros cuatro años de la producción y alcanzan su máximo en el 2026.

A partir de este periodo, los ingresos comienzan a disminuir. Paralelamente, los años más productivos son 2025 y 2026. Después de este periodo, la producción comienza a declinar.



Gráfica III-4 Precio del barril de petróleo, producción e ingresos petroleros

En otro esquema se puede visualizar la magnitud de las inversiones (CAPEX), los costos operativos (OPEX), de perforación (DRILLEX), abandono (ABEX) y las inversiones a largo del ciclo de vida del proyecto.



Gráfica III-5 Ciclo de proyecto y sus costos en millones de dólares (MM USD)

La estabilidad del precio del barril proporciona rentabilidad y certeza al proyecto. Pero existen otros riesgos asociados además de la estabilidad del precio como los geológicos, fiscales y políticos. Las inversiones iniciales son las erogaciones más grandes al inicio del proyecto y terminan casi al mismo tiempo que el comienzo de retornos de capital.

En segunda instancia se encuentran los costos de perforación y posteriormente los operativos y de abandono.

Precisamente (Bastos, 2018) argumenta que el precio del petróleo es el factor de rendimiento más importante de los proyectos petroleros. En igual manera las compañías petroleras se protegen de los riesgos mediante la diversificación de proyectos de inversión mediante diferentes arreglos como el Joint Venture y Farm – Out. Sin embargo, un elemento importante para la diversificación es la cultura de la disciplina del capital del proyecto, basada en mejores prácticas de la industria como los métodos del PMI (*Project Management Institute*) y FEL (*Front – End Loading*). En igual forma, la Gráfica III-5 ofrece una vista de cómo luce el proyecto antes de aplicar las tasas impositivas y arreglos fiscales tanto del Contrato de Licencia como de la Asignación de Derechos.

III.5. Alternativa 1: Desarrollo de proyecto exclusivamente por Pemex (Asignación)

En este apartado se presenta la evaluación económica del Proyecto bajo la modalidad del “Título de Asignación Para Realizar Actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos”. En tal sentido, sería el primer proyecto de esta envergadura desarrollado y operado exclusivamente por Pemex. Conviene recordar que la misma programación de las erogaciones de inversiones y gastos (*Drilllex, Capex, Opex y Abex*) aplicarán también al Contrato de Licencia

La evaluación económica está regulada por la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos (LISH) que estipula las erogaciones de Pemex. De igual forma, por la Ley de Impuesto Sobre la Renta (LISR) que establece lo que se debe pagar de impuestos. En este trabajo las evaluaciones considerarán la LISH en su versión DOF 07-12-2016 (Cantidades actualizadas por Resolución Fiscal DOF 24-12-2018) y la LISR DOF 30-11-2016.

Se retoman las cantidades del Capítulo II: Información de volúmenes de producción, precios de barril e ingresos pronosticados para Trión. Conviene recordar que esta información fue tomada de la Opinión Técnica, realizada por Pemex y publicada por la CNH. De acuerdo con la LISH el volumen de los hidrocarburos extraídos en un año multiplicado por el precio medio anual de mercado se denomina Valor Anual de los Hidrocarburos (VAH). Es decir, los ingresos anuales del Proyecto, los cuales son ingresos para el Operador de la Asignación que es Pemex, después de impuestos y otros desembolsos que la petrolera tiene que hacer.

Para fines de esta evaluación económica se toman periodos anuales (t). por lo tanto, los impuestos serán medidos anualmente en vez de periodos mensuales, razón por la cual se acumulan doce meses de impuestos para cada periodo.

III.5.1. Derecho de Exploración de Hidrocarburos (DEXPH)

El pago de este Derecho se realiza durante la etapa de exploración cuya proyección comprende cuatro años (2019 a 2022). Posterior a esta etapa, en el año 2023 se tiene

proyectado que Pemex deja de pagar el DEXPH y comienza a erogar los pagos por el Derecho de Extracción de Hidrocarburos descrito más adelante. Para el caso del DEXPH, conviene retomar la expresión deducida en el Capítulo II relacionada a su cálculo:

$$DEXPH_t = T_{DEXPH} * AA$$

Donde:

AA = Área de Asignación

T_{DEXPH} = Tarifa en función del número de meses en el que se encuentre el Proyecto

$DEXPH_t$ = Derecho de Exploración de Hidrocarburos, por periodo

Respecto a la tarifa de exploración (T_{DEXPH}) en el artículo 45 de la LISH (DOF 15-11-2016) se estipulan que su valor fluctúa cuando la vida del Proyecto supera los sesenta meses. En consecuencia, la tarifa tiene dos casos y la legislación expresa sus montos en pesos mexicanos:

Caso 1:

$$Tarifa_{t \leq 60 \text{ meses}} = \text{MXN } 1,355.82 / \text{km}^2$$

Caso 2:

$$Tarifa_{t \geq 60 \text{ meses}} = \text{MXN } 3,242.17 / \text{km}^2$$

Para Trión, el segundo caso se descarta de aplicación debido a que la etapa de exploración tiene una duración de cuatro años, es decir cuarenta y ocho meses. En consecuencia, nunca se superan los sesenta meses que establece el caso 1. Por esta razón, la tarifa que se utilizará para calcular el DEXPH es la del primer caso de MXN 1,355.82 /km².

Por último, es necesario indicar que de acuerdo con el artículo 45 de la LISH, la tarifa anterior se multiplica por el Área de Asignación que no se encuentre en la fase de producción. Sin embargo, en el caso de Trión, se considera que toda el Área de Asignación se encuentra en etapa de exploración o producción. Por este motivo, el Área de Asignación es la superficie total que ocupa el Proyecto, es decir, 1,285.203 km². De igual forma, para fines del cálculo monetario se considera un tipo de cambio de MXN 20.00 por cada USD 1.00, por consiguiente, al expresar la tarifa en dólares para el primer periodo (2019):

➤ 2019

$$DEXPH_{2019} = \left(1,355.82 \frac{\text{MXN}}{\text{km}^2}\right) * \left(0.05 \frac{\text{USD}}{\text{MXN}}\right) * (1,285.203 \text{ km}^2) * 12$$

$$\therefore DEXPH_{2019} = \text{MMUSD } 1.046$$

De manera similar al periodo 2019, el monto que Pemex erogará para los siguientes tres periodos (2020 a 2022) es el mismo, por lo tanto, el pago por DEXPH se resumen en la siguiente tabla:

Tabla III-14 Derecho de Exploración de Hidrocarburos, en millones de dólares MMUSD

Año	Tarifa MMUSD	Área de Asignación (km ²)	DEXPH _{Art. 45} MMUSD
2019	\$1,355.82	1,285.20	\$1.05
2020	\$1,355.82	1,285.20	\$1.05
2021	\$1,355.82	1,285.20	\$1.05
2022	\$1,355.82	1,285.20	\$1.05

III.5.2. Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH)

Regulado por el artículo 44 de la LISH (DOF 15-11-2016), este Derecho se desembolsa exclusivamente durante la etapa de extracción, donde en el caso de Trión inicia a partir del año 2023. Para ello se tiene que calcular el Valor Anual de los Hidrocarburos (VAH) por periodo y una tasa estipulada en dicho artículo. Por consiguiente, de acuerdo con el Capítulo II de este trabajo la expresión para calcular este Derecho es la siguiente:

$$DEXTH_t = VAH_t * Tasa_{Art.44}$$

Donde:

VAH_t = Valor Anual de los Hidrocarburos por periodo o ingresos por periodo

$Tasa_{Art.44}$ = Tasa regulada en el Artículo 44 de acuerdo con la profundidad de extracción e hidrocarburo del proyecto

$DEXTH_t$ = Derecho de Extracción de Hidrocarburos, por periodo

- **Valor Anual de los Hidrocarburos por periodo o ingresos por periodo VAH_t**

Para los primeros cuatro periodos que dura la etapa de exploración aún no se registran hidrocarburos extraídos y por consiguiente ingresos. Por lo tanto el VAH es igual a cero. En vista de que la etapa de mantenimiento de la producción comienza hasta el año 2023 (quinto periodo), los barriles extraídos son inmediatamente comercializados o vendidos. Consecuentemente, a partir del año 2023 el VAH es diferente de cero. En millones de dólares (MMUSD):

$$VAH_{2023} = 971.66 \text{ MMUSD}$$

$$VAH_{2024} = 2,040.59 \text{ MMUSD}$$

$$VAH_{2025} = 2,302.42 \text{ MMUSD}$$

$$VAH_{2026} = 2,308.63 \text{ MMUSD}$$

Es necesario subrayar que los ingresos anteriores o VAH son tomados del Estudio Económico del apartado anterior.

- **Tasa_{Art.44}**

Como parte del cálculo del DEXTH, es necesario calcular la tasa estipulada en el artículo 44 de la LISH (DOF 15-11-2016), el cual establece que se determinará de la siguiente manera:

$$Tasa_{Art.44} = \begin{cases} 7.5\%, & \text{Precio por barril} < 48.00 \text{ USD} \\ Tasa \text{ Calculada}, & \text{Precio por barril} \geq 48.00 \text{ USD} \end{cases}$$

En caso de estar en la segunda desigualdad:

$$Tasa \text{ Calculada} = [0.125 * \text{Precio del Petróleo} + 1.5]\%$$

A continuación, se describe el cálculo de la tasa aplicado al caso de Trión, al mismo tiempo, se procede con el cálculo del Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH).

- **Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH).**

En primer lugar, para los cuatro primeros periodos que corresponden con la etapa de exploración del Proyecto no se paga Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH). Por este motivo, del 2019 al 2022 el pago por DEXTH es igual a cero dado que Pemex está sujeto a pagarlo hasta la etapa de extracción:

Posteriormente, a partir del 2023 cuando inicia la etapa de extracción, Pemex tiene que pagar las erogaciones por concepto de DEXTH. Hay que volver a señalar que para calcular este Derecho el artículo 44 de la LISH (DOF 15-11-2016) establece una tasa que se encuentra en función del precio del barril del petróleo. Por lo tanto, se necesita obtener este precio para calcular la tasa, en vista de lo anterior, se recurrió al pronóstico del precio medio anual de barril estimado por Pemex en la Opinión Técnica para la producción en Trión:

➤ **2023:**

Para el 2023 el precio del petróleo pronosticado en la Opinión Técnica es de USD 61.48:

$$\text{Precio por barril} = 61.48 \text{ USD}$$

Este precio es mayor que el referido en la primera desigualdad del Artículo 44 de la LISH:

$$\therefore \text{Precio por barril} \geq 48.00 \text{ USD}$$

En consecuencia, el precio del barril estimado para el periodo 2023 se encuentra en el caso de la segunda desigualdad. Por este motivo, el cálculo de la tasa corresponde a la "Tasa Calculada":

$$Tasa_{Art.44} = Tasa\ Calculada$$

$$Tasa\ Calculada = [0.125 * Precio\ del\ Petróleo + 1.5]\%$$

$$Tasa\ Calculada = [(0.125 * USD\ 61.48) + 1.5] \%$$

$$Tasa\ Calculada = 9.19 \%$$

$$\therefore Tasa_{Art.44} = 9.19 \%$$

Finalmente, el valor del DEXTH para 2023 es:

$$DEXTH_{2023} = VAH_{2023} * Tasa_{Art.44}$$

$$DEXTH_{2023} = 971.66\ MMUSD * 9.19 \%$$

$$\therefore DEXTH_{2023} = 89.25\ MMUSD$$

De acuerdo con las estimaciones de precios de petróleo emitidos por Pemex en la Opinión Técnica, el precio medio anual será siempre mayor a los USD48.00 por barril a lo largo de la vida del proyecto. Por este motivo, para el cálculo de la tasa estipulada en el artículo 44 de la LISH regirá siempre el segundo caso (Tasa Calculada). Para ilustrar la condición anterior se describe una vez más el cálculo del DEXTH para el periodo siguiente:

➤ 2024

$$Precio\ por\ barril = 61.63\ USD$$

$$\therefore Precio\ por\ barril \geq 48.00\ USD$$

El precio promedio del barril proyectado para año 2024 se encuentra en el segundo caso:

$$Tasa\ Calculada = [0.125 * Precio\ del\ Petróleo + 1.5]\%$$

$$Tasa_{Art.44} = [(0.125 * 61.63\ USD) + 1.5] \%$$

$$\therefore Tasa_{Art.44} = 9.20 \%$$

Eventualmente:

$$DEXTH_{2024} = 2,040.29\ MMUSD * 9.20 \%$$

$$\therefore DEXTH_{2024} = 187.78\ MMUSD$$

Para concluir con estos Derechos, en la Tabla III-15 se puede encontrar los montos que Pemex tiene que pagar al Estado por concepto de DEXTH para cada periodo del Proyecto.

En resumen, hay que recordar que durante los primeros cuatro periodos Pemex solo paga DEXPH y no paga DEXTH porque aún no está en la etapa de extracción de hidrocarburos. Otro elemento importante es que en la tabla también se incluye el precio medio anual del barril de petróleo pronosticado por Pemex en la Opinión Técnica para las proyecciones de producción en Trión. Este precio siempre es mayor a los 68 USD por barril por año, por lo tanto, el Artículo 44 establece que el cálculo de la tasa para el DEXTH es mediante el segundo caso "Tasa Calculada".

Tabla III-15 Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH) por periodo, en millones de dólares MMUSD

Año	VAH	Precio del barril (USD/Barril)	Tasa Art. 44	DEXTH
2019	\$0.00	\$0.00	0%	\$0.00
2020	\$0.00	\$0.00	0%	\$0.00
2021	\$0.00	\$0.00	0%	\$0.00
2022	\$0.00	\$0.00	0%	\$0.00
2023	\$971.66	\$61.48	9.19%	\$89.25
2024	\$2,040.29	\$61.63	9.20%	\$187.78
2025	\$2,302.42	\$63.08	9.39%	\$216.08
2026	\$2,308.63	\$63.25	9.41%	\$217.16
2027	\$2,293.70	\$63.54	9.44%	\$216.58
2028	\$2,122.09	\$63.61	9.45%	\$200.56
2029	\$1,942.74	\$63.82	9.48%	\$184.12
2030	\$1,788.91	\$63.90	9.49%	\$169.72
2031	\$1,645.09	\$63.84	9.48%	\$155.95
2032	\$1,501.78	\$63.79	9.47%	\$142.27
2033	\$1,373.07	\$63.76	9.47%	\$130.03
2034	\$1,274.93	\$63.74	9.47%	\$120.70
2035	\$1,184.19	\$63.74	9.47%	\$112.11
2036	\$741.92	\$63.72	9.47%	\$70.22
2037	\$700.06	\$63.72	9.47%	\$66.26
2038	\$660.63	\$63.73	9.47%	\$62.54
2039	\$623.70	\$63.76	9.47%	\$59.06
2040	\$591.30	\$63.78	9.47%	\$56.01
2041	\$561.13	\$63.79	9.47%	\$53.16
Total	\$26,628.24			\$2,509.56

III.5.3. Derecho por la Utilidad Compartida (DUC)

Tal como se abordó en el Capítulo II de este trabajo, el artículo 39 de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos (LISH) estipula que el asignatario debe pagar el 65% de la resta correspondiente a los ingresos resultado de la producción de hidrocarburos (VAH) menos una serie de deducciones y derechos. Precisamente, con la finalidad pagar una menor cantidad por el monto del DUC, Pemex puede deducir ciertos gastos e inversiones de dicho pago, tal como se abordó en el Capítulo II. Para calcular el Derecho por la Utilidad Compartida (DUC) por periodo, se recurre a la siguiente expresión:

$$\text{Derecho por la Utilidad Compartida}_t = 65\% * (\text{VAH}_t - \text{Deducción}_{\text{Art.40}_t} - \text{DEXPH}_t - \text{DEXTH}_t)$$

Donde:

$\text{Deducción}_{\text{Art.40}_t} = \text{Deducciones de los Costos Gastos e Inversiones (CGI}_{\text{Art.40}_t})$
 en el periodo t

$\text{DEXTH}_t = \text{Derecho de exploración de hidrocarburos del periodo } t$

$\text{DEXPH}_t = \text{Derecho de exploración de hidrocarburos del periodo } t$

$\text{VAH}_t = \text{Valor Anual de los Hidrocarburos por periodo } t$

- **Deducción_t**

Se obtiene mediante lo establecido el artículo 40 y 42 de la LISH. Para el caso del artículo 40 son las fracciones I a III las que establecen los montos deducibles:

- 1) Artículo 40 fracción I: Establece que se deducirá el 100% del monto original de las inversiones realizadas para la exploración, recuperación secundaria y el mantenimiento no capitalizable.

Dicho de otro modo “Costos, Gastos e Inversiones estipulados en el artículo 40” ($\text{CGI}_{\text{Art.40}}$). Para el caso de Trión, los $\text{CGI}_{\text{Art.40}}$ corresponden a los montos *Drillex*, *Capex* y *Opex* descritos en el “Estudio Económico”. De acuerdo con información proporcionada por personal del IMP, las inversiones para exploración y recuperación secundaria corresponden al 40% de los montos destinados para *Drillex*, cerca del 8% de *Capex* y alrededor del 59% de *Opex*:

$$\text{CGI}_{\text{Art.40 fracción I}} = 100\% * [(40.022\% * \text{Drillex}) + (7.80\% * \text{Capex}) + (58.90\% * \text{Opex})]$$

En concreto, el 40.022% del monto correspondiente a *Drillex* se destina a actividades de recuperación secundaria. En otras palabras, de los 1,656.85 MMUSD (millones de dólares) se destinan 663.10 MMUSD, dicho de otro modo:

$$\text{Recuperación secundaria} = 40.022\% * \text{Drillex}$$

$$\therefore \text{Recuperación secundaria} = 663.10 \text{ MMUSD}$$

Por lo cual, en cada periodo Pemex podrá deducir del pago del DUC un 40.022% del monto asignado a *Drillex*. Cosa parecida sucede con los montos relacionados a los

gastos de capital *Capex*, a saber, los equipos en cubierta para inyección de agua y gas que ascienden a 252.52 MMUSD. En efecto, este valor representa el 7.80% de *Capex* considerando que este último asciende a 3,235.70 MMUSD. Por este motivo, en cada periodo se deduce un 7.80% del gasto destinado para *Capex*:

$$\text{Equipos en cubierta para inyección de agua y gas} = 7.80\% * \text{Capex}$$

$$\therefore \text{Equipos en cubierta para inyección de agua y gas} = 252.52 \text{ MMUSD}$$

Finalmente, el artículo 40 fracción I considera motivo de deducción el “mantenimiento no capitalizable”, es decir los gastos de operación y mantenimiento. De acuerdo con información del IMP, los equipos en cubierta para inyección de agua y gas (*Opex*) se consideran como parte del “mantenimiento no capitalizable”. Para ser precisos, los costos y conceptos que entran en la categoría “mantenimiento no capitalizable” son:

<u>Concepto</u>	<u>Costo en USD</u>	<u>Porcentaje</u>
Personal Operativo	234,474,303	11%
Logística y consumibles	351,464,337	17%
Seguro	749,800,547	36%
Administración y base de operaciones	730,509,097	35%
Total =	2,066,248,284	100%

$$\sum \text{Mantenimiento no capitalizable} = 2,066.25 \text{ MMUSD}$$

La suma total de los conceptos del “mantenimiento no capitalizable” representan el 58.90% del concepto de *Opex*:

$$\therefore \text{Mantenimiento no capitalizable} = 58.90\% * \text{Opex}$$

Para resumir lo anterior, las deducciones por periodo que considera el Artículo 40 fracción I son:

$$\text{Recuperación secundaria} = 40.022\% * \text{Drillex}$$

$$\text{Equipos en cubierta para inyección de agua y gas} = 7.80\% * \text{Capex}$$

$$\text{Mantenimiento no capitalizable} = 58.90\% * \text{Opex}$$

2) Artículo 40 fracción II: Establece la deducción del 25% del monto original de las inversiones realizadas para desarrollo y extracción. Para ser más específicos, se deduce el 25% del monto restante para *Drillex* y *Capex* que no fue deducido en la fracción I de este Artículo:

$$CGI_{Art.40 \text{ fracción II}} = 25\% * [(59.98\% * Drillex) + (92.20\% * Capex)]$$

Por consiguiente, lo que Pemex puede deducir del pago del DUC por periodo se puede expresar como:

$$Deducción_{Art.40_t} = 100\% * (CGI_{Art.40 \text{ fracción I}}) + 25\% * (CGI_{Art.40 \text{ fracción II}})$$

A continuación, se calculan los Costos, Gastos e Inversiones estipulados en el artículo 40 de la LISH ($CGI_{Art.40}$) deducibles del pago del Derecho por la Utilidad Compartida para el caso de Trión:

➤ 2019

$$CGI_{Art.40 \text{ fracción I}} = (40.022\% * Drillex) + (7.80\% * Capex) + (58.90\% * Opex)$$

$$CGI_{Art.40 \text{ fracción I}} = MMUSD[(40.022\% * Drillex) + (7.80\% * Capex) + (58.90\% * Opex)]$$

$$\therefore CGI_{Art.40 \text{ fracción I}} = 2.53 \text{ MMUSD}$$

$$CGI_{Art.40 \text{ fracción II}} = MMUSD[(59.98\% * 6.33) + (92.20\% * 0.00)]$$

$$\therefore CGI_{Art.40 \text{ fracción II}} = 3.80 \text{ MMUSD}$$

Finalmente se aplica el 100% y 25% respectivos:

$$Deducción_{Art.40_{2019}} = MMUSD[(100\% * CGI_{Art.40 \text{ fracción I}}) + (25\% * CGI_{Art.40 \text{ fracción II}})]$$

$$Deducción_{Art.40_{2019}} = MMUSD[(100\% * 2.53) + (25\% * 3.80)]$$

$$Deducción_{Art.40_{2019}} = 3.48 \text{ MMUSD}$$

➤ 2020

$$CGI_{Art.40 \text{ fracción I}} = MMUSD[(40.022\% * 27.54) + (7.80\% * 334.50) + (58.90\% * 0.00)]$$

$$\therefore CGI_{Art.40 \text{ fracción I}} = 37.13 \text{ MMUSD}$$

$$CGI_{Art.40 \text{ fracción II}} = [(59.98\% * 27.54) + (92.20\% * 334.50)] \text{ MMUSD}$$

$$\therefore CGI_{Art.40 \text{ fracción II}} = 324.91 \text{ MMUSD}$$

$$Deducción_{2020} = [(100\% * \$37.13) + (25\% * \$324.91)] \text{ MMUSD}$$

$$\therefore \text{Deducción}_{\text{Art.40}_{2020}} = 118.36 \text{ MMUSD}$$

➤ 2021

$$\text{CGI}_{\text{Art.40 fracción I}} = 240.02 \text{ MMUSD}$$

$$\text{CGI}_{\text{Art.40 fracción II}} = 1,788.26 \text{ MMUSD}$$

$$\text{Deducción}_{\text{Art.40}_{2021}} = [(100\% * 240.02) + (25\% * 1,788.26)] \text{ MMUSD}$$

$$\therefore \text{Deducción}_{\text{Art.40}_{2021}} = 687.083 \text{ MMUSD}$$

➤ 2022

$$\text{CGI}_{\text{Art.40 fracción I}} = 276.53 \text{ MMUSD}$$

$$\text{CGI}_{\text{Art.40 fracción II}} = 1,286.06 \text{ MMUSD}$$

$$\text{Deducción}_{\text{Art.40}_{2022}} = [(100\% * \$276.53) + (25\% * \$1,286.06)] \text{ MMUSD}$$

$$\therefore \text{Deducción}_{\text{Art.40}_{2022}} = 598.04 \text{ MMUSD}$$

Antes de continuar, conviene mencionar que las deducciones de los Costos, Gastos e Inversiones ($\text{CGI}_{\text{Art.40}}$) tienen un límite o *Cost Cap* de acuerdo con el artículo 41 fracción IV. Para un campo de aguas profundas este monto límite no debe ser superior al 60% del Valor Anual de los Hidrocarburos del periodo. Dicho de otra manera, de acuerdo con lo expresado en el Capítulo II, para un periodo (t):

$$\text{CGI}_{\text{Art.40}_t} = \text{Deducción}_{\text{Art.40}_t}$$

$$\text{Deducción}_{\text{Art.40}_t} < (60\% * \text{VAH}_t)$$

En el caso contrario de que el monto de los $\text{CGI}_{\text{Art.40}}$ exceda el límite establecido por el artículo 41, se podrá deducir en los ejercicios o periodos inmediatos posteriores. Es decir, el monto remanente que exceda el VAH se deduce para el periodo siguiente $\text{Deducción}_{\text{Art.40}_n}$. Dicho de otro modo, la condición que describe cuando la los CGI exceden el límite para ese periodo es:

$$\text{Deducción}_{\text{Art.40}_t} > (60\% * \text{VAH}_t)$$

Por consiguiente, las deducciones para este segundo caso se aplican con la expresión desarrollada en el Capítulo II:

$$\text{Deducción (para el periodo siguiente)} = \sum_{i=t}^n CGI_{Art.40_i}$$

$$\text{Deducción}_{Art.40_n} = \sum_{i=t}^n CGI_{Art.40_i}$$

La expresión anterior se aplica para los primeros periodos del Proyecto, es decir, cuando el Campo todavía no genera ingresos debido a que el Proyecto se encuentra en etapa de exploración. No obstante, para los primeros periodos ya comienzan las erogaciones por Costos, Gastos e Inversiones ($CGI_{Art.40}$). Como consecuencia de lo anterior, los primeros cuatro periodos se encuentran en el segundo caso, esto es, cuando la desigualdad establece que los $CGI_{Art.40}$ son mayores al 60% del VAH o al monto máximo de deducción. En tanto el Valor Anual de los Hidrocarburos (VAH) sea igual a cero por ser una etapa exploratoria, no se podrán ejercer las deducciones debido a que rebasan el 60% del VAH o el monto máximo. Por lo tanto, los primeros cuatro periodos entran en el segundo caso:

➤ 2019

$$\text{Deducción}_{Art.40_{2019}} = 3.48 \text{ MMUSD}$$

$$\text{VAH}_{2019} = 0.00 \text{ MMUSD}$$

Por lo tanto, se comprueba el segundo caso de la desigualdad

$$\text{Deducción}_{Art.40_{2019}} > (60\% * \text{VAH}_{2019})$$

Consecuentemente la deducción del 2019 se acumula para el siguiente periodo, por lo tanto, se aplica la expresión correspondiente:

$$\text{Deducción}_{Art.40_{2020}} = \sum_{i=2019}^{2020} CGI_{Art.40_i}$$

En consecuencia, la deducción del 2020 incluye los Costos, Gastos e Inversiones del 2019 y 2020:

$$\sum_{i=2019}^{2020} CGI_{Art.40_i} = CGI_{Art.40_{2019}} + CGI_{Art.40_{2020}}$$

Se procede con el desarrollo de la sumatoria y se compara si es menor o mayor al Valor Anual de los Hidrocarburos (VAH) del 2020: $\sum_{i=2019}^{2020} CGI_{Art.40_i} = 3.48 \text{ MMUSD} + 118.36 \text{ MMUSD}$

$$\sum_{i=2019}^{2020} CGI_{Art.40_i} = 121.84 \text{ MMUSD}$$

$$\therefore Deducción_{Art.40_{2020}} = 121.84 \text{ MMUSD}$$

En el 2020 el VAH es igual a cero, por consiguiente, la Deducción correspondiente todavía es mayor al límite establecido:

$$Deducción_{Art.40_{2020}} > (60\% * VAH_{2020})$$

En vista de que el VAH es igual a cero hasta el periodo 2022, se puede afirmar que las siguientes deducciones serán mayores que el 60% del VAH, tal como en 2020:

$$Deducción_{Art.40_{2021}} > (60\% * VAH_{2021})$$

$$Deducción_{Art.40_{2022}} > (60\% * VAH_{2022})$$

Llegados a este punto, la alternativa es acumular las deducciones hasta el año 2023, periodo donde se comienzan a generar ingresos y por consiguiente el VAH es una mayor a cero. Para tal fin, a partir del 2023 además de ejercer los montos de ese mismo año, también se ejercen las del 2019 y 2020 con la finalidad de no superar el límite de deducción permitido por la ley. Por consiguiente, los montos deducibles del 2021 se ejercen hasta el 2024 junto con el monto respectivo para ese periodo y las del 2022 junto con las del año 2025:

➤ 2023

$$VAH_{2023} = 971.66 \text{ MMUSD}$$

$$60\% * VAH_{2023} = 583.00 \text{ MMUSD}$$

De acuerdo con lo propuesto, en el periodo 2023 se deduce el monto de los CGI acumulados del 2019, 2021 y 2023. Gracias a esta propuesta, no se rebasa el 60% de los ingresos del 2023:

$$Deducción_{Art.40_{2023}} < 583.00 \text{ MMUSD}$$

$$Deducción_{Art.40_{2023}} = \sum_{i=2019}^{2020} CGI_{Art.40_i} + CGI_{Art.40_{2023}}$$

$$Deducción_{Art.40_{2023}} = CGI_{Art.40_{2019}} + CGI_{Art.40_{2020}} + CGI_{Art.40_{2023}}$$

$$Deducción_{Art.40_{2023}} = (3.48 + 118.36 + 354.31) \text{ MMUSD}$$

$$Dedución_{Art.40_{2023}} = 476.14 \text{ MMUSD}$$

Se corrobora que efectivamente, los montos a deducir para el periodo 2023 cumplen con la desigualdad:

$$Dedución_{Art.40_{2023}} < 60\% * VAH_{2023}$$

$$\therefore \text{MMUSD } 476.14 < 583.00 \text{ MMUSD}$$

Dicho brevemente, el monto final a deducir en el 2023 ese \$476.14 MMUSD. En el mismo orden de ideas, el periodo 2024 se deduce junto con lo del 2021. Cabe agregar que si se le adiciona lo correspondiente al 2022 se rebasaría el monto máximo:

➤ 2024

$$VAH_{2024} = 2,040.59 \text{ MMUSD}$$

$$60\% * VAH_{2024} = 1,224.18 \text{ MMUSD}$$

$$Dedución_{Art.40_{2024}} < 1,224.18 \text{ MMUSD}$$

$$Dedución_{Art.40_{2024}} = CGI_{Art.40_{2021}} + CGI_{Art.40_{2024}}$$

$$Dedución_{Art.40_{2024}} = 687.08 \text{ MMUSD} + 290.84 \text{ MMUSD}$$

$$Dedución_{Art.40_{2024}} = 977.92 \text{ MMUSD}$$

Lo siguiente es corroborar que no se rebasen el monto máximo de deducción:

$$Dedución_{Art.40_{2024}} < 60\% * VAH_{2024}$$

$$977.92 \text{ MMUSD} < 1,224.18 \text{ MMUSD}$$

Con el arreglo anterior, efectivamente el monto a deducir para el 2024 es menor al límite marcado por la LISH:

$$\therefore Dedución_{Art.40_{2024}} = 977.92 \text{ MMUSD}$$

➤ 2025

$$VAH_{2025} = 2,302.42 \text{ MMUSD}$$

$$60\% * VAH_{2025} = 1,381.45 \text{ MMUSD}$$

Se debe cumplir que:

$$Deduci\acute{o}n_{Art.40_{2025}} < 1,381.45 \text{ MMUSD}$$

$$Deduci\acute{o}n_{Art.40_{2025}} = CGI_{Art.40_{2022}} + CGI_{Art.40_{2025}}$$

$$Deduci\acute{o}n_{Art.40_{2025}} = 598.04 \text{ MMUSD} + 108.45 \text{ MMUSD}$$

$$Deduci\acute{o}n_{Art.40_{2025}} = 706.49 \text{ MMUSD}$$

Al comparar que el monto de deducci\acute{o}n no rebase el l\acute{im}ite:

$$Deduci\acute{o}n_{2025} < 60\% * VAH_{2024}$$

$$706.49 \text{ MMUSD} < 1,381.45 \text{ MMUSD}$$

$$\therefore Deduci\acute{o}n_{Art.40_{2025}} = 706.49 \text{ MMUSD}$$

En s\`ıntesis, lo que se ha descrito tiene como finalidad calcular los elementos de la expresi\`on del Derecho por la Utilidad Compartida (DUC). En la siguiente tabla se resumen las deducciones por a\`no que la petrolera puede ejercer:

Tabla III-16 Deducciones de Pemex por periodo, de acuerdo con el art\`iculo 40 de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos, en millones de d\`olares (MMUSD)

A\`no	Valor Anual de los Hidrocarburos (VAH)	Deducciones
2019	\$0.00	\$3.48
2020	\$0.00	\$118.36
2021	\$0.00	\$687.08
2022	\$0.00	\$598.04
2023	\$971.66	\$354.31
2024	\$2,040.29	\$290.84
2025	\$2,302.42	\$108.45
2026	\$2,308.63	\$162.22
2027	\$2,293.70	\$94.66
2028	\$2,122.09	\$104.34
2029	\$1,942.74	\$88.84
2030	\$1,788.91	\$193.11
2031	\$1,645.09	\$95.40
2032	\$1,501.78	\$85.18
2033	\$1,373.07	\$101.26
2034	\$1,274.93	\$160.38
2035	\$1,184.19	\$91.14

Antes de continuar, conviene destacar que Pemex no está obligada a pagar el DUC durante los primeros cuatro periodos de vida del Proyecto debido a que no existe valor de hidrocarburos extraídos (VAH). Por lo tanto, a partir del quinto periodo 2023, Pemex comienza a erogar el pago por DUC.

➤ 2023

$$VAH_{2023} = 971.66 \text{ MMUSD}$$

$$Dedución_{Art.40_{2023}} = 476.14 \text{ MMUSD}$$

$$DEXTH_{2023} = 89.25 \text{ MMUSD}$$

$$DUC_{2023} = 65\% * (971.66 - 476.14 - 0.00 - 89.25) \text{ MMUSD}$$

$$DUC_{2023} = 65\% * (406.27) \text{ MMUSD}$$

$$\therefore DUC_{2023} = 264.075 \text{ MMUSD}$$

➤ 2024

$$VAH_{2024} = 2,040.29 \text{ MMUSD}$$

$$Dedución_{Art.40_{2024}} = 977.92 \text{ MMUSD}$$

$$DEXTH_{2024} = 187.78 \text{ MMUSD}$$

$$DUC_{2024} = 65\% * (2,040.29 - 977.92 - 0.00 - 187.78) \text{ MMUSD}$$

$$DUC_{2024} = 65\% * (874.59) \text{ MMUSD}$$

$$\therefore DUC_{2024} = 568.48 \text{ MMUSD}$$

➤ 2025

$$VAH_{2025} = 2,302.42 \text{ MMUSD}$$

$$Dedución_{Art.40_{2025}} = 706.49 \text{ MMUSD}$$

$$DEXTH_{2025} = 216.08 \text{ MMUSD}$$

$$DUC_{2025} = 65\% * (2,302.42 - 706.49 - 0.00 - 216.08) \text{ MMUSD}$$

$$DUC_{2025} = 65\% * (1,379.85) \text{ MMUSD}$$

$$\therefore DUC_{2025} = 896.90 \text{ MMUSD}$$

Avanzando en nuestro razonamiento, para todos los periodos restantes el pago del DUC se resume en la siguiente tabla:

Tabla III-17 Derecho por Utilidad Compartida, montos en millones de dólares MMUSD

Año	VAH	CGI _{Art.40}	DEXPH	DEXTH	DUC	Pago de Derechos (Total)
2019	\$0.00	\$0.00	\$1.05	\$0.00	\$0.00	\$1.05
2020	\$0.00	\$0.00	\$1.05	\$0.00	\$0.00	\$1.05
2021	\$0.00	\$0.00	\$1.05	\$0.00	\$0.00	\$1.05
2022	\$0.00	\$0.00	\$1.05	\$0.00	\$0.00	\$1.05
2023	\$971.66	\$476.14	\$0.00	\$89.25	\$264.07	\$353.32
2024	\$2,040.29	\$977.92	\$0.00	\$187.78	\$568.48	\$756.27
2025	\$2,302.42	\$706.49	\$0.00	\$216.08	\$896.90	\$1,112.98
2026	\$2,308.63	\$162.22	\$0.00	\$217.16	\$1,254.01	\$1,471.17
2027	\$2,293.70	\$94.66	\$0.00	\$216.58	\$1,288.60	\$1,505.18
2028	\$2,122.09	\$104.34	\$0.00	\$200.56	\$1,181.17	\$1,381.74
2029	\$1,942.74	\$88.84	\$0.00	\$184.12	\$1,085.36	\$1,269.48
2030	\$1,788.91	\$193.11	\$0.00	\$169.72	\$926.95	\$1,096.67
2031	\$1,645.09	\$95.40	\$0.00	\$155.95	\$905.93	\$1,061.89
2032	\$1,501.78	\$85.18	\$0.00	\$142.27	\$828.31	\$970.58
2033	\$1,373.07	\$101.26	\$0.00	\$130.03	\$742.16	\$872.19
2034	\$1,274.93	\$160.38	\$0.00	\$120.70	\$646.00	\$766.70
2035	\$1,184.19	\$91.14	\$0.00	\$112.11	\$637.61	\$749.72
2036	\$741.92	\$84.27	\$0.00	\$70.22	\$381.83	\$452.05
2037	\$700.06	\$84.18	\$0.00	\$66.26	\$357.25	\$423.52
2038	\$660.63	\$207.26	\$0.00	\$62.54	\$254.04	\$316.58
2039	\$623.70	\$95.26	\$0.00	\$59.06	\$305.09	\$364.16
2040	\$591.30	\$84.04	\$0.00	\$56.01	\$293.32	\$349.33
2041	\$561.13	\$84.01	\$0.00	\$53.16	\$275.57	\$328.73
Total	\$26,628.25					\$15,606.43

III.5.4. Impuesto Sobre la Renta (ISR)

De las expresiones deducidas en el Capítulo II de este trabajo, es necesario recordar que la que describe el ISR para un Proyecto de aguas profundas, ya sea en Asignación o en Contrato:

$$\text{Impuesto Sobre la Renta} = 30\% * \text{Resultado Fiscal}$$

$$ISR = 30\%RF$$

- **Deducciones**_{Art.46}

Se trata de las mismas deducciones establecidas el artículo 40 de la LISH (DOF 15-11-2016), en vista de que el artículo 46 de la LISR (DOF 30-11-2016) establece dichas deducciones en sus fracciones I a III:

$$\text{Deducción}_{\text{Art.46}_t} = \text{fracción}_I + \text{fracción}_{II} + \text{fracción}_{III}$$

$$D_{\text{Art.46}_t} = \sum_{i=I}^{III} \text{fracción}_i$$

Dado que es un Impuesto Sobre la Renta, no se puede pagar hasta que el Campo comience a generar ingresos. Por consiguiente, las deducciones se acumulan hasta el 2023 cuando la venta de hidrocarburos pueda generar ingresos. En síntesis, las deducciones calculadas para el DUC son las mismas que para las del ISR.

- **Utilidad Fiscal**

Regulado por el artículo 9 de la Ley de Impuesto Sobre la Renta (LISR, DOF 30-11-2016), tal como señalan las expresiones del Capítulo II:

$$\text{Utilidad Fiscal} = \text{Ingresos Acumulables} - \text{Deducción}_{\text{Art.46}_t}$$

$$UF = IA - D_{\text{Art.46}}$$

Siempre y cuando se cumpla:

$$D_{\text{Art.40}} \leq IA$$

En vista de que este concepto no se puede calcular hasta generar ingresos el primer pago por Utilidad Fiscal se calcula para el 2023. Por otro lado, los ingresos acumulables significan los ingresos mensuales acumulados en un año, es decir, los ingresos anuales. Otro rasgo de la expresión de la Utilidad Fiscal es que los montos deducidos aplican exclusivamente al año correspondiente, no las acumuladas de años anteriores. A continuación, se describe el cálculo en millones de dólares para 2023 y 2024:

➤ 2023

$$D_{\text{Art.46}_{2023}} \leq IA$$

De la Tabla III-16 se puede encontrar que las deducciones para el año 2023 son:

$$D_{\text{Art.46}_{2023}} = 354.31 \text{ MMUSD}$$

$$IA = 971.66 \text{ MMUSD}$$

$$MMUSD 354.31 \leq 971.66 \text{ MMUSD}$$

$$UF_{2023} = 971.66 \text{ MMUSD} - 354.31 \text{ MMUSD}$$

$$\therefore \text{Utilidad Fiscal}_{2023} = 617.35 \text{ MMUSD}$$

➤ 2024

$$D_{Art.40} \leq IA$$

$$D_{Art.46} = 290.84 \text{ MMUSD}$$

$$IA = 2,040.29 \text{ MMUSD}$$

$$290.84 \text{ MMUSD} \leq 2,040.29 \text{ MMUSD}$$

$$UF_{2024} = 2,040.29 \text{ MMUSD} - 290.84 \text{ MMUSD}$$

$$\therefore \text{Utilidad Fiscal}_{2024} = 1,749.46 \text{ MMUSD}$$

- **Pérdida Fiscal**

La pérdida fiscal son los montos de deducción de periodos anteriores que no pudieron ser ejercidos dado que aún no se registraban ingresos. Para ser más específicos, los montos de deducción de los periodos 2019 a 2022.

$$\text{Pérdida Fiscal} = \text{Ingresos Acumulables} - \text{Deducción}_{Art.46t}$$

$$PF = IA - D_{Art.46t}$$

En tanto se cumpla:

$$D_{Art.46t} > IA$$

Siempre que el monto de los ingresos anuales o ingresos acumulables sea menor que la deducción por periodo, se calcula la pérdida fiscal. Avanzando en nuestro razonamiento, se puede afirmar que solo de 2019 a 2022 existe pérdida fiscal.

Finalmente, dado que los ingresos acumulables son igual a cero, el monto de pérdida fiscal es el mismo que el de la deducción por periodo:

➤ 2019

$$D_{Art.46_{2019}} = 3.48 \text{ MMUSD}$$

$$IA = 0.00 \text{ MMUSD}$$

$$\text{MMUSD } 3.48 > 0.00 \text{ MMUSD}$$

Por consiguiente, la pérdida fiscal es aquel monto de deducción que supera los ingresos por periodo, o el VAH:

$$\text{Pérdida Fiscal}_{2019} = |0.00 - 3.48| \text{ MMUSD}$$

$$\therefore PF_{2019} = 3.48 \text{ MMUSD}$$

$$\therefore PF_{2020} = 118.36 \text{ MMUSD}$$

$$\therefore PF_{2021} = 687.08$$

$$\therefore PF_{2022} = 598.04 \text{ MMUSD}$$

- **Resultado fiscal Base Impuesto Anual**

Con los datos calculados anteriormente, se tienen todos los elementos para calcular el Resultado Fiscal.

$$\text{Resultado Fiscal} = \text{Utilidad Fiscal} - \text{Pérdida Fiscal}_{t \leq 15 \text{ ejercicios}}$$

$$RF = UF - PF_{t \leq 15 \text{ ejercicios}}$$

Los primeros cuatro periodos poseen pérdida fiscal pero no Utilidad Fiscal, a diferencia de todos los demás que si poseen su respectiva Utilidad Fiscal.

Según la LISH (DOF 30-11-2016), la pérdida fiscal que se registre en un determinado periodo se puede disminuir a un plazo máximo de 15 periodos siguientes. El resultado fiscal es el monto base para el cálculo del ISR, en correspondencia, se eroga a partir del 2023.

➤ 2023

$$\text{Resultado Fiscal}_{2023} = UF_{2023} - PF_{t \leq 15 \text{ ejercicios}}$$

$$RF_{2023} = 617.35 \text{ MMUSD} - PF_{t \leq 15 \text{ ejercicios}}$$

Las pérdidas fiscales de los periodos anteriores al 2023 pueden deducirse de forma acumulada a partir del resultado fiscal 2023, siempre que estas no superen el respectivo monto de Utilidad Fiscal. De acuerdo con el comportamiento del flujo de efectivo, en tanto se deduzcan las pérdidas fiscales de los primeros periodos 2019 y 2020 se respetará la condición anterior:

$$PF_{t \leq 15 \text{ ejercicios}} < UF_{2023}$$

$$PF_{2019} + PF_{2020} < UF_{2023}$$

Se podría objetar en que se puede adicionar la expresión anterior la pérdida fiscal 2021 (PF_{2021}), sin embargo, al ser esta de un monto de \$687.08 MMUSD ya no se cumpliría la desigualdad:

$$121.94 \text{ MMUSD} < 617.35 \text{ MMUSD}$$

Finalmente se obtiene que:

$$RF_{2023} = 617.35 \text{ MMUSD} - 121.94 \text{ MMUSD}$$

$$RF_{2023} = 495.92 \text{ MMUSD}$$

$$\therefore \text{Resultado Fiscal}_{2023} = 495.92 \text{ MMUSD}$$

➤ 2024

Similar al periodo anterior, se presenta la posibilidad de poder deducir montos de pérdida fiscal, esta vez correspondientes al 2021 y 2022.

$$\text{Utilidad Fiscal}_{2024} = 1,749.46 \text{ MMUSD}$$

Hay que mencionar que 2024 es el último periodo donde se disminuyen montos de pérdida fiscal anteriores:

$$PF_{2021} + PF_{2022} < UF_{2024}$$

$$1,285.13 \text{ MMUSD} < 1,749.46 \text{ MMUSD}$$

$$\text{Resultado Fiscal}_{2024} = UF_{2024} - PF_{t \leq 15 \text{ ejercicios}}$$

$$RF_{2024} = 1,749.46 \text{ MMUSD} - 1,285.13 \text{ MMUSD}$$

$$RF_{2024} = 464.33 \text{ MMUSD}$$

$$\therefore \text{Resultado Fiscal}_{2024} = 464.33 \text{ MMUSD}$$

Llegados a este punto, se cuentan calculadas todas las disminuciones de Pérdida Fiscal del Campo ejercidas. En vista de que los periodos subsecuentes no cuentan con Pérdida Fiscal, su Resultado Fiscal será igual a la Utilidad Fiscal.

➤ 2025

$$UF_{2025} = 2,193.97 \text{ MMUSD}$$

$$RF_{2025} = 2,193.97 \text{ MMUSD} - 0.00 \text{ MMUSD}$$

$$\therefore \text{Resultado Fiscal}_{2025} = 2,193.97 \text{ MMUSD}$$

- **Impuesto Sobre la Renta (ISR)**

Finalmente, se calcula el monto a pagar por impuesto o ISR causado, al aplicar la tasa estipulada en el artículo 9 de la LISR (DOF 30-11-2016) al Resultado Fiscal (RF):

$$\text{Impuesto Sobre la Renta} = 30\% * \text{Resultado Fiscal}$$

➤ 2023

$$ISR_{2023} = 30\% * 495.92 \text{ MMUSD}$$

$$\therefore ISR_{2023} = 148.65 \text{ MMUSD}$$

➤ 2024

$$ISR_{2024} = 30\% * 464.33 \text{ MMUSD}$$

$$\therefore ISR_{2024} = 139.30 \text{ MMUSD}$$

Dicho brevemente, los montos por concepto de ISR que Pemex como Asignatario tiene que pagar a lo largo de la vida del Proyecto se muestran en la tabla siguiente.

Tabla III-18 Conceptos que componen el pago del ISR, en millones de dólares (MMUSD)

Año	Ingresos	Deducciones	Utilidad Fiscal	Pérdida Fiscal	Resultado Fiscal	ISR
2019	\$0.00	\$3.48	\$0.00	\$3.48	\$0.00	\$0.00
2020	\$0.00	\$118.36	\$0.00	\$118.36	\$0.00	\$0.00
2021	\$0.00	\$687.08	\$0.00	\$687.08	\$0.00	\$0.00
2022	\$0.00	\$598.04	\$0.00	\$598.04	\$0.00	\$0.00
2023	\$971.66	\$354.31	\$617.35	\$0.00	\$495.52	\$148.65
2024	\$2,040.29	\$290.84	\$1,749.46	\$0.00	\$464.33	\$139.30
2025	\$2,302.42	\$108.45	\$2,193.97	\$0.00	\$2,193.97	\$658.19
2026	\$2,308.63	\$162.22	\$2,146.41	\$0.00	\$2,146.41	\$643.92
2027	\$2,293.70	\$94.66	\$2,199.04	\$0.00	\$2,199.04	\$659.71
2028	\$2,122.09	\$104.34	\$2,017.76	\$0.00	\$2,017.76	\$605.33
2029	\$1,942.74	\$88.84	\$1,853.90	\$0.00	\$1,853.90	\$556.17
2030	\$1,788.91	\$193.11	\$1,595.80	\$0.00	\$1,595.80	\$478.74
2031	\$1,645.09	\$95.40	\$1,549.70	\$0.00	\$1,549.70	\$464.91
2032	\$1,501.78	\$85.18	\$1,416.59	\$0.00	\$1,416.59	\$424.98
2033	\$1,373.07	\$101.26	\$1,271.81	\$0.00	\$1,271.81	\$381.54
2034	\$1,274.93	\$160.38	\$1,114.55	\$0.00	\$1,114.55	\$334.36
2035	\$1,184.19	\$91.14	\$1,093.05	\$0.00	\$1,093.05	\$327.91
2036	\$741.92	\$84.27	\$657.65	\$0.00	\$657.65	\$197.30
2037	\$700.06	\$84.18	\$615.88	\$0.00	\$615.88	\$184.76
2038	\$660.63	\$207.26	\$453.37	\$0.00	\$453.37	\$136.01
2039	\$623.70	\$95.26	\$528.44	\$0.00	\$528.44	\$158.53
2040	\$591.30	\$84.04	\$507.27	\$0.00	\$507.27	\$152.18
2041	\$561.13	\$84.01	\$477.12	\$0.00	\$477.12	\$143.13
Total	\$26,628.25	\$3,976.11	\$24,059.11	\$1,406.97	\$22,652.14	\$6,795.64

III.5.5. Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH)

En referencia al IAEEH, para un periodo anual (t) se calcula como el producto de una cuota en pesos mexicanos por el Área de Asignación en km²:

$$IAEEH_t = Cuota_t * \text{Área de Asignación}$$

$$\therefore IAEEH_t = C_t * AA$$

Esta cuota es variable y depende de la etapa en que se encuentren los trabajos, en tanto el Campo se encuentre en etapa de exploración este valor es:

$$Cuota_{\text{exploración}} = \text{MXN } 1,768.45 / \text{km}^2$$

Por otro lado, en tanto la producción del Campo se mantenga en la etapa de extracción, la cuota es:

$$Cuota_{extracción} = MXN 7,073.83 /km^2$$

El pago que el Asignatario eroga por esta cuota es mensual, pero si se consideran periodos anuales las erogaciones deben contemplar 12 pagos. En el mismo orden de ideas, es necesario volver a destacar que los primeros cuatro periodos conforman la etapa exploratoria del Campo y a partir del quinto periodo comienzan las actividades de extracción. Conviene subrayar que el artículo 54 de la LISH (DOF 30-11-2016) estipula que, para el cálculo del impuesto, en el caso que el Área de Asignación (AA) se encuentre integrada por fracción de kilómetro cuadrado, se considerará hasta el centésimo. Esto sucede con el caso de Trión, donde:

$$AA = 1,285.20 km^2$$

➤ 2019

$$IAEEH_{2019} = MXN 1,768.45 /km^2 * 1,285.203 km^2$$

Al mes:

$$IAEEH_{2019} = 2,272,817.25 MXN$$

Anualmente y en millones de dólares:

$$\therefore IAEEH_{2019} = 1.36 MMUSD$$

El monto anterior es la cantidad que tendrá que pagar el Asignatario a lo largo de toda la fase de exploración, esto es, del 2019 al 2022. Para fase de exploración para el periodo 2023 y 2024:

➤ 2023

$$IAEEH_{2023} = 7,073.83 MXN/km^2 * 1,285.203 km^2$$

Al mes:

$$IAEEH_{2023} = 9,091,307.54 MXN$$

Anualmente y en millones de dólares:

$$\therefore IAEEH_{2023} = MMUSD 5.45$$

➤ 2024

$$IAEEH_{2024} = MXN 7,073.83 /km^2 * 1,285.203 km^2$$

Al mes:

$$IAEEH_{2024} = MXN 9,091,307.54$$

Anualmente y en millones de dólares:

$$\therefore IAEEH_{2024} = MMUSD 5.45$$

La cantidad por periodo para este impuesto es la misma para las etapas de extracción y producción:

Tabla III-19 Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, en millones de dólares (MMUSD)

Año	IAEEH (Extracción)	IAEEH (Exploración)	IAEEH (Total)
2019	\$1.36	\$0.00	\$1.36
2019	\$1.36	\$0.00	\$1.36
2020	\$1.36	\$0.00	\$1.36
2021	\$1.36	\$0.00	\$1.36
2022	\$1.36	\$0.00	\$1.36
2023	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2024	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2025	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2026	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2027	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2028	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2029	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2030	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2031	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2032	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2033	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2034	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2035	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2036	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2037	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2038	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2039	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2040	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2041	\$0.00	\$5.45	\$5.45

III.5.6. Flujo de Caja

Llegados a este punto, se dispone de todos los elementos para construir el flujo de efectivo del Proyecto bajo la alternativa de Asignación. En la Tabla III-20 se muestra el primer flujo de caja, que refleja las ganancias gravables, Utilidad del Proyecto o Utilidad 1; con ayuda de la expresión del Capítulo II:

$$\text{Ganancias Gravables} = \text{Ingresos} - \text{Costos de Operación} - \text{Intereses}$$

Para el caso de Trión, la expresión del flujo de efectivos de la Tabla III-20 es:

$$\text{Ganancias Gravables} = \text{Ingresos} - \text{Inversiones}_{\text{Capex+Drillex+Opex+Abex}}$$

$$\therefore \text{Utilidad 1} = \text{Ganancias Gravables}$$

Tabla III-20 Flujo de Caja 1 en millones de dólares (MMUSD)

Año	Ingresos	Egresos (Inversiones)	Utilidad 1
2019	\$0.00	\$6.33	-\$6.33
2020	\$0.00	\$362.04	-\$362.04
2021	\$0.00	\$2,028.28	-\$2,028.28
2022	\$0.00	\$1,562.59	-\$1,562.59
2023	\$971.66	\$654.00	\$317.66
2024	\$2,040.29	\$518.35	\$1,521.94
2025	\$2,302.42	\$186.61	\$2,115.81
2026	\$2,308.63	\$275.42	\$2,033.21
2027	\$2,293.70	\$160.72	\$2,132.98
2028	\$2,122.09	\$177.15	\$1,944.94
2029	\$1,942.74	\$264.35	\$1,678.39
2030	\$1,788.91	\$418.96	\$1,369.95
2031	\$1,645.09	\$232.13	\$1,412.96
2032	\$1,501.78	\$195.32	\$1,306.45
2033	\$1,373.07	\$204.92	\$1,168.15
2034	\$1,274.93	\$290.73	\$984.19
2035	\$1,184.19	\$159.93	\$1,024.26
2036	\$741.92	\$143.08	\$598.84
2037	\$700.06	\$142.92	\$557.14
2038	\$660.63	\$353.70	\$306.92
2039	\$623.70	\$161.74	\$461.96
2040	\$591.30	\$142.68	\$448.62
2041	\$561.13	\$142.64	\$418.49
Total	\$26,628.25	\$8,784.61	\$17,843.64

En segunda instancia, el operador del Campo bajo un esquema de Asignación tiene que pagar Derechos por actividades de explotación del Campo. De manera que se adicionan los efectos del Pago de Derechos al flujo de efectivo anterior, a esta nueva utilidad se le denomina Utilidad 2 o también Utilidad Antes de Impuestos (UAI)

$$\text{Utilidad Antes de Impuestos} = \text{Ganancias Gravables} - \text{Pago de Derechos}$$

$$\text{Utilidad 2} = \text{Ganancias Gravables} - \text{Pago de Derechos}$$

$$\text{Utilidad 2} = \text{Utilidad 1} - \text{Pago de Derechos}$$

Tabla III-21 Flujo de caja 2. Pago de Derechos e Inversiones en millones de dólares (MMUSD)

Año	Ingresos	Egresos (Inversiones)	Pago de Derechos	Utilidad 2
2019	\$0.00	\$6.33	\$1.05	-\$7.38
2020	\$0.00	\$362.04	\$1.05	-\$363.09
2021	\$0.00	\$2,028.28	\$1.05	-\$2,029.33
2022	\$0.00	\$1,562.59	\$1.05	-\$1,563.64
2023	\$971.66	\$654.00	\$353.32	-\$35.66
2024	\$2,040.29	\$518.35	\$756.27	\$765.68
2025	\$2,302.42	\$186.61	\$1,112.98	\$1,002.83
2026	\$2,308.63	\$275.42	\$1,471.17	\$562.04
2027	\$2,293.70	\$160.72	\$1,505.18	\$627.80
2028	\$2,122.09	\$177.15	\$1,381.74	\$563.20
2029	\$1,942.74	\$264.35	\$1,269.48	\$408.91
2030	\$1,788.91	\$418.96	\$1,096.67	\$273.28
2031	\$1,645.09	\$232.13	\$1,061.89	\$351.08
2032	\$1,501.78	\$195.32	\$970.58	\$335.87
2033	\$1,373.07	\$204.92	\$872.19	\$295.96
2034	\$1,274.93	\$290.73	\$766.70	\$217.49
2035	\$1,184.19	\$159.93	\$749.72	\$274.54
2036	\$741.92	\$143.08	\$452.05	\$146.79
2037	\$700.06	\$142.92	\$423.52	\$133.62
2038	\$660.63	\$353.70	\$316.58	-\$9.66
2039	\$623.70	\$161.74	\$364.16	\$97.80
2040	\$591.30	\$142.68	\$349.33	\$99.30
2041	\$561.13	\$142.64	\$328.73	\$89.76
Total	\$26,628.25	\$8,784.61	\$15,606.43	\$2,237.20

Seguidamente, el último flujo de efectivo corresponde a las Ganancias Netas o Utilidad Después de Impuestos (UDI). En el Capítulo II se propuso la expresión:

$$\text{Ganancias Netas} = \text{Utilidad Antes de Impuestos} - \text{Impuestos}$$

$$\text{Utilidad 3} = \text{Utilidad Antes de Impuestos} - \text{Impuestos}$$

Tabla III-22 Flujo de caja 3. Impuestos y Pago de Derechos Utilidad 3. En millones de dólares (MMUSD)

Año	Utilidad 1	Pago de Derechos	Impuestos	Utilidad 3
2019	-\$6.33	\$1.05	\$1.36	-\$8.74
2020	-\$362.04	\$1.05	\$1.36	-\$364.45
2021	-\$2,028.28	\$1.05	\$1.36	-\$2,030.69
2022	-\$1,562.59	\$1.05	\$1.36	-\$1,565.00
2023	\$317.66	\$353.32	\$154.11	-\$189.77
2024	\$1,521.94	\$756.27	\$144.75	\$620.92
2025	\$2,115.81	\$1,112.98	\$663.65	\$339.18
2026	\$2,033.21	\$1,471.17	\$649.38	-\$87.34
2027	\$2,132.98	\$1,505.18	\$665.17	-\$37.37
2028	\$1,944.94	\$1,381.74	\$610.78	-\$47.58
2029	\$1,678.39	\$1,269.48	\$561.63	-\$152.71
2030	\$1,369.95	\$1,096.67	\$484.19	-\$210.92
2031	\$1,412.96	\$1,061.89	\$470.36	-\$119.29
2032	\$1,306.45	\$970.58	\$430.43	-\$94.56
2033	\$1,168.15	\$872.19	\$387.00	-\$91.04
2034	\$984.19	\$766.70	\$339.82	-\$122.33
2035	\$1,024.26	\$749.72	\$333.37	-\$58.83
2036	\$598.84	\$452.05	\$202.75	-\$55.96
2037	\$557.14	\$423.52	\$190.22	-\$56.59
2038	\$306.92	\$316.58	\$141.47	-\$151.12
2039	\$461.96	\$364.16	\$163.99	-\$66.18
2040	\$448.62	\$349.33	\$157.64	-\$58.34
2041	\$418.49	\$328.73	\$148.59	-\$58.83
Total	\$17,843.64	\$15,606.43	\$6,904.74	-\$4,667.53

III.6. Alternativa 2: Desarrollo de proyecto por Pemex y BHP Billiton (Contrato)

En este apartado se presenta la evaluación económica del Proyecto bajo el “Contrato CNH-A1-TRION/2016” o “Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en la Modalidad de Licencia (Aguas Profundas) entre Comisión Nacional de Hidrocarburos y Pemex Exploración y Producción y BHP Billiton Petróleo Operaciones de México, S. de R.L. de C.V.” (Consortio original).

Nuevamente se utilizará lo estipulado en la Ley de Ingreso Sobre Hidrocarburos (LISH, DOF 07-12-2016) que regula las contraprestaciones del Proyecto y la Ley de Impuesto Sobre la Renta (LISR, (DOF 30-11-2016) para el pago de impuestos. Los costos del proyecto serán los mismos que los del escenario de Asignación. De acuerdo con el Capítulo I en un Contrato de Licencia el tipo de contraprestación que el Estado otorga a favor del Contratista por extraer los hidrocarburos es en especie. A saber, “la transmisión onerosa de los hidrocarburos”, es decir el Estado paga al Contratista con el petróleo que este mismo extrae de Trión. Por consiguiente, la premisa es que después de “la transmisión onerosa de los hidrocarburos”, el Contratista inmediatamente comercializa o vende este petróleo mediante transacciones dentro del territorio Nacional. De este modo, se puede proyectar la aplicación del Impuesto Sobre la Renta (ISR) a los ingresos producto de ésta transacción.

En ese sentido, el Contrato estipula un término denominado Valor Contractual de los Hidrocarburos (VCH), definido como el volumen de hidrocarburos producido en Trión multiplicado por su precio de mercado. Similar al caso de la Asignación, el precio del barril que se considera para la evaluación económica es tomado de la Opinión Técnica, realizado por Pemex y publicado por la CNH.

III.6.1. Bono a la firma

La SENER lo define como el 10% del monto propuesto de desempate que BHP Billiton pagó durante la licitación. Por consiguiente, para fines de una evaluación económica se considera que el bono a la firma se eroga en el primer periodo.

$$\text{Bono a la Firma} = 10\% * \text{Monto Propuesto de Desempate por el Ganador}$$

$$BF = 10\% * MPDG$$

$$BF = 10\% * (\text{USD } 624,000,000.00)$$

$$BF = \text{USD } 62,400,000.00$$

En millones de dólares el bono a la firma queda como:

$$\therefore BF = \text{MMUSD } 62.40$$

III.6.2. Cuota Contractual para la Fase Exploratoria (CCFE)

Es una erogación mensual a favor del Estado, regulador por el artículo 23 de la LISH (DOF 07-12-2016). El Contrato establece las tarifas para esta contraprestación en su Anexo 3 numeral 4.2:

$$\text{Cuota Contractual para la Fase Exploratoria} = \text{Pago Mensual} * \text{Área Contractual}$$

$$CCFE = PM * AC$$

Donde:

PM = Pago mensual anual, en millones de dólares (\$MMUSD)

AC = Área contractual en kilómetros cuadrados km^2

Dado que son pagos mensuales, estos se multiplican por doce (12) para obtener el monto anual. Existen dos cantidades estipuladas en el Contrato que dependen del tiempo de la duración de la fase exploratoria. La primera considera que durante los primeros 60 meses, la cuota de la fase exploratoria en moneda mexicana será:

$$Pago\ Mensual_{t \leq 60\ meses} = 1,175.42\ \$/km^2$$

La segunda estipula que a partir del mes 61, la cuota será:

$$Pago\ Mensual_{t \geq 61\ meses} = 2,810.70\ \$/km^2$$

En el caso particular de Trión, similar al caso de la Asignación, en este trabajo se contempla que la etapa exploratoria durará 4 años ó 48 meses, por este motivo, el monto que el contratista tiene que pagar corresponde al primer caso:

$$Pago\ Mensual_{t \leq 60\ meses} = 1,175.42\ \$/km^2$$

➤ 2019-2022

$$CCFE_t = 1,175.42\ \$/km^2 * 1,285.203\ km^2$$

El monto mensual se multiplica por 12 para obtener la cantidad por periodo:

$$CCFE_t = \$ 1,510,653.31\ MXN * 12$$

Al calcular en millones de dólares:

$$\therefore CCFE_{2019} = \$ 0.91\ MMUSD$$

La etapa exploratoria culmina en el 2022, por tanto, la CCFE es igual a cero para los periodos siguientes:

Tabla III-23 Cuota Contractual para la Fase Exploratoria (CCFE), en millones de dólares MMUSD

Año	Pago Mensual MXN	Área de Asignación (km ²)	CCFE (MMUSD)
2019	\$1,175.42	1,285.20	\$0.91
2020	\$1,175.42	1,285.20	\$0.91
2021	\$1,175.42	1,285.20	\$0.91
2022	\$1,175.42	1,285.20	\$0.91

III.6.3. Regalías

El artículo 24 de la LISH (DOF 07-12-2016) define a las regalías como la multiplicación del valor de los hidrocarburos por una tasa, de acuerdo con el Capítulo II de este trabajo se expresa como:

$$\text{Regalía} = \text{Valor Contractual de los Hidrocarburos} * \text{Tasa para Regalía}$$

$$R = VCH * T_R$$

Donde:

VCH= Ingresos o Valor Contractual de los Hidrocarburos, en millones de dólares (MMUSD)

AC= Área contractual en kilómetros cuadrados km²

T_R= Tasa de la regalía aplicable al VCH definida en el artículo 24 de la LISH

Las regalías dependen del precio del petróleo puesto que la expresión de la tasa está en función de esta variable. Esta tasa cambia de valor en tanto el precio del petróleo por barril sea mayor o menor que los \$48.00USD. En vista de que las proyecciones de Pemex sobre los precios por barril para la producción estimada en Trión nunca son menores a los \$48.00USD, la expresión a utilizar para es:

$$Tasa_{Reg} VCH \geq \$ USD 48 = [(0.125 * \text{Precio del Petróleo}) + 1.5]\%$$

Donde:

Tasa de regalía, en porcentaje

Precio del Petróleo, en dólares estadounidenses \$USD

Esta contraprestación se pagará a partir del 2023 donde el consorcio efectuará el pago de las regalías. Básicamente, esta tasa es la misma que la del Derecho de Extracción de Hidrocarburos para el caso de una asignación.

➤ 2023

$$\text{Precio por barril} = USD 61.48$$

$$\therefore \text{Precio por barril} \geq USD 48.00$$

$$Tasa_R = [(0.125 * USD 61.48) + 1.5] \%$$

$$\therefore Tasa_R = 9.19 \%$$

De acuerdo con la Tabla III-21 los ingresos o Valor Contractual de los Hidrocarburos en MMUSD para el 2023 son:

$$VCH_{2024} = MMUSD 971.66$$

$$R_{2024} = MMUSD 971.66 * 9.19 \%$$

$$\therefore R_{2024} = MMUSD 89.25$$

➤ 2024

$$Precio \text{ por barril} = USD 61.63$$

$$\therefore Precio \text{ por barril} \geq USD 48.00$$

$$Tasa_R = [(0.125 * USD 61.63) + 1.5] \%$$

$$\therefore Tasa_R = 9.20 \%$$

De la misma manera que en el periodo anterior, los ingresos (Valor Contractual de los Hidrocarburos) en MMUSD para el 2024 son:

$$VCH_{2024} = MMUSD 971.66$$

$$R_{2024} = MMUSD 2,040.29 * 9.20 \%$$

$$\therefore R_{2024} = MMUSD 187.78$$

En resumen, en la siguiente tabla se muestran los montos de las regalías para todos los periodos del Proyecto.

Tabla III-24 Regalías, en millones de dólares (MMUSD)

Año	VCH (MMUSD)	Precio del barril (USD/Barril)	T_R Art. 24	Regalías (MMUSD)
2019	\$0.00	\$59.93	0.00%	\$0.00
2020	\$0.00	\$61.73	0.00%	\$0.00
2021	\$0.00	\$60.91	0.00%	\$0.00
2022	\$0.00	\$61.12	0.00%	\$0.00
2023	\$971.66	\$61.48	9.19%	\$89.25
2024	\$2,040.29	\$61.63	9.20%	\$187.78
2025	\$2,302.42	\$63.08	9.39%	\$216.08
2026	\$2,308.63	\$63.25	9.41%	\$217.16
2027	\$2,293.70	\$63.54	9.44%	\$216.58
2028	\$2,122.09	\$63.61	9.45%	\$200.56
2029	\$1,942.74	\$63.82	9.48%	\$184.12
2030	\$1,788.91	\$63.90	9.49%	\$169.72
2031	\$1,645.09	\$63.84	9.48%	\$155.95
2032	\$1,501.78	\$63.79	9.47%	\$142.27
2033	\$1,373.07	\$63.76	9.47%	\$130.03
2034	\$1,274.93	\$63.74	9.47%	\$120.70
2035	\$1,184.19	\$63.74	9.47%	\$112.11
2036	\$741.92	\$63.72	9.47%	\$70.22
2037	\$700.06	\$63.72	9.47%	\$66.26
2038	\$660.63	\$63.73	9.47%	\$62.54
2039	\$623.70	\$63.76	9.47%	\$59.06
2040	\$591.30	\$63.78	9.47%	\$56.01
2041	\$561.13	\$63.79	9.47%	\$53.16

III.6.4. Contraprestación en función de una tasa al Valor Contractual de los Hidrocarburos (CVCH)

También denominada Contraprestación como porcentaje del Valor Contractual de los Hidrocarburos. Estipulado en el Anexo 3 del Contrato, “Procedimientos para determinar las contraprestaciones del Estado”, la expresión para calcular el monto, de acuerdo con el Capítulo II:

$$CVCH = VCH * Tt$$

Donde:

VCH = Ingresos o Valor Contractual de los Hidrocarburos en el periodo t, en millones de dólares (MMUSD)

Tt= Tasa aplicable al VCH estipulada en el Contrato como parte del mecanismo de ajuste, de 4%

En el mismo orden de ideas, esta contraprestación se ajustará de conformidad con un mecanismo de ajuste establecido en el numeral 4.3 del anexo 3 del Contrato. Por tanto, la

tasa aplicable al VCH además de depender del 4% también depende de un factor de ajuste trimestral:

$$Tt = 4\% + AR_n$$

Donde AR_n se define como el factor de ajuste aplicable a los meses que conforman el trimestre n . Este factor es igual a 0% cuando el Factor de Rentabilidad al cierre del trimestre inmediato anterior (FR_{n-1}) sea menor que 2%:

$$AR_n = 0\%$$

Si

$$FR_{n-1} < 2\%$$

Adicionalmente, el Factor de Rentabilidad depende de impuestos, contraprestaciones, valor de los activos ubicados en el área contractual, valor de hidrocarburos extraídos y costos incurridos por trimestre. Dado que no se conocen por completo estos montos, el personal del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) recomienda un Factor de Rentabilidad igual a 1. Por esta situación, la tasa aplicable al VCH es del 4%:

$$\therefore Tt = 4\%$$

Del mismo modo que otras contraprestaciones dependientes del VCH, el Contratista comienza a erogar el CVCH a partir del 2023, periodo donde comienza a percibir ingresos:

➤ 2023

$$CVCH_{2023} = MMUSD 971.66 * 4\%$$

$$\therefore CVCH_{2023} = MMUSD 38.87$$

➤ 2024

$$CVCH_{2024} = MMUSD 2,040.29 * 4\%$$

$$\therefore CVCH_{2024} = MMUSD 2,040.29$$

En resumen, la Contraprestación como porcentaje del Valor Contractual de los Hidrocarburos (CVCH) que el consorcio BHP Billiton/Pemex tendrá que pagar cada año del Proyecto se resumen a continuación:

Tabla III-25 Contraprestación como porcentaje del Valor Contractual de los Hidrocarburos, en millones de dólares (MMUSD)

Año	VCH (MMUSD)	T _R (Contrato)	CVCH (MMUSD)
2019	\$0.00	4%	\$0.00
2020	\$0.00	4%	\$0.00
2021	\$0.00	4%	\$0.00
2022	\$0.00	4%	\$0.00
2023	\$971.66	4%	\$38.87
2024	\$2,040.29	4%	\$81.61
2025	\$2,302.42	4%	\$92.10
2026	\$2,308.63	4%	\$92.35
2027	\$2,293.70	4%	\$91.75
2028	\$2,122.09	4%	\$84.88
2029	\$1,942.74	4%	\$77.71
2030	\$1,788.91	4%	\$71.56
2031	\$1,645.09	4%	\$65.80
2032	\$1,501.78	4%	\$60.07
2033	\$1,373.07	4%	\$54.92
2034	\$1,274.93	4%	\$51.00
2035	\$1,184.19	4%	\$47.37
2036	\$741.92	4%	\$29.68
2037	\$700.06	4%	\$28.00
2038	\$660.63	4%	\$26.43
2039	\$623.70	4%	\$24.95
2040	\$591.30	4%	\$23.65
2041	\$561.13	4%	\$22.45

Finalmente, las Contraprestaciones que se tienen que pagar por año se resumen en la siguiente tabla. Estos son, la Cuota Contractual para la Fase Exploratoria (CCFE), Regalías y finalmente la Contraprestación como Porcentaje del Valor Contractual de los Hidrocarburos (CVCH), tal como se muestra en la siguiente tabla siguiente.

Tabla III-26 Contraprestaciones del Contrato, en millones de dólares (MMUSD)

Año	Bono a la firma	CCFE	Regalías	CVCH	Total
2019	\$62.40	\$0.91	\$0.00	\$0.00	\$0.91
2020	\$0.00	\$0.91	\$0.00	\$0.00	\$0.91
2021	\$0.00	\$0.91	\$0.00	\$0.00	\$0.91
2022	\$0.00	\$0.91	\$0.00	\$0.00	\$0.91
2023	\$0.00	\$0.00	\$89.25	\$38.87	\$128.11
2024	\$0.00	\$0.00	\$187.78	\$81.61	\$269.40
2025	\$0.00	\$0.00	\$216.08	\$92.10	\$308.18
2026	\$0.00	\$0.00	\$217.16	\$92.35	\$309.50
2027	\$0.00	\$0.00	\$216.58	\$91.75	\$308.33
2028	\$0.00	\$0.00	\$200.56	\$84.88	\$285.45
2029	\$0.00	\$0.00	\$184.12	\$77.71	\$261.83
2030	\$0.00	\$0.00	\$169.72	\$71.56	\$241.28
2031	\$0.00	\$0.00	\$155.95	\$65.80	\$221.76
2032	\$0.00	\$0.00	\$142.27	\$60.07	\$202.35
2033	\$0.00	\$0.00	\$130.03	\$54.92	\$184.95
2034	\$0.00	\$0.00	\$120.70	\$51.00	\$171.70
2035	\$0.00	\$0.00	\$112.11	\$47.37	\$159.48
2036	\$0.00	\$0.00	\$70.22	\$29.68	\$99.90
2037	\$0.00	\$0.00	\$66.26	\$28.00	\$94.26
2038	\$0.00	\$0.00	\$62.54	\$26.43	\$88.96
2039	\$0.00	\$0.00	\$59.06	\$24.95	\$84.01
2040	\$0.00	\$0.00	\$56.01	\$23.65	\$79.66
2041	\$0.00	\$0.00	\$53.16	\$22.45	\$75.61

III.6.5. Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH)

De acuerdo con el Contrato, las obligaciones de carácter fiscal se encuentran reguladas por la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos (LISH, DOF 07-12-2016) y la Ley de Impuesto Sobre la Renta (LISR, DOF 30-11-2016). Precisamente, en la cláusula 21 del Contrato confiere a la LISH la aplicación de impuestos al Contratista en favor del Estado. Concerniente al IAEEH, se regula por el artículo 54 de la LISH, misma que regula este impuesto para el caso de la Asignación. Por esta razón, se repite la expresión aplicada para el caso de Asignación con la diferencia de que la superficie del Campo recibe por nombre Área Contractual:

$$IAEEH_t = Cuota_t * \text{Área de Contractual}$$

$$\therefore IAEEH_t = C_t * AC$$

Donde:

Cuota = Pagos anuales, en pesos mexicanos MXN por periodo (t),

Área de Contractual = Superficie que ocupa Trión, en kilómetros cuadrados en km²

En el análisis de la alternativa de la Asignación, se llegó a la conclusión que la cuota que establece la LISH es:

$$Cuota_{exploración} = 1,768.45 \$/km^2$$

De la igual forma, el pago que el Contratista eroga por esta cuota es mensual, pero si se consideran periodos anuales, las erogaciones deben contemplar 12 pagos. En el mismo orden de ideas, los primeros cuatro periodos del Proyecto corresponden con la etapa exploratoria del Campo, a partir del quinto periodo comienzan las actividades de extracción y cambia de valor la tarifa para la cuota.

➤ 2019

$$IAEEH = 1,768.45 \$/km^2 * 1,285.203 km^2$$

Como resultado, la tarifa del IAEEH por mes es la siguiente:

$$IAEEH = \$ 2,272,817.25 MXN$$

Anualmente y en millones de dólares (MMUSD):

$$\therefore IAEEH_{2019} = MMUSD 1.36$$

El monto anterior es la cantidad que tendrá que pagar el Contratista a lo largo de toda la fase de exploración, esto es, del 2019 al 2022. Avanzando en el tema, para el 2023 o quinto periodo inicia la etapa de extracción, por consiguiente, la cuota para esta etapa es:

$$Cuota_{extracción} = 7,073.83 \$/km^2$$

$$IAEEH = 7,073.83 \$/km^2 * 1,285.20 km^2$$

Al mes:

$$IAEEH = \$9,091,307.54 MXN$$

Anualmente y en millones de dólares a partir del quinto periodo (2023):

$$\therefore \text{IAEEH}_{2023} = \text{MMUSD } 5.45$$

El monto por pagar por IAEEH tanto para exploración como para extracción es el mismo a lo largo de los periodos del Proyecto. En conclusión, los montos por erogar para los periodos subsiguientes del Proyecto serán los mismos que los del 2023:

Tabla III-27 Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, en millones de dólares (MMUSD)

Año	IAEEH (Extracción)	IAEEH (Exploración)	IAEEH (Total)
2019	\$1.36	\$0.00	\$1.36
2020	\$1.36	\$0.00	\$1.36
2021	\$1.36	\$0.00	\$1.36
2022	\$1.36	\$0.00	\$1.36
2023	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2024	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2025	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2026	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2027	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2028	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2029	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2030	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2031	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2032	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2033	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2034	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2035	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2036	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2037	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2038	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2039	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2040	\$0.00	\$5.45	\$5.45
2041	\$0.00	\$5.45	\$5.45

III.6.6. Impuesto Sobre la Renta (ISR)

Para el régimen de contratos, la LISH (DOF 07-12-2016) estipula en su artículo 32 que el contratista debe pagar ISR. Al mismo tiempo, para la determinación del ISR, la Ley de Impuesto Sobre la Renta (LISR, DOF 30-11-2016) establece ciertos conceptos deducibles al pago de ISR en sus artículos 33 y 34. No obstante, en el artículo 32 de la LISH estipula que para disminuir el pago de este impuesto, se deben aplicar los porcentajes de deducción

estipulados en ese mismo artículo (Deducciones_{Artículo32}) y no los de la LISR. Gracias a esto último, el Contratista (Pemex/BHP Billiton) puede deducir gastos e inversiones de Trión con cargo al pago del ISR a lo largo de la vida del Proyecto.

Sin embargo, durante los primeros cuatro periodos el Proyecto se encuentra en la etapa de exploración razón por la cual aún no se extraen hidrocarburos y no existen ingresos sujetos a pagar ISR. No obstante, el Contratista tiene el derecho de acumular las deducciones de los gastos de aquellos cuatro primeros periodos y poder ejercerlos en los siguientes periodos cuando deba pagar ISR.

Esto es, cuando el Proyecto se encuentra en la etapa de extracción de hidrocarburos y por consiguiente pueda generar los primeros ingresos sujetos a pago de ISR. Para acumular las deducciones en los periodos siguientes, se utiliza la expresión de la Pérdida Fiscal que se abordará más adelante. Por el momento, si lo que se pretende es resumir el cálculo de este impuesto, a continuación, se muestran las siguientes expresiones tomadas del Capítulo II:

$$Deducción_{Art.32_t} = fracción_I + fracción_{II} + fracción_{III}$$

$$Utilidad\ Fiscal = Ingresos\ Acumulables - Deducción_{Art.32_t}$$

$$Pérdida\ Fiscal = Ingresos\ Acumulables - Deducción_{Art.32_t}$$

$$Resultado\ Fiscal = Utilidad\ Fiscal - Pérdida\ Fiscal_{t \leq 15\ ejercicios}$$

$$Impuesto\ Sobre\ la\ Renta = 30\% * Resultado\ Fiscal$$

$$\therefore ISR = 30\% * RF$$

- **Deducciones_{Art32}**

En las fracciones I a III del Artículo 32 de la LISH se establecen los diferentes porcentajes sujetos a deducción con la finalidad de calcular el ISR. De la misma manera que en el cálculo de las deducciones para el Derecho por la Utilidad Compartida (DUC) en el caos de la Asignación, para el Contrato participan solo las deducciones estipuladas de las fracciones I y II:

$$\therefore D_{Art.32} = \sum_{i=I}^{II} fracción_i$$

$$\therefore Deducciones_{Artículo\ 32} = fracción_I + fracción_{II}$$

- 1) Artículo 32 fracción I: Establece el 100% del monto original de las “inversiones realizadas para la exploración, recuperación secundaria y el mantenimiento no capitalizable”. Estas inversiones corresponden a la exploración y recuperación secundaria incluidos en los montos destinados por concepto de *Drilllex*

y *Capex*. Tal como se abordó con anterioridad, las deducciones de los costos en el Contrato son las mismas que para la Asignación, puesto que para la explotación del Campo se utilizan los mismos procedimientos y tecnologías utilizadas para la explotación.

Por consiguiente, de acuerdo con la Tabla III-12 Resumen de la cronología de las inversiones e ingresos, la inversión para *Drillex* es de \$1,656.85 MMUSD (millones de dólares). De los cuales de acuerdo con el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) se destina el 40.022%, esto es, \$663.10 MMUSD para exploración y recuperación secundaria. En el mismo orden de ideas, los equipos en cubierta representan 7.80% del *Capex*, lo que equivale a \$252.52 MMUSD de un total de \$3,235.70 MMUSD.

$$fracción_I = 100\% * [(40.022\% * Drillex) + (7.80\% * Capex)]$$

2) Artículo 32 fracción II: Estipula que se puede deducir el 25% del monto original de las inversiones para el desarrollo y explotación de yacimientos. Es la proporción del monto restante para *Drillex* y *Capex* que no fue deducido en la fracción I del Artículo 32.

$$fracción_{II} = 25\% * [(59.98\% * Drillex) + (92.20\% * Capex)]$$

El ISR aún no se puede pagar hasta que el Campo comience a generar ingresos, por este motivo, las deducciones se acumulan hasta que el Campo genere tales ingresos. A continuación, se muestra el cálculo de las deducciones para los periodos 2019 y 2020 en millones de dólares (MMUSD), posteriormente, dichas deducciones se acumularán para ser ejercidos en los ejercicios o periodos correspondientes mediante la Pérdida Fiscal:

➤ 2019

$$fracción_I = 100\% * [(40.022\% * Drillex_{2019}) + (7.80\% * Capex_{2019})]$$

$$fracción_I = MMUSD 100\% * [(40.022\% * \$6.33) + (7.80\% * \$0.00)]$$

$$fracción_I = MMUSD 100\% * [\$2.53 + \$0.00]$$

$$\therefore fracción_I = MMUSD 2.53$$

$$fracción_{II} = 25\% * [(59.98\% * Drillex_{2019}) + (92.20\% * Capex_{2019})]$$

$$fracción_{II} = MMUSD 25\% * [(59.98\% * 6.33) + (92.20\% * 0.00)]$$

$$fracción_{II} = MMUSD 25\% * [3.80 + 0.00]$$

$$\therefore \text{fracción}_{II} = \text{MMUSD } 0.95$$

$$\text{Deducción}_{\text{Art.32}_{2019}} = \text{fracción}_I + \text{fracción}_{II}$$

$$\text{Deducción}_{\text{Art.32}_{2019}} = \text{MMUSD } 2.53 + \text{MMUSD } 0.95$$

Para el primer periodo:

$$\text{Deducción}_{\text{Art.32}_{2019}} = \text{MMUSD } 2.77$$

➤ 2020

$$\text{fracción}_I = 100\% * [(40.022\% * \text{Drillex}_{2020}) + (7.80\% * \text{Capex}_{2020})]$$

$$\text{fracción}_I = 100\% * [(40.022\% * \$27.54) + (7.80\% * 334.50)] \text{MMUSD}$$

$$\text{fracción}_I = \text{MMUSD } 100\% * [11.02 + 26.10]$$

$$\therefore \text{fracción}_I = \text{MMUSD } 37.13$$

$$\text{fracción}_{II} = 25\% * [(59.98\% * \text{Drillex}_{2020}) + (92.20\% * \text{Capex}_{2020})]$$

$$\text{fracción}_{II} = \text{MMUSD } 25\% * [(59.98\% * 27.54) + (92.20\% * 334.50)]$$

$$\text{fracción}_{II} = \text{MMUSD } 25\% * [16.52 + 308.40]$$

$$\therefore \text{fracción}_{II} = \text{MMUSD } 81.23$$

$$\text{Deducción}_{\text{Art.32}_{2020}} = \text{MMUSD } 37.13 + \text{MMUSD } 81.23$$

Para el segundo periodo:

$$\therefore \text{Deducción}_{\text{Art.32}_{2020}} = \text{MMUSD } 118.36$$

En la siguiente tabla, se resumen todos los montos que BHP Billiton y Pemex podrán deducir:

Tabla III-28 Deducción de los gastos estipulados en el artículo 32 de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos por periodo, en millones de dólares (MMUSD)

Año	Fracción I	Fracción II	Deducción
2019	\$2.53	\$0.95	\$3.48
2020	\$37.13	\$81.23	\$118.36
2021	\$240.02	\$447.07	\$687.08
2022	\$276.53	\$321.52	\$598.04
2023	\$272.34	\$81.96	\$354.31
2024	\$234.97	\$55.87	\$290.84
2025	\$102.81	\$5.64	\$108.45
2026	\$162.22	\$0.00	\$162.22
2027	\$94.66	\$0.00	\$94.66
2028	\$104.34	\$0.00	\$104.34
2029	\$88.84	\$0.00	\$88.84
2030	\$193.11	\$0.00	\$193.11
2031	\$95.40	\$0.00	\$95.40
2032	\$85.18	\$0.00	\$85.18
2033	\$101.26	\$0.00	\$101.26
2034	\$160.38	\$0.00	\$160.38
2035	\$91.14	\$0.00	\$91.14
2036	\$84.27	\$0.00	\$84.27
2037	\$84.18	\$0.00	\$84.18
2038	\$207.26	\$0.00	\$207.26
2039	\$95.26	\$0.00	\$95.26
2040	\$84.04	\$0.00	\$84.04
2041	\$84.01	\$0.00	\$84.01

- **Utilidad Fiscal**

Tal como señalan las expresiones del Capítulo II, la Utilidad Fiscal se encuentra regulado por el artículo 9 de la Ley de Impuesto Sobre la Renta (LISR, DOF 30-11-2016). El Proyecto comienza a generar ingresos para el Contratista a partir del año 2023, por consiguiente, la Utilidad Fiscal se calcula a partir del 2023 y no desde que inicia el Proyecto (2019).

$$Utilidad\ Fiscal = Ingresos\ Acumulables - Deducción_{Art.32_t}$$

$$UF = IA - D_{Art.32}$$

Siempre y cuando se cumpla que la deducción sea menor que los Ingresos Acumulables:

$$D_{Art.32} \leq IA$$

Los Ingresos Acumulables descritos en la expresión anterior hacen referencia a los ingresos mensuales acumulados de un año entero, es decir, ingresos anuales. Otro rasgo de la expresión de la Utilidad Fiscal es que los montos deducidos son exclusivamente los correspondientes al año en cuestión, no las acumuladas de años anteriores. Continuando con el asunto, en vista de que este concepto no se puede calcular hasta generar ingresos, el Contratista debe calcular el pago por Utilidad Fiscal a partir del 2023. A continuación, se calcula la Utilidad Fiscal para el periodo 2023 en millones de dólares (MMUSD):

➤ 2023

$$D_{Art.32} \leq IA$$

Sea:

$$D_{Art.32} = MMUSD 277.20$$

$$IA = MMUSD 971.66$$

$$Ingresos Acumulables = MMUSD 971.66$$

De la Tabla III-28 que resume las deducciones de los gastos permitidos por la LISR, se tiene que la Deducción para el 2023 debe ser menor que los Ingresos Acumulados para ese año:

$$MMUSD 354.31 \leq MMUSD 971.66$$

$$UF_{2023} = MMUSD 971.66 - MMUSD 354.31$$

$$\therefore Utilidad Fiscal_{2023} = MMUSD 617.35$$

➤ 2024

$$D_{Art.32} \leq IA$$

$$D_{Art.32} = MMUSD 290.84$$

$$IA = MMUSD 2,040.29$$

$$MMUSD 290.84 \leq MMUSD 2,040.29$$

$$UF_{2024} = MMUSD 2,040.29 - MMUSD 290.84$$

$$\therefore Utilidad Fiscal_{2024} = MMUSD 1,749.46$$

- **Pérdida Fiscal**

Consecuentemente, se procede con la Pérdida Fiscal que son los montos de deducción de gastos del Proyecto de periodos anteriores. Hay que recordar que la Pérdida Fiscal es un concepto que se refiere a deducciones de gastos que no pudieron ser ejercidos en su momento. Para el caso de Trión se trata de los periodos donde aún no existen ingresos, pero existen gastos e inversiones. Para ser más específicos, los montos de deducción de los periodos 2019 a 2022.

$$Pérdida Fiscal = Ingresos Acumulables - Deducciones_{Artículo 40}$$

$$PF = IA - D_{Art.32}$$

En tanto se cumpla:

$$D_{Art.32} > IA$$

Los únicos periodos del Proyecto donde existe pérdida fiscal son de 2019 a 2020. Finalmente, dado que los ingresos anuales acumulables son igual a cero en la etapa de exploración, el monto de pérdida fiscal es el mismo que el monto de deducción por periodo:

➤ 2019

$$D_{Art.32} = MMUSD 3.48$$

$$IA = MMUSD 0.00$$

$$MMUSD 3.48 > MMUSD 0.00$$

El valor absoluto de la pérdida fiscal para el 2019 es:

$$Pérdida Fiscal_{2019} = MMUSD |0.00 - 3.48|$$

$$\therefore PF_{2019} = MMUSD 3.48$$

Similar al 2019, para los otros periodos de la etapa exploratoria:

$$\therefore PF_{2020} = MMUSD 118.36$$

$$\therefore PF_{2021} = MMUSD 687.08$$

$$\therefore PF_{2022} = MMUSD 598.04$$

- **Resultado Fiscal Base Impuesto Anual**

Con los datos calculados anteriormente, se tienen todos los elementos para calcular el Resultado Fiscal. El Resultado Fiscal es el monto base para el cálculo del ISR, en correspondencia, se eroga a partir del 2023.

$$Resultado Fiscal = Utilidad Fiscal - Pérdida Fiscal_{t \leq 15 \text{ ejercicios}}$$

$$RF = UF - PF_{t \leq 15 \text{ ejercicios}}$$

Llegados a este punto, a partir del quinto periodo en adelante el Contratista tiene que calcular Utilidad Fiscal por cada año. Por otro lado, los primeros cuatro periodos no poseen Utilidad Fiscal pero sí Pérdida Fiscal. De acuerdo con la LISH, la Pérdida Fiscal que se registre en un determinado periodo se puede disminuir a un plazo máximo de quince periodos siguientes.

➤ 2023

$$Resultado Fiscal_{2023} = UF_{2023} - PF_{t \leq 15 \text{ ejercicios}}$$

$$RF_{2023} = \$617.35 - PF_{t \leq 15 \text{ ejercicios}}$$

De manera similar a la Asignación, las pérdidas fiscales de los periodos anteriores se acumulan para deducirse a partir del Resultado Fiscal 2023. Lo anterior siempre y cuando la Pérdida Fiscal no sea mayor que el monto de Utilidad Fiscal. En 2023 ya no hay Pérdida Fiscal pero sí un Resultado Fiscal, puesto que los hidrocarburos comienzan a ser extraídos y comercializados. Avanzando con nuestro razonamiento, se propone deducir los periodos 2019 y 2020 en el 2023 de tal manera que la suma de ambos periodos retrasados no supere la Utilidad Fiscal del 2023:

$$PF_{t \leq 15 \text{ ejercicios}} < UF_{2023}$$

$$PF_{2019} + PF_{2020} < UF_{2023}$$

Por consiguiente, se cumple la condición anterior:

$$\$121.94 MMUSD < \$617.35 MMUSD$$

Finalmente se obtiene que:

$$RF_{2023} = MMUSD 617.35 - MMUSD 121.94$$

$$RF_{2023} = MMUSD 495.92$$

$$\therefore \text{Resultado Fiscal}_{2023} = MMUSD 495.92$$

➤ 2024

Para el año 2024 se deducen los montos de pérdida fiscal correspondientes al 2021 y 2022. Hay que mencionar que 2024 es el último periodo donde se disminuyen montos de Pérdida Fiscal anteriores:

Al considerar que

$$Utilidad Fiscal_{2024} = MMUSD 1,749.46$$

$$PF_{2021} + PF_{2022} < UF_{2024}$$

$$MMUSD 1,285.13 < MMUSD 1,749.46$$

$$RF_{2024} = MMUSD 1,749.46 - MMUSD 1,285.13$$

$$RF_{2024} = MMUSD 464.33$$

$$\therefore \text{Resultado Fiscal}_{2024} = MMUSD 464.33$$

Por lo tanto, se encuentran ejercidas todas las disminuciones de pérdida fiscal del Proyecto. En vista de que a partir del 2023 los periodos no cuentan con Pérdida Fiscal, su Resultado Fiscal será igual a la Utilidad Fiscal como se muestra a continuación.

➤ 2025

$$UF_{2025} = MMUSD 2,193.97$$

$$\text{Resultado Fiscal} = \text{Utilidad Fiscal} - \text{Pérdida Fiscal}_{t \leq 15 \text{ ejercicios}}$$

$$RF_{2025} = MMUSD 2,193.97 - MMUSD 0.00$$

$$\therefore \text{Resultado Fiscal}_{2025} = MMUSD 2,193.97$$

Y así sucesivamente para los demás periodos.

- **Impuesto Sobre la Renta (ISR)**

Finalmente, se calcula el monto a pagar por impuesto o ISR causado, al aplicar la tasa estipulada en el artículo 9 de la LISR (DOF 30-11-2016) por el Resultado Fiscal (RF)

$$\text{Impuesto Sobre la Renta} = 30\% * \text{Resultado Fiscal}$$

➤ 2023

$$ISR_{2023} = 30\% * MMUSD 495.92$$

$$\therefore ISR_{2023} = MMUSD 148.65$$

En resumen, la Tabla III-29 muestra los montos por ISR que el Contratista debe pagar a lo largo de la vida del Proyecto. Se incluyen los conceptos que componen el pago de dicho impuesto, en millones de dólares (MMUSD):

Tabla III-29 Conceptos que componen el pago del ISR, en millones de dólares (MMUSD)

Año	VCH	Deducciones	Utilidad Fiscal	Pérdida Fiscal	Resultado Fiscal	ISR
2019	\$0.00	\$3.48	\$0.00	\$3.48	\$0.00	\$0.00
2020	\$0.00	\$118.36	\$0.00	\$118.36	\$0.00	\$0.00
2021	\$0.00	\$687.08	\$0.00	\$687.08	\$0.00	\$0.00
2022	\$0.00	\$598.04	\$0.00	\$598.04	\$0.00	\$0.00
2023	\$971.66	\$354.31	\$617.35	\$0.00	\$495.52	\$148.65
2024	\$2,040.29	\$290.84	\$1,749.46	\$0.00	\$464.33	\$139.30
2025	\$2,302.42	\$108.45	\$2,193.97	\$0.00	\$2,193.97	\$658.19
2026	\$2,308.63	\$162.22	\$2,146.41	\$0.00	\$2,146.41	\$643.92
2027	\$2,293.70	\$94.66	\$2,199.04	\$0.00	\$2,199.04	\$659.71
2028	\$2,122.09	\$104.34	\$2,017.76	\$0.00	\$2,017.76	\$605.33
2029	\$1,942.74	\$88.84	\$1,853.90	\$0.00	\$1,853.90	\$556.17
2030	\$1,788.91	\$193.11	\$1,595.80	\$0.00	\$1,595.80	\$478.74
2031	\$1,645.09	\$95.40	\$1,549.70	\$0.00	\$1,549.70	\$464.91
2032	\$1,501.78	\$85.18	\$1,416.59	\$0.00	\$1,416.59	\$424.98
2033	\$1,373.07	\$101.26	\$1,271.81	\$0.00	\$1,271.81	\$381.54
2034	\$1,274.93	\$160.38	\$1,114.55	\$0.00	\$1,114.55	\$334.36
2035	\$1,184.19	\$91.14	\$1,093.05	\$0.00	\$1,093.05	\$327.91
2036	\$741.92	\$84.27	\$657.65	\$0.00	\$657.65	\$197.30
2037	\$700.06	\$84.18	\$615.88	\$0.00	\$615.88	\$184.76
2038	\$660.63	\$207.26	\$453.37	\$0.00	\$453.37	\$136.01
2039	\$623.70	\$95.26	\$528.44	\$0.00	\$528.44	\$158.53
2040	\$591.30	\$84.04	\$507.27	\$0.00	\$507.27	\$152.18
2041	\$561.13	\$84.01	\$477.12	\$0.00	\$477.12	\$143.13

Del mismo modo, los impuestos que el Contratista deberá pagar por explotar el Campo son:

Tabla III-30 Impuestos de Trión en modalidad Contrato: Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH) e Impuesto Sobre la Renta (ISR) en millones de dólares (MMUSD)

Año	IAEEH	ISR	Total
2019	\$1.36	\$0.00	\$1.36
2020	\$1.36	\$0.00	\$1.36
2021	\$1.36	\$0.00	\$1.36
2022	\$1.36	\$0.00	\$1.36
2023	\$5.45	\$148.65	\$154.10
2024	\$5.45	\$139.30	\$144.75
2025	\$5.45	\$658.19	\$663.64
2026	\$5.45	\$643.92	\$649.37
2027	\$5.45	\$659.71	\$665.16
2028	\$5.45	\$605.33	\$610.78
2029	\$5.45	\$556.17	\$561.62
2030	\$5.45	\$478.74	\$484.19
2031	\$5.45	\$464.91	\$470.36
2032	\$5.45	\$424.98	\$430.43
2033	\$5.45	\$381.54	\$386.99
2034	\$5.45	\$334.36	\$339.81
2035	\$5.45	\$327.91	\$333.36
2036	\$5.45	\$197.30	\$202.75
2037	\$5.45	\$184.76	\$190.21
2038	\$5.45	\$136.01	\$141.46
2039	\$5.45	\$158.53	\$163.98
2040	\$5.45	\$152.18	\$157.63
2041	\$5.45	\$143.13	\$148.58

III.6.7. Flujo de Caja

El flujo de caja en la alternativa del Contrato es parecido al de la Asignación puesto que se presentan tres diferentes utilidades. La primera de ellas corresponde a las ganancias gravables o a las ganancias producto de descontar los costos de operación o de las inversiones. Esto es:

$$\text{Ganancias Gravables} = \text{Entradas} - \text{Costos de Operación} - \text{Intereses}$$

De particular relevancia, es que el primer flujo de efectivo que describe la Utilidad 1 de la Asignación, es la misma que para la alternativa del Contrato puesto que se trata de la Utilidad del Proyecto, ver Tabla III-31:

$$\text{Ganancias Gravables} = \text{Entradas} - \text{Inversiones}_{\text{Capex+Drillex+Opex+Abex}}$$

$$\therefore \text{Utilidad 1} = \text{Ganancias Gravables}$$

Tabla III-31 Flujo de Caja 1, en millones de dólares (MMUSD)

Año	Ingresos o VCH	Egresos (Inversiones)	Utilidad 1
2019	\$0.00	\$6.33	-\$6.33
2020	\$0.00	\$362.04	-\$362.04
2021	\$0.00	\$2,028.28	-\$2,028.28
2022	\$0.00	\$1,562.59	-\$1,562.59
2023	\$971.66	\$654.00	\$317.66
2024	\$2,040.29	\$518.35	\$1,521.94
2025	\$2,302.42	\$186.61	\$2,115.81
2026	\$2,308.63	\$275.42	\$2,033.21
2027	\$2,293.70	\$160.72	\$2,132.98
2028	\$2,122.09	\$177.15	\$1,944.94
2029	\$1,942.74	\$264.35	\$1,678.39
2030	\$1,788.91	\$418.96	\$1,369.95
2031	\$1,645.09	\$232.13	\$1,412.96
2032	\$1,501.78	\$195.32	\$1,306.45
2033	\$1,373.07	\$204.92	\$1,168.15
2034	\$1,274.93	\$290.73	\$984.19
2035	\$1,184.19	\$159.93	\$1,024.26
2036	\$741.92	\$143.08	\$598.84
2037	\$700.06	\$142.92	\$557.14
2038	\$660.63	\$353.70	\$306.92
2039	\$623.70	\$161.74	\$461.96
2040	\$591.30	\$142.68	\$448.62
2041	\$561.13	\$142.64	\$418.49
Total	\$26,628.25	\$8,784.61	\$17,843.64

Seguido de esto, a diferencia de la Asignación en esta alternativa no existen los montos por Pago de Derechos porque la LISH maneja el concepto de Contraprestaciones. Al descontar las Contraprestaciones de las Ganancias Gravables, se obtiene la Utilidad 2 o Utilidad Antes de Impuestos (UAI):

$$\text{Utilidad 2} = \text{Ganancias Gravables} - \text{Contraprestaciones}$$

$$\text{Utilidad Antes de Impuestos} = \text{Ganancias Gravables} - \text{Contraprestaciones}$$

Tabla III-32 Flujo de caja 2. Contraprestaciones e Inversiones, en millones de dólares (MMUSD)

Año	Ganancias Gravables	Contraprestaciones	Utilidad 2
2019	-\$6.33	\$63.31	-\$69.64
2020	-\$362.04	\$0.91	-\$362.95
2021	-\$2,028.28	\$0.91	-\$2,029.19
2022	-\$1,562.59	\$0.91	-\$1,563.50
2023	\$317.66	\$128.11	\$189.55
2024	\$1,521.94	\$269.40	\$1,252.55
2025	\$2,115.81	\$308.18	\$1,807.63
2026	\$2,033.21	\$309.50	\$1,723.70
2027	\$2,132.98	\$308.33	\$1,824.65
2028	\$1,944.94	\$285.45	\$1,659.50
2029	\$1,678.39	\$261.83	\$1,416.56
2030	\$1,369.95	\$241.28	\$1,128.67
2031	\$1,412.96	\$221.76	\$1,191.20
2032	\$1,306.45	\$202.35	\$1,104.11
2033	\$1,168.15	\$184.95	\$983.20
2034	\$984.19	\$171.70	\$812.49
2035	\$1,024.26	\$159.48	\$864.78
2036	\$598.84	\$99.90	\$498.94
2037	\$557.14	\$94.26	\$462.88
2038	\$306.92	\$88.96	\$217.96
2039	\$461.96	\$84.01	\$377.95
2040	\$448.62	\$79.66	\$368.96
2041	\$418.49	\$75.61	\$342.88
Total	\$17,843.64	\$3,640.75	\$14,202.89

Posteriormente, el último flujo de efectivo describe las Ganancias Netas o Utilidad Después de Impuestos (UDI) denominada Utilidad 3. Para el caso que nos ocupa, la depreciación está implícita en las inversiones y en su lugar se sustituye por las Contraprestaciones:

$$\text{Ganancias Netas} = \text{Utilidad Antes de Impuestos} - \text{Impuestos} - \text{Constraprestaciones}$$

$$\text{Utilidad 3} = \text{Utilidad Antes de Impuestos} - \text{Impuestos} - \text{Constraprestaciones}$$

Tabla III-33 Flujo de caja 3. Impuestos y Contraprestaciones Utilidad 3. En millones de dólares (MMUSD)

Año	Ganancias Gravables	Contraprestaciones	Impuestos	Utilidad 3
2019	-\$6.33	\$63.31	\$1.36	-\$71.00
2020	-\$362.04	\$0.91	\$1.36	-\$364.31
2021	-\$2,028.28	\$0.91	\$1.36	-\$2,030.55
2022	-\$1,562.59	\$0.91	\$1.36	-\$1,564.86
2023	\$317.66	\$128.11	\$154.11	\$35.44
2024	\$1,521.94	\$269.40	\$144.75	\$1,107.79
2025	\$2,115.81	\$308.18	\$663.65	\$1,143.99
2026	\$2,033.21	\$309.50	\$649.38	\$1,074.33
2027	\$2,132.98	\$308.33	\$665.17	\$1,159.48
2028	\$1,944.94	\$285.45	\$610.78	\$1,048.71
2029	\$1,678.39	\$261.83	\$561.63	\$854.93
2030	\$1,369.95	\$241.28	\$484.19	\$644.48
2031	\$1,412.96	\$221.76	\$470.36	\$720.84
2032	\$1,306.45	\$202.35	\$430.43	\$673.67
2033	\$1,168.15	\$184.95	\$387.00	\$596.20
2034	\$984.19	\$171.70	\$339.82	\$472.67
2035	\$1,024.26	\$159.48	\$333.37	\$531.41
2036	\$598.84	\$99.90	\$202.75	\$296.19
2037	\$557.14	\$94.26	\$190.22	\$272.66
2038	\$306.92	\$88.96	\$141.47	\$76.49
2039	\$461.96	\$84.01	\$163.99	\$213.96
2040	\$448.62	\$79.66	\$157.64	\$211.33
2041	\$418.49	\$75.61	\$148.59	\$194.29
Total	\$17,843.64	\$3,640.75	\$6,904.74	\$7,298.15

III.7. Indicadores económicos

En este apartado se mostrarán los indicadores económicos relacionados a los flujos de efectivo de cada alternativa: Asignación y Contrato. Hay que recordar que las alternativas corresponden al mismo proyecto, pero bajo esquemas jurídicos diferentes, por lo tanto, son alternativas mutuamente excluyentes. Se consideran tres utilidades:

1. Utilidad antes de Pago de Derechos o Contraprestaciones e impuestos (Utilidad 1).
2. Utilidad después de Pago de Derechos o Contraprestaciones y antes de impuestos (Utilidad 2).
3. Utilidad después de Pago de Derechos o Contraprestaciones e impuestos (Utilidad 3).

Es necesario recalcar que, tanto para el Contrato como para la Asignación los indicadores de la Utilidad 1 tienen el mismo valor, dado que se trata de la utilidad que genera el Proyecto los flujos de efectivo asociadas a esta utilidad son los mismos, tal como se resume en la Tabla III-20 y Tabla III-31.

III.7.1. Tasa de descuento o TREMA

Por recomendación del personal del IMP, para calcular la equivalencia de los flujos de efectivo futuros del proyecto en el tiempo cero, se utilizará una TREMA del 10% para la etapa de exploración y producción. Es decir, a lo largo de los 22 años de duración del proyecto. Igualmente, ésta tasa se puede encontrar en otros casos a nivel internacional, por ejemplo, se sabe es utilizada por la compañía estatal indonesia BP Migas para sus proyectos petroleros costa afuera en aguas profundas¹⁶⁸. En vista de que las evaluaciones económicas de las alternativas (Asignación y Contrato) no contemplan la inflación dentro del horizonte de planificación, la tasa tampoco la considera:

$$TREMA = CPPC + Riesgo País + Puntuación de Riesgo$$

$$\therefore TREMA_{Trión} = 10\%$$

III.7.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

En primer lugar, se calcula la tasa de la Utilidad 1, la cual también el nombre de *EBITDA*, un acrónimo en inglés que significa *Earning Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*. En español, Ganancias Antes de Intereses, Impuestos, Depreciaciones y Amortizaciones.

La TIR de la Utilidad 1 no cambia para ambas alternativas, por el contrario, esto no sucede con la TIR de la Utilidad 2 ni de la Utilidad 3 porque éstas toman en cuenta las erogaciones estipuladas tanto en el Contrato como en la Asignación. Por consiguiente, la tasa de descuento que reduce a cero el valor del flujo de caja del proyecto antes de impuestos y pago de derechos o de la Utilidad 1:

$$\sum_{t=0}^{22} \frac{FNE_t}{(1 + TIR)^t} = 0$$

$$TIR(U1) = 29.070\%$$

$$\therefore TIR(U1) > TREMA$$

En conclusión, antes de estar sujeto a las erogaciones establecidas en el Contrato y en la Asignación el proyecto posee de manera intrínseca una TIR del 29%.

¹⁶⁸ (Zarpani, 2016)

- **Alternativa 1: Asignación**

La TIR para la Utilidad 2 de la Asignación considera el pago de derechos en los flujos de efectivo, por lo tanto, resulta ya menor a la TREMA.

$$TIR(U2) = 6\%$$

Consecuentemente, si la TIR es menor a la TREMA el proyecto no se debe aceptar:

$$TIR(U2) < TREMA$$

En el mismo orden de ideas, no se puede obtener una TIR para la Utilidad 3 debido a que todos los flujos de efectivo son negativos, tal como se resume en la Tabla III–22:

$$TIR(U3) = \text{No aplica}$$

En resumen:

$$TIR_{\text{Asignación}} = \begin{cases} \text{Utilidad 1} \\ \text{Utilidad 2} \\ \text{Utilidad 3} \end{cases}$$

$$TIR_{\text{Asignación}} = \begin{cases} 29 \\ 6 \\ \text{No Aplica} \end{cases} \%$$

- **Alternativa 2: Contrato**

De manera similar a la Asignación, se tiene que la TIR de la Utilidad 1 es la misma, sin embargo, la TIR de las otras utilidades no solo se mantiene positiva, sino que además supera a la TREMA del proyecto:

$$TIR(U1) = 29\%$$

Cuando a los flujos de efectivo se les descuentan las Contraprestaciones que el proyecto paga al Estado:

$$TIR(U2) = 24\%$$

Cuando se les descuentan los impuestos:

$$TIR(U3) = 15\%$$

$$\text{Si } TREMA_{\text{Trión}} = 10\%$$

$$TIR(U2) > TREMA$$

$$TIR(U3) > TREMA$$

Por consiguiente, cuando el proyecto es ejecutado bajo la alternativa del Contrato, la tasa que reduce a cero el valor presente de los flujos de efectivo del proyecto muestra que dicha alternativa es viable y supera a la alternativa de la Asignación.

$$TIR_{Contrato} = \left\{ \begin{matrix} 29 \\ 24 \\ 15 \end{matrix} \right\} \%$$

III.7.3. Valor Presente Neto (VPN)

De la misma manera que la TIR, primeramente, se calcula el Valor Presente Neto de la Utilidad 1 que aplica para ambas alternativas.

$$VPN = FNE_0 + \sum_{t=1}^{22} \frac{FNE_t}{(1 + TREMA)^t}$$

El primer desembolso ocurre en el denominado periodo cero, esto es en el año 2019, las cifras son en millones de dólares (MMUSD):

$$FNE_0 = - 6.33 \text{ MMUSD}$$

A partir del segundo periodo que es 2020 hasta el 2041:

$$\sum_{t=1}^{22} \frac{FNE_t}{(1 + 0.10)^t} = \frac{-362.04}{(1 + 0.10)^1} + \frac{-2,028.28}{(1 + 0.10)^2} + \dots + \frac{418.49}{(1 + 0.10)^{22}}$$

$$\sum_{t=1}^{22} \frac{FNE_t}{(1 + 0.10)^t} = 5,211.75 \text{ MMUSD}$$

$$VPN(U1) = (- 6.33 + 5,211.75) \text{ MMUSD}$$

$$\therefore VPN(U1) = 5,205.42 \text{ MMUSD}$$

$VPN(U1) > 0$ por lo tanto, se acepta la inversión

- **Alternativa 1: Asignación**

Se procede con el cálculo del Valor Presente Neto de la Utilidad 2, esto es, la Utilidad 1 o EBITDA después de Pago de Derechos:

$$VPN(U2) = (-7.38 - 601.89) \text{ MMUSD}$$

$$VPN(U2) = -609.27 \text{ MMUSD}$$

De particular relevancia, es que con el Pago de Derechos las salidas de efectivo son mayores que las entradas tal como se muestra en la Tabla III-21 En consecuencia, el proyecto se debe rechazar dado los flujos futuros negativos genera:

$$\therefore VPN(U2) < 0, \text{ se rechaza la inversión}$$

Finalmente, cuando al flujo de caja se le disminuye los impuestos tal como se resume en la Tabla III-22, el Valor Presente Neto de la Utilidad 3 muestra que el proyecto alcanza un déficit de miles de millones de dólares:

$$VPN(U3) = -8.74 \text{ MMUSD} - 3,155.59 \text{ MMUSD}$$

$$\therefore VPN(U3) = -3,164.33 \text{ MMUSD}$$

En resumen:

$$VPN_{\text{Asignación}} = \begin{cases} \text{Utilidad 1} \\ \text{Utilidad 2} \\ \text{Utilidad 3} \end{cases}$$

$$\therefore VPN_{\text{Asignación}} = \begin{cases} 5,205.42 \\ -609.27 \\ -3,164.33 \end{cases} \text{ MMUSD}$$

En la siguiente tabla se resumen los flujos de efectivo a Valor Presente Neto de cada una de las utilidades de la Asignación.

Tabla III-34 Resumen de los flujos netos de efectivo de las utilidades a Valor Presente Neto del Proyecto en Asignación. En millones de dólares (MMUSD)

Año	VPN Utilidad 1	VPN Utilidad 2	VPN Utilidad 3
2019	-\$6.33	-\$7.38	-\$8.74
2020	-\$329.13	-\$330.08	-\$331.32
2021	-\$1,676.26	-\$1,677.13	-\$1,678.26
2022	-\$1,174.00	-\$1,174.78	-\$1,175.81
2023	\$216.97	-\$24.36	-\$129.62
2024	\$945.01	\$475.42	\$385.54
2025	\$1,194.32	\$566.07	\$191.46
2026	\$1,043.36	\$288.41	-\$44.82
2027	\$995.05	\$292.87	-\$17.43
2028	\$824.85	\$238.85	-\$20.18
2029	\$647.09	\$157.65	-\$58.88
2030	\$480.16	\$95.78	-\$73.92
2031	\$450.21	\$111.86	-\$38.01
2032	\$378.43	\$97.29	-\$27.39
2033	\$307.61	\$77.94	-\$23.97
2034	\$235.61	\$52.07	-\$29.28
2035	\$222.91	\$59.75	-\$12.80
2036	\$118.48	\$29.04	-\$11.07
2037	\$100.21	\$24.03	-\$10.18
2038	\$50.18	-\$1.58	-\$24.71
2039	\$68.67	\$14.54	-\$9.84
2040	\$60.62	\$13.42	-\$7.88
2041	\$51.41	\$11.03	-\$7.23
Total	\$5,205.42	-\$609.27	-\$3,164.33

- **Alternativa 2: Contrato**

Para el caso del Contrato, en la siguiente tabla se resumen los flujos de efectivo por periodo a Valor Presente Neto de las utilidades de cada uno de los periodos. Por consiguiente, al utilizar la siguiente expresión y aplicándola a los flujos de la columna Utilidad 3 de la Tabla III-33:

$$VPN = FNE_0 + \sum_{t=1}^{22} \frac{FNE_t}{(1 + TREMA)^t}$$

Tabla III-35 Resumen de los flujos netos de efectivo de las utilidades a Valor Presente Neto del Proyecto en Contrato. En millones de dólares (MMUSD)

Año	VPN Utilidad 1	VPN Utilidad 2	VPN Utilidad 3
2019	-\$6.33	-\$69.64	-\$71.00
2020	-\$329.13	-\$329.95	-\$331.19
2021	-\$1,676.26	-\$1,677.01	-\$1,678.14
2022	-\$1,174.00	-\$1,174.68	-\$1,175.70
2023	\$216.97	\$129.46	\$24.20
2024	\$945.01	\$777.73	\$687.85
2025	\$1,194.32	\$1,020.36	\$645.75
2026	\$1,043.36	\$884.53	\$551.30
2027	\$995.05	\$851.21	\$540.91
2028	\$824.85	\$703.79	\$444.76
2029	\$647.09	\$546.14	\$329.61
2030	\$480.16	\$395.59	\$225.88
2031	\$450.21	\$379.55	\$229.68
2032	\$378.43	\$319.82	\$195.14
2033	\$307.61	\$258.91	\$157.00
2034	\$235.61	\$194.50	\$113.15
2035	\$222.91	\$188.20	\$115.65
2036	\$118.48	\$98.71	\$58.60
2037	\$100.21	\$83.25	\$49.04
2038	\$50.18	\$35.64	\$12.51
2039	\$68.67	\$56.18	\$31.80
2040	\$60.62	\$49.86	\$28.56
2041	\$51.41	\$42.12	\$23.87
Total	\$5,205.42	\$3,764.30	\$1,209.23

$$\therefore VPN(U1) = 5,205.42 \text{ MMUSD}$$

$$\therefore VPN(U2) = 3,764.30 \text{ MMUSD}$$

$$\therefore VPN(U3) = 1,209.23 \text{ MMUSD}$$

Por consiguiente, dado que el Valor Presente Neto de las utilidades es mayor acero y supera a los de la alternativa de la Asignación. Por lo tanto, económicamente el proyecto es viable y se tiene que elegir sobre la alternativa de la Asignación.

III.7.4. Valor Anual Equivalente

El Valor Anual Equivalente para la Utilidad 1 considera la suma del Valor Presente Neto de los flujos de efectivo de la Utilidad 1 en millones de dólares (MMUSD) desde el 2019 al 2041:

$$VAE = VPN(U1) \left[\frac{TREMA(1 + TREMA)^n}{(1 + TREMA)^n - 1} \right]$$

$$VPN(Utilidad1) = 5,205.42 \text{ MMUSD}$$

$$VAE = (5,205.42) * \left[\frac{0.10(1 + 0.10)^{22}}{(1 + 0.10)^{22} - 1} \right] \text{ MMUSD}$$

$$VAE = (5,205.42)[0.114] \text{ MMUSD}$$

$$\therefore VAE = 593.44 \text{ MMUSD}$$

$$\therefore VAE > 0 \text{ El proyecto es factible}$$

Dado que la comparación es entre dos alternativas de proyecto excluyentes, se procede a calcular VAE y encontrar cual ofrece el mayor ingreso equivalente.

- **Alternativa 1: Asignación**

Para la utilidad después del Pago de Derechos o Utilidad 2 la suma de los flujos de efectivo a valor presente de todos los periodos tiene como resultado un valor negativo como se muestran en la Tabla III-21. Por lo tanto, se podría descartar el proyecto con sin necesidad de obtener el VAE:

$$VAE(U2) = VPN(U2) \left[\frac{TREMA(1 + TREMA)^n}{(1 + TREMA)^n - 1} \right]$$

$$VAE(U2) = (-\$609.27) \left[\frac{0.10(1 + 0.10)^{22}}{(1 + 0.10)^{22} - 1} \right] \text{ MMUSD}$$

$$\therefore VAE(U2) = -69.46 \text{ MMUSD}$$

$$\therefore VAE(U3) = -360.75 \text{ MMUSD}$$

Por consiguiente, del mismo modo que el VPN, el VAE muestra que el proyecto después del Pago de Derechos es inviable, más aún, después de impuestos (Utilidad 3).

$$VAE_{Asignación} = \begin{Bmatrix} 593.44 \\ -69.46 \\ -360.75 \end{Bmatrix} MMUSD$$

- **Alternativa 2: Contrato**

De igual forma que la Asignación, para el Contrato se obtiene la Utilidad 2 y Utilidad 3:

$$VAE(U2) = (3,764.27) \left[\frac{0.10(1 + 0.10)^{22}}{(1 + 0.10)^{22} - 1} \right] MMUSD$$

$$\therefore VAE(U2) = 429.15 MMUSD$$

$$\therefore VAE(U3) = 137.86 MMUSD$$

El VAE asociado a cada utilidad es mayor a cero y mayor a la alternativa de la Asignación. Por lo tanto, de acuerdo con este indicador se debe de elegir esta alternativa.

$$VAE_{Contrato} = \begin{Bmatrix} 593.44 \\ 429.15 \\ 137.86 \end{Bmatrix} MMUSD$$

III.7.5. Periodo de Recuperación de Capital o inversión

Para este indicador, se debe satisfacer la siguiente expresión:

$$0 = -FNE_0 + \sum_{t=1}^{t=n_p} \frac{FNE_t}{(1 + TREMA)^t}$$

Para obtener dicho periodo, es necesario obtener los valores acumulados de los flujos de efectivo actualizados por utilidad. En la siguiente tabla, se resumen estos valores acumulados.

Tabla III-36 Valores de Flujo Neto de Efectivo Acumulado a VPN de los flujos de efectivo de la Utilidad 1. En millones de dólares (MMUSD)

Periodo t	Año	VPN Acum. Utilidad 1
0	2019	-\$6.33
1	2020	-\$335.46
2	2021	-\$2,011.72
3	2022	-\$3,185.72
4	2023	-\$2,968.75
5	2024	-\$2,023.75
6	2025	-\$829.43
7	2026	\$213.93
8	2027	\$1,208.98
9	2028	\$2,033.83
10	2029	\$2,680.92
11	2030	\$3,161.08
12	2031	\$3,611.29
13	2032	\$3,989.72
14	2033	\$4,297.33
15	2034	\$4,532.94
16	2035	\$4,755.85
17	2036	\$4,874.33
18	2037	\$4,974.53
19	2038	\$5,024.72
20	2039	\$5,093.39
21	2040	\$5,154.01
22	2041	\$5,205.42

De la tabla anterior, muestra que para la Utilidad 1, el último periodo con un flujo de efectivo neto acumulado a VPN corresponde con el del 2025 o periodo 6. Para ser concretos, el valor absoluto de este periodo es de 829.43 MMUSD, mientras que el valor del periodo siguiente (2026) de los flujos netos de efectivo sin actualizar es de 1,043.36 MMUSD (Ver Tabla III–35). Por consiguiente, el periodo de recuperación de capital para la Utilidad 1 es:

$$n_p = 6 + \frac{829.43 \text{ MMUSD}}{1,043.36 \text{ MMUSD}}$$

$$\therefore n_p(U1) = 6.8 \text{ periodos}$$

En este caso, los periodos son de 1 año, por consiguiente, en 6.8 años se recuperará el capital en los flujos netos de efectivo actualizados. Dicho de otro modo, a finales del año 2025, por lo tanto, a manera de comprobación, este periodo satisface la expresión:

$$0 = -FNE_0 + \sum_{t=1}^{t=6.8} \frac{FNE_t}{(1 + TREMA)^t}$$

El segundo término del segundo miembro de la expresión anterior se desarrolla como:

$$\sum_{t=1}^{t=6.8} \frac{FNE_t}{(1 + TREMA)^t} = \sum_{t=1}^{t=6} \frac{FNE_t}{(1 + TREMA)^t} + \sum_{t=6}^{t=6.8} \frac{FNE_t}{(1 + TREMA)^t}$$

De acuerdo con la Tabla III-37 el acumulado de la Utilidad 1 a VPN hasta el periodo 6 (2019 – 2025) más los ingresos de 0.795 veces el periodo 6 al 7 (2026):

$$0 = -FNE_0 + \sum_{t=1}^{t=6} \frac{FNE_t}{(1 + TREMA)^t} + \sum_{t=6}^{t=6.795} \frac{FNE_t}{(1 + TREMA)^t}$$

$$0 = -6.33 + (-823.10 + 829.43)$$

Donde se cumple la igualdad:

$$0 = 0$$

De la misma manera en que se obtuvo el PRC para la Utilidad 1 o Utilidad del Proyecto, se calculan los de la Utilidad 2 y Utilidad 3 de cada alternativa.

- **Alternativa 1: Asignación**

Los impuestos y Pago de Derechos propician que los flujos de efectivo acumulados a Valor Presente Neto sean negativos en todos los periodos. Esto se puede apreciar en la Tabla III-37.

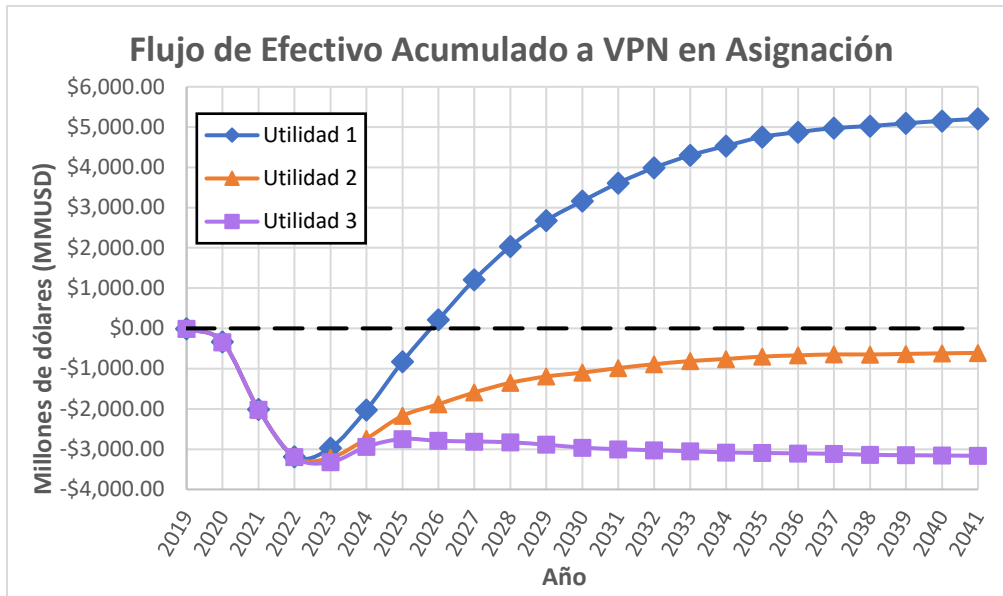
Tabla III-37 Valores de Flujo Neto de Efectivo Acumulado a VPN de las utilidades bajo la Asignación. En millones de dólares (MMUSD)

Periodo t	Año	VPN Acum. Utilidad 2	VPN Acum. Utilidad 3
0	2019	-\$7.38	-\$8.74
1	2020	-\$337.45	-\$340.06
2	2021	-\$2,014.58	-\$2,018.31
3	2022	-\$3,189.36	-\$3,194.12
4	2023	-\$3,213.72	-\$3,323.74
5	2024	-\$2,738.30	-\$2,938.19
6	2025	-\$2,172.23	-\$2,746.73
7	2026	-\$1,883.81	-\$2,791.55
8	2027	-\$1,590.94	-\$2,808.98
9	2028	-\$1,352.09	-\$2,829.16
10	2029	-\$1,194.43	-\$2,888.04
11	2030	-\$1,098.65	-\$2,961.96
12	2031	-\$986.79	-\$2,999.97
13	2032	-\$889.50	-\$3,027.36
14	2033	-\$811.56	-\$3,051.34
15	2034	-\$759.50	-\$3,080.62
16	2035	-\$699.75	-\$3,093.42
17	2036	-\$670.71	-\$3,104.49
18	2037	-\$646.67	-\$3,114.67
19	2038	-\$648.25	-\$3,139.38
20	2039	-\$633.71	-\$3,149.22
21	2040	-\$620.30	-\$3,157.10
22	2041	-\$609.27	-\$3,164.33

De acuerdo con la Tabla III–38, los flujos netos de efectivo acumulados son negativos tanto para la Utilidad 2 y la Utilidad. Por lo tanto, los egresos superan a los ingresos y nunca se recuperará el capital invertido. En concreto, de acuerdo con la Gráfica III-6 se muestra en el eje de las ordenadas las cantidades en millones de dólares (MMUSD) y en abscisas los periodos del proyecto.

$$n_{\text{Asignación}} = \left\{ \begin{array}{c} 6.8 \\ \text{No se recupera} \\ \text{No se recupera} \end{array} \right\} \text{ periodos}$$

La interpretación geométrica es que una curva de utilidades que interseca con el eje de las abscisas antes de finalizar la vida del proyecto es señal de la existencia de recuperación de capital. Sin embargo, en este caso, se puede apreciar que las curvas de las utilidades no intersecan con el eje de las abscisas durante el periodo de vida del proyecto:



Gráfica III-6 Flujo de Caja de las Utilidades de Pemex bajo la Asignación a VPN

- **Alternativa 2: Contrato**

Tabla III-38 Valores de Flujo Neto de Efectivo Acumulado a VPN de las utilidades bajo el Contrato

Periodo t	Año	VPN Acum. Utilidad 2	VPN Acum. Utilidad 3
0	2019	-\$69.64	-\$71.00
1	2020	-\$399.59	-\$402.19
2	2021	-\$2,076.60	-\$2,080.33
3	2022	-\$3,251.28	-\$3,256.03
4	2023	-\$3,121.82	-\$3,231.83
5	2024	-\$2,344.08	-\$2,543.98
6	2025	-\$1,323.72	-\$1,898.23
7	2026	-\$439.19	-\$1,346.93
8	2027	\$412.02	-\$806.02
9	2028	\$1,115.81	-\$361.26
10	2029	\$1,661.96	-\$31.65
11	2030	\$2,057.55	\$194.24
12	2031	\$2,437.10	\$423.92
13	2032	\$2,756.92	\$619.06
14	2033	\$3,015.83	\$776.05
15	2034	\$3,210.33	\$889.21
16	2035	\$3,398.53	\$1,004.86
17	2036	\$3,497.25	\$1,063.46
18	2037	\$3,580.50	\$1,112.50
19	2038	\$3,616.14	\$1,125.01
20	2039	\$3,672.32	\$1,156.81
21	2040	\$3,722.18	\$1,185.37
22	2041	\$3,764.30	\$1,209.23

Posteriormente, se calcula para la Utilidad 2:

Último periodo con flujo de efectivo acumulado negativo = 7, es decir 2026. (Tabla III-39)

Valor absoluto del último flujo de caja acumulado negativo = \$439.19 (Tabla III-39).

Valor del flujo de caja del periodo siguiente = \$851.21 (Tabla III-36). Por consiguiente:

$$n_p(U2) = 7 + \frac{439.19 \text{ MMUSD}}{851.21 \text{ MMUSD}}$$

$$n_p(U2) = 7.5 \text{ periodos}$$

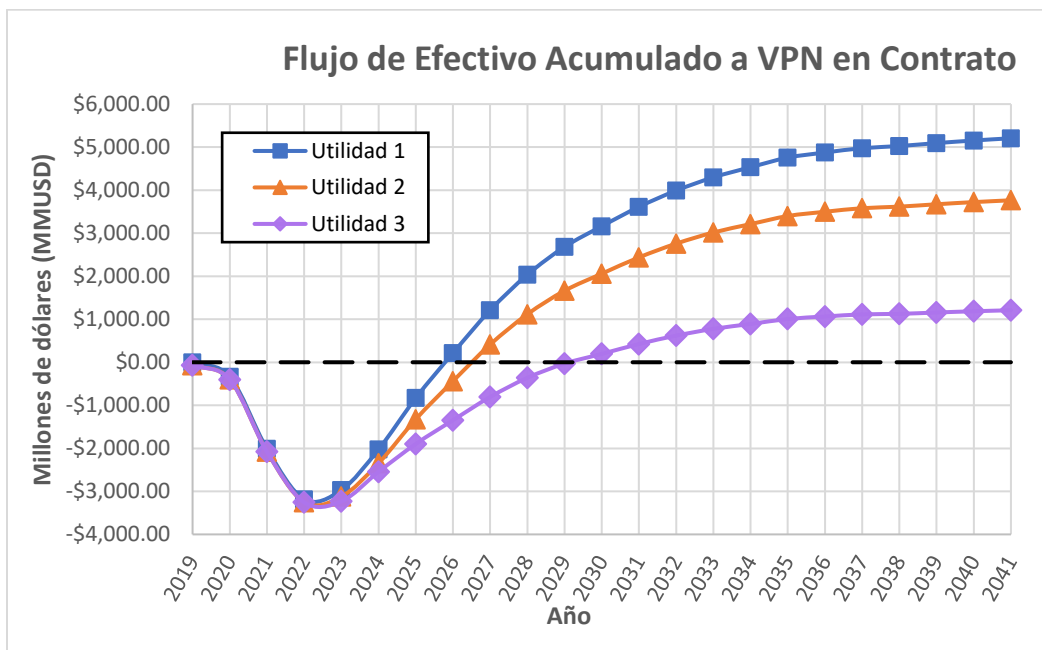
Como resultado, en 7.5 años o periodos se recuperará el capital invertido en el proyecto con las contraprestaciones erogadas. Finalmente, al descontar los impuestos a la Utilidad 2 se obtiene el periodo de recuperación de la Utilidad 3:

$$n_p(U3) = 10 + \frac{31.65 \text{ MMUSD}}{225.88 \text{ MMUSD}}$$

$$n_p(U3) = 10.1 \text{ periodos}$$

En resumen:

$$n_{\text{Contrato}} = \left\{ \begin{array}{l} 6.8 \\ 7.5 \\ 10.1 \end{array} \right\} \text{ periodos}$$



Gráfica III-7 Flujo de Caja de las Utilidades de las empresas participantes Pemex y BHP Billiton bajo el Contrato a VPN

En consecuencia, la alternativa bajo el esquema de Contrato garantiza la recuperación del capital después de impuestos y Contraprestaciones. Esto se representa en la Gráfica III-7, donde se puede observar que las curvas de los flujos de caja asociadas a cada utilidad intersecan el eje de las abscisas lo que significa que en ese momento el capital invertido a VPN se recupera.

III.7.6. Beneficio – Costo

Finalmente, se procede con el cálculo del Beneficio – Costo, que, a diferencia de los indicadores anteriores no se calculará por tipo de utilidad. La razón es que los flujos de efectivo necesarios para la construcción de este indicador incluyen acumulados de diferentes tipos de utilidades.

- **Alternativa 1: Asignación**

Se utiliza el Valor Presente Neto de los beneficios, contrabeneficios, inversiones tanto de costos de operación como mantenimiento de la infraestructura del proyecto:

$$\frac{B}{C} = \frac{VPN(B) - VPN(O \text{ y } M) - VPN(C)}{VPN(I)}$$

Respecto a los beneficios, se consideran los ingresos anuales brutos del proyecto, es decir, el Valor Anual de los Hidrocarburos los cuales están resumidos en la Tabla III-17. Por lo tanto, el VPN de los beneficios es:

$$VPN(\text{Beneficios}) = 10,266.82 \text{ MMUSD}$$

En cuanto al Valor Presente de las Inversiones, se toma en cuenta los flujos erogados para *Drilllex*, *Capex*, *Opex* y *Abex* de los cuatro primeros periodos debido a que el proyecto aún no percibe ingresos:

$$VPN(\text{Inversiones}) = 3,185.72 \text{ MMUSD}$$

Posterior a los cuatros primeros periodos, estos mismos conceptos se consideran costos de operación y mantenimiento puesto que el proyecto ya comienza a percibir ingresos:

$$VPN(OyM) = 1,875.69 \text{ MMUSD}$$

Por otro lado, para los contrabeneficios se considera la suma del Pago de Derechos y los impuestos de todos los años o periodos del proyecto. Por consiguiente, el Valor Presente Neto de estos los flujos es:

$$VPN(\text{Contrabeneficios}) = 8,369.75 \text{ MMUSD}$$

Finalmente, al aplicar la expresión se obtiene:

$$\frac{B}{C} = \frac{(10,266.82 - 1,875.69 - 8,369.75) \text{ MMUSD}}{3,185.72 \text{ MMUSD}}$$

$$\therefore \frac{B}{C} = 0.0067$$

El indicador Beneficio – Costo arroja un resultado menor a 1, por consiguiente, económicamente no es viable y se rechaza:

$$\therefore \frac{B}{C} < 0, \text{ se rechaza la inversión}$$

- **Alternativa 2: Contrato**

$$\frac{B}{C} = \frac{VPN(B) - VPN(O \text{ y } M) - VPN(C)}{VPN(I)}$$

$$\frac{B}{C} = \frac{(10,266.82 - 1,875.69 - 1,441.12) \text{ MMUSD}}{3,185.72 \text{ MMUSD}}$$

$$\therefore \frac{B}{C} = 2.182$$

$$\frac{B}{C} > 1, \text{ se acepta la inversión}$$

III.7.7. Resumen de indicadores

- **Utilidad 1: Utilidad del Proyecto, EBITDA o utilidad antes de pago de Regalías, impuestos, Contraprestaciones o Pago de Derechos e impuestos**

Tabla III-39 Resumen de indicadores económicos en Utilidad 1 o EBITDA del proyecto

	VPN (MMUSD)	TIR (%)	PRC (años)	VAE (MMUSD)
Utilidad 1	\$5,205.42	29.07%	6.8	\$593.44

- **Utilidad 2: Utilidad después de Regalías y Contraprestaciones (Contrato) y después de Pago de Derechos (Asignación)**

Tabla III-40 Resumen de indicadores económicos en Utilidad 2 de las alternativas

Indicador Alternativa	VPN (MMUSD)	TIR (%)	PRC (años)	VAE (MMUSD)
Asignación	-\$609.27	6%	No aplica	-\$69.46
Contrato	\$3,764.30	24%	7.5	\$429.15

- **Utilidad 3: Utilidad después de impuestos**

Tabla III-41 Resumen de indicadores económicos en Utilidad 3 de las alternativas

Indicador Alternativa	VPN (MMUSD)	TIR (%)	PRC (años)	VAE (MMUSD)	B/C (1)
Asignación	-\$3,164.33	No Aplica	No aplica	-\$360.75	0.0067
Contrato	\$1,209.23	15%	10.1	\$137.86	2.182

IV. PLANIFICACIÓN ESTRATÉGICA

Mediante un análisis FODA, se compararán las ventajas y desventajas que tiene la ejecución del proyecto bajo la modalidad de Asignación y el Contrato para el Estado mexicano. Las consideraciones que se toman en cuenta para la elección de la mejor alternativa en Trión son las utilidades para el Estado y el valor agregado. No obstante, se abordarán las utilidades económicas de la ejecución de Trión bajo el Contrato y la Asignación para cada una de las empresas participantes y el Estado mexicano. Posteriormente, se proponen estrategias para que Pemex pueda tener la capacidad tecnológica suficiente para ejecutar un proyecto en aguas profundas. Por último, se concluirá cuál es la mejor alternativa para México al tomar en cuenta las consideraciones anteriores.

IV.1. Perspectivas económicas del Contrato y Asignación

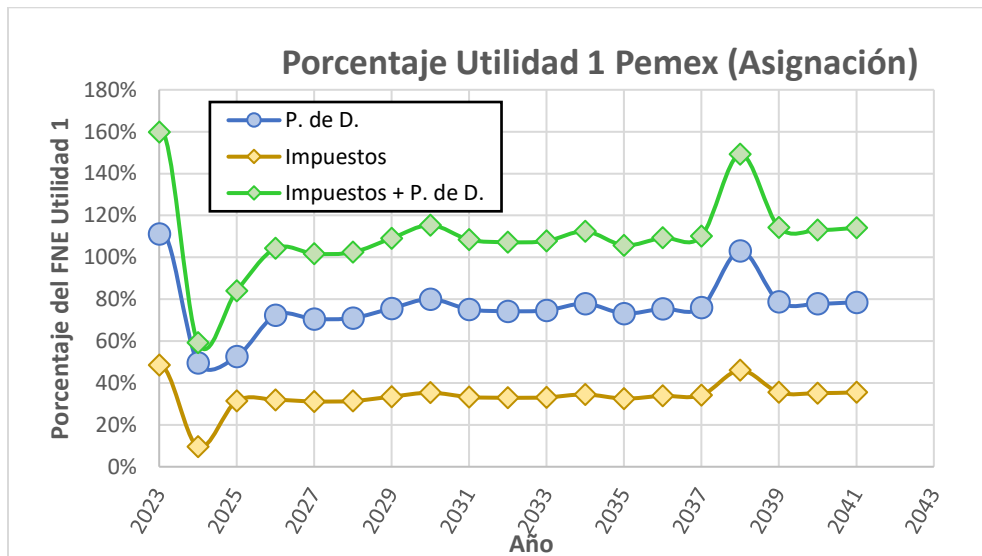
En este apartado, se describirán los ingresos de los actores involucrados en el Proyecto de Trión tanto bajo ambas alternativas. Estas entidades son Pemex, BHP Billiton y el Estado mexicano.

IV.1.1. Perspectiva de Pemex Exploración y Producción

En primera instancia, se abordará los ingresos que percibiría Pemex como asignatario y posteriormente como contratista o socio no operador.

- **Asignación de Derechos de Exploración y Producción**

A continuación, se muestra una gráfica que indica la proporción de los impuestos y Pago de Derechos (P. de D.) respecto con la Utilidad 1 o ganancias gravables de Pemex. Esto es, la utilidad que resulta de restar a los ingresos obtenidos por venta de hidrocarburos las inversiones correspondientes (Drillex, Opex, Capex y Abex). Si no existieran impuestos ni P. de D. las ganancias gravables representarían ingresos directos de Pemex.



Gráfica IV-1 Porcentaje de Pago de Derechos e Impuestos respecto de los Flujos Netos de Efectivo de la Utilidad 1 de Pemex bajo la Asignación

Respecto a la Gráfica IV-1, conviene destacar que las curvas comienzan a partir del año 2023 cuando el Asignatario comienza a percibir ingresos. De acuerdo con estas curvas, el porcentaje de P. de D. respecto con la Utilidad 1 tiene como límite inferior el 50% y como máximo alrededor del 111%. En segunda instancia, se tiene la curva de los impuestos que considera el Impuesto Sobre la Renta (ISR) y el Impuesto por Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH). En ella podemos apreciar un comportamiento negativo donde la curva cae desde el 49% al 10% en torno al año 2024, este último valor representa el límite inferior de la curva. Posteriormente, hacia el año 2025 la tendencia de la curva es positiva donde permanece con fluctuaciones menores durante el periodo de vida del Proyecto.

En tercer lugar, se encuentra la curva que representa la suma de los P. de D. e Impuestos la cual asciende a un límite superior del orden del 160% de la Utilidad 1 para 2023. Seguido de esto la curva cae a un mínimo que representa 59% en 2024. Finalmente, con excepción del año 2038, el comportamiento de dicha curva se mantiene relativamente estable durante el resto de la vida del Proyecto.

De acuerdo con los resultados del flujo de efectivo representados en el comportamiento de las curvas, es un gran reto para Pemex lidiar con la carga tributaria que el Estado mexicano le imponía tanto de impuestos como de P. de D. En vista de este motivo, económicamente en el momento de la investigación (2019) no era viable que Pemex explote un campo aguas profundas en del Golfo de México bajo los esquemas contables vigentes. Más aún, la suma de impuestos y P. de D. representan más del 100% de la utilidad gravable de la petrolera mexicana, esto significa que Pemex tiene que perder capital para terminar de explotar cualquier campo petrolero en aguas profundas. Precisamente, la utilidad anual de Pemex después de impuestos y P. de D. arroja resultados negativos tal como lo muestra la Tabla III-21 del Capítulo III.

Finalmente, para fines de comparación de proporciones, se retoma el valor presente de la Utilidad 1, EBITDA o utilidad gravable y el valor presente de los egresos que la empresa paga al Estado (Impuestos y Pago de Derechos). Por consiguiente, en millones de dólares (MMUSD):

$$VPN(Utilidad\ 1)_{Pemex} = MMUSD\ 5,205.42$$

$$VPN(Erogaciones)_{Pemex} = VPN(P.\ de\ D.\ +\ Impuestos)_{Pemex}$$

$$VPN(Erogaciones)_{Pemex} = MMUSD\ 8,369.75$$

De acuerdo con los indicadores anteriores, si Pemex decide explotar Trión bajo una Asignación, a Valor Presente Neto tendría un déficit de 3,164.33 MMUSD. Este déficit conocido como Utilidad 3, es aquella de disminuir a la Utilidad 1 las erogaciones por Pago de Derechos e impuestos. Como resultado, la alternativa de Asignación es una “utilidad negativa” para Pemex:

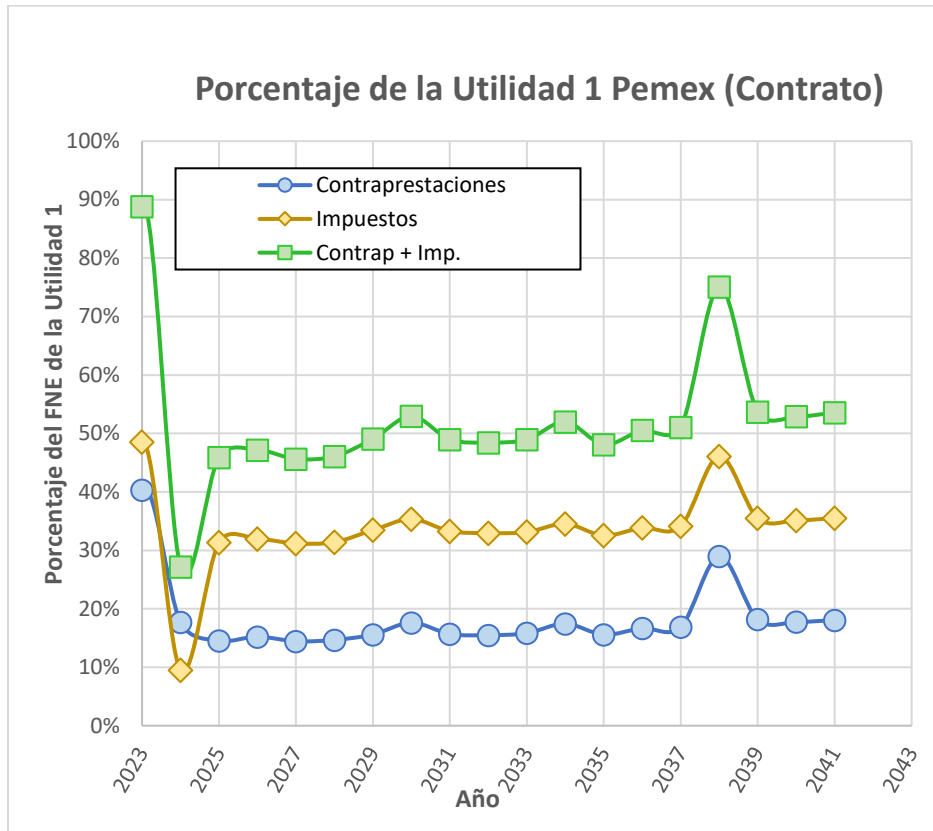
$$VPN(Utilidad\ 3)_{Pemex} = VPN(Utilidad\ 1)_{Pemex} - VPN(Erogaciones)_{Pemex}$$

$$\therefore VPN(Utilidad\ 3)_{Pemex} = -MMUSD\ 3,164.33$$

- **Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia en Aguas Profundas**

Conviene recordar que en este trabajo se propone que los hidrocarburos extraídos son comercializados dentro del país. Por esta razón, el Contratista (BHP Billiton y Pemex Exploración y Producción) está obligado a efectuar el pago de ISR, sin embargo, el Contrato no lo obliga a comercializar o vender los hidrocarburos dentro de México. De acuerdo con el Capítulo II, la naturaleza de un *Farm – Out* es que las empresas perciben ingresos o regalías a favor de acuerdo con su interés de participación. En el Contrato se establece 60% de las utilidades para BHP Billiton y 40% para Pemex Exploración y Producción (PEP).

De manera similar ocurre con la parte proporcional de las erogaciones que ejerce el consorcio. Respecto a las erogaciones de Pemex, el porcentaje de estas últimas respecto de sus utilidades es descrito mediante las siguientes curvas:



Gráfica IV-2 Porcentaje de Contraprestaciones e Impuestos respecto del Flujo Neto de Efectivo de la Utilidad 1 para Pemex bajo modalidad del Contrato

En el periodo 2023 Pemex como Contratista percibe pocas utilidades, por este motivo, la suma de las Contraprestaciones e impuestos ascienden a casi un 90% del valor de la Utilidad 1. Posteriormente la curva se estabiliza a lo largo de la vida del Proyecto hasta que esta tendencia se interrumpe en el 2038, puesto que los ingresos llegan a su mínimo histórico. Finalmente, podemos apreciar que en promedio los impuestos representan un 34% de la Utilidad 1, mientras que las Contraprestaciones el 18%. En general el comportamiento de la curva es estable, con excepción tanto de los primeros periodos como del 2038 tal y como ocurre en la alternativa donde Pemex es Asignatario.

$$VPN (40\%Utilidad 1)_{Pemex} = MMUSD 2,082.17$$

$$VPN (Erogaciones)_{Pemex} = MMUSD 1,573.51$$

$$VPN (Utilidad 3)_{Pemex} = VPN (40\%Utilidad 1)_{Pemex} - VPN (Erogaciones)_{Pemex}$$

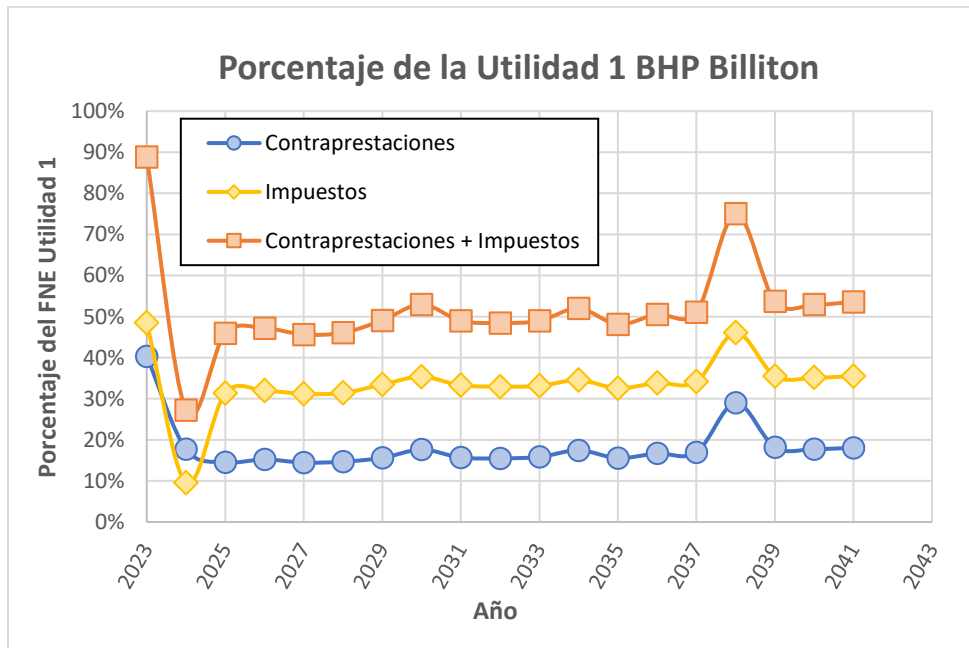
$$\therefore VPN (Utilidad 3)_{Pemex} = MMUSD 508.65$$

Respecto con la Utilidad 3, a pesar de poseer un interés de participación minoritaria en el Contrato, Pemex goza de un margen de utilidad operativa en la explotación del Campo. Aunque en la alternativa de Asignación Pemex percibe más del doble de ingresos en términos de VPN, en la alternativa de Contrato Pemex al obtener menos ingresos obtiene excedentes que se traducen en utilidades. La razón es que las erogaciones destinadas al Estado representan alrededor del 73% en oposición a la Asignación, donde los pagos a favor del Estado hacen al 153% del VPN de la Utilidad 1, es decir, más del doble que en Contrato.

IV.1.2. Perspectiva de BHP Billiton

- **Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia en Aguas Profundas**

El comportamiento económico de los ingresos y egresos de la empresa australiana es similar al de Pemex bajo el esquema de Contrato. la única diferencia es que su porcentaje de interés de participación en el Contrato es del 60%.



Gráfica IV-3 Porcentaje de Contraprestaciones e Impuestos respecto de la Utilidad 1 para BHP Billiton

Por consiguiente, el comportamiento de las curvas que describen la proporción de los egresos de BHP Billiton respecto de sus utilidades es similar al de la participación de Pemex en el Contrato. Se puede apreciar que, en ambos casos, el porcentaje respecto a la Utilidad 1 que las empresas pagan de Contraprestaciones es menor que el respectivo para los impuestos. Para calcular el valor presente neto (VPN) que BHP Billiton obtiene por ejecutar Trión se resta al VPN de la Utilidad 1 el VPN de la suma de las Contraprestaciones e impuestos (Erogaciones):

$$VPN (Utilidad 1)_{BHP\ Billiton} = VPN (60\%Hidrocarburos\ extraídos)$$

$$VPN (60\%Utilidad 1)_{BHP\ Billiton} = MMUSD 3,123.25$$

$$VPN (Erogaciones.)_{BHP\ Billiton} = MMUSD 2,422.67$$

Por lo tanto, el Valor Presente Neto de la utilidad final de BHP Billiton:

$$VPN (Utilidad 3)_{BHP\ Billiton} = VPN (60\%Utilidad 1)_{BHP\ Billiton} - VPN (Erogaciones)_{BHP\ Billiton}$$

$$\therefore VPN (Utilidad 3)_{BHP\ Billiton} = MMUSD 700.58$$

- **Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia en Aguas Profundas: Sin comercialización de hidrocarburos en México**

Otra alternativa importante es tomar en cuenta si los hidrocarburos extraídos por BHP Billiton no son vendidos dentro del país. Para tal fin, se considera un escenario donde la compañía australiana decide no comercializar el petróleo en México después de la transmisión onerosa de los hidrocarburos. Incluso podría no comercializarlos en ninguna parte del mundo dado que los puede utilizar para producir otros productos.

Los hidrocarburos en especie que BHP Billiton posee tienen un valor monetario, para poder calcularlo solo basta con restar el valor de los hidrocarburos en el mercado menos el capital que la empresa australiana tuvo que invertir para extraerlos (*Capex, Drillex, Opex y Capex*). Esto equivale precisamente a la Utilidad 1 o utilidad gravable menos Contraprestaciones e impuestos:

$$\therefore VPN (Utilidad 1)_{BHP\ Billiton} = MMUSD 3,123.25$$

Las Contraprestaciones a favor del Estado por parte de BHP Billiton a Valor Presente Neto suman:

$$VPN (Contrap.)_{BHP\ Billiton} = MMUSD 889.63$$

Asimismo, BHP Billiton no pagaría ISR dado que no comercializa los hidrocarburos en México, por lo tanto, el valor presente neto (VPN) de la suma de sus impuestos solo toma en cuenta el pago de IAEEH:

$$VPN (60\% ISR)_{BHP\ Billiton} = MMUSD\ 0.00$$

$$VPN (60\%IAEEH)_{BHP\ Billiton} = MMUSD\ 23.42$$

$$VPN(Impuestos)_{BHP\ Billiton} = MMUSD\ 23.42$$

En este escenario, el VPN de las erogaciones que BHP Billiton paga al Estado mexicano durante todo el Proyecto es igual a la suma de impuestos más la suma de las Contraprestaciones a Valor Presente Neto:

$$VPN (Erogaciones)_{BHP\ Billiton} = VPN(Impuestos)_{BHP\ Billiton} + VPN (Contrap.)_{BHP\ Billiton}$$

$$VPN (Erogaciones)_{BHP\ Billiton} = MMUSD\ 23.42 + MMUSD\ 889.63$$

$$\therefore VPN (Erogaciones)_{BHP\ Billiton} = MMUSD\ 913.06$$

La Utilidad 1 menos el Valor Presente Neto de las erogaciones de la empresa australiana es igual a la Utilidad Total, que representa el valor del petróleo en especie de BHP Billiton:

$$VPN (Utilidad\ Total)_{BHP\ Billiton} = VPN (Utilidad\ 1)_{BHP\ Billiton} - VPN (Erogaciones)_{BHP\ Billiton}$$

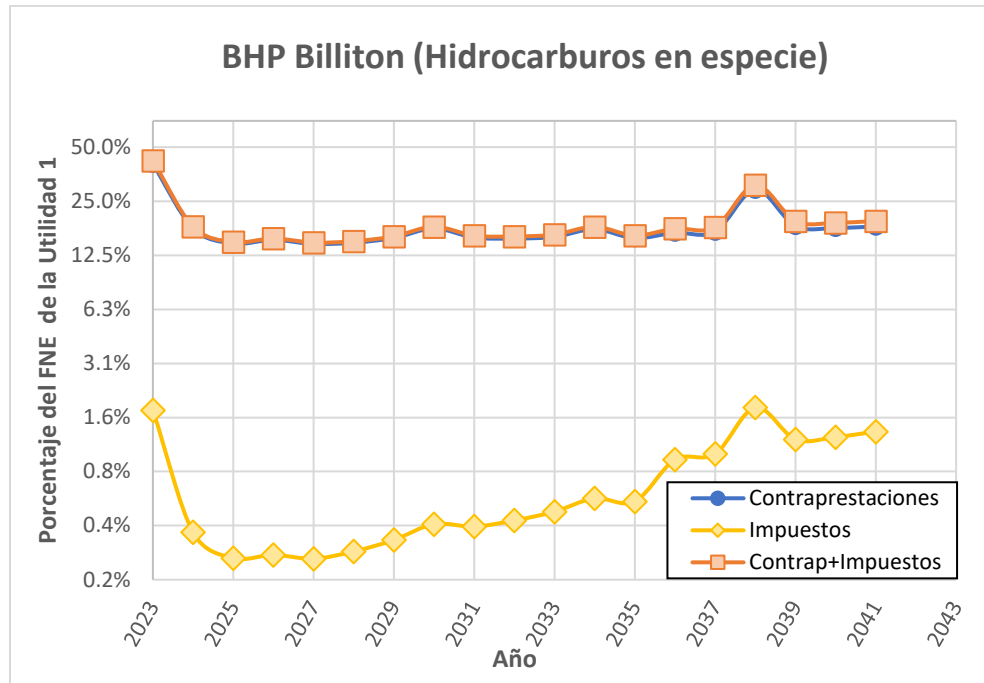
$$VPN (Utilidad\ Total)_{BHP\ Billiton} = MMUSD\ 3,123.25 - MMUSD\ 913.06$$

$$\therefore VPN (Utilidad\ Total)_{BHP\ Billiton} = MMUSD\ 2,210.20$$

Finalmente, en la siguiente gráfica podemos apreciar que BHP paga impuestos menores al 3% de la Utilidad 1 o del valor de los hidrocarburos en especie en USD. Cuando se suma la curva de impuestos a la de Contraprestaciones, la curva resultante es muy próxima a la de Contraprestaciones puesto que el porcentaje de impuestos que paga la australiana es ínfimo.

Al mismo tiempo, el porcentaje de las Contraprestaciones respecto de la Utilidad 1 permanece igual que las de la curva del escenario anterior. Los periodos donde más Contraprestaciones e impuestos tiene que pagar la australiana como porcentaje de la Utilidad 1 son en 2023 (42%) y 2038 (31%). En síntesis, para este escenario el porcentaje de las erogaciones que BHP Billiton paga al Estado no llegan ni al 50% de la utilidad gravable.

Aparentemente este escenario es el que convendría más a BHP Billiton, sin embargo, no se tiene información de las pretensiones de la petrolera australiana para los hidrocarburos extraídos en Trión. Más aún, tratándose de aceite o petróleo ligero como el que se encuentra en Trión, es posible que los hidrocarburos se aprovechen para transformarlos en productos o materiales de valor agregado mayor.



Gráfica IV-4 Porcentaje de Impuestos y Contraprestaciones respecto al valor de los hidrocarburos en especie (Utilidad 1)

IV.1.3. Perspectiva del Estado (FMPED+SHCP)

Los siguientes puntos abordan la perspectiva del Estado mexicano respecto a los ingresos que percibe por cada alternativa. Para este propósito, se considera Estado mexicano a la suma de los ingresos del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMPED) más los de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).

- **Asignación de Derechos de Exploración y Producción**

Los egresos por concepto de Impuestos y Pago de Derechos (P. de D.) que tiene que erogar Pemex por ejecutar Trión representan ingresos para el Estado. Estos ingresos a Valor Presente Neto en millones de dólares (MMUSD) son:

$$VPN (\text{Impuestos})_{Pemex} = MMUSD 2,555.06$$

$$VPN (\text{Pago de Derechos})_{Pemex} = MMUSD 5,814.69$$

$$\sum VPN(\text{Utilidad})_{Estado} = MMUSD 8,369.75$$

Por consiguiente, durante los 23 años del proyecto, el Estado percibirá a valor presente en promedio \$363.90 MMUSD por año. Habría recalcar que, para que Pemex pague esta cantidad tendría que endeudarse o recurrir a reservas de capital propias puesto que los ingresos del proyecto no le serían suficientes.

- **Contrato de Licencia para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos**

Para el caso del Contrato, los ingresos del Estado provienen de las erogaciones que las Empresas Firmantes pagan, es decir, impuestos y Contraprestaciones. En conjunto, el VPN que las Empresas Firmantes pagan al Estado:

$$VPN (Erogaciones)_{Pemex} = MMUSD 1,573.51$$

$$VPN (Erogaciones)_{BHP Billiton} = MMUSD 2,422.67$$

$$\sum VPN (Erogaciones)_{Pemex+BHP Billiton} = MMUSD 3,996.18$$

Como resultado, los ingresos del Estado es la suma del Valor Presente Neto de las erogaciones anteriores:

$$\sum VPN(Utilidad)_{Estado} = MMUSD 3,996.18$$

IV.1.4. Perspectiva de México (FMPED+SHCP+Pemex)

Para este punto, se considera que la unión de ingresos del Estado mexicano sumados a los de su Empresa Productiva (Pemex) conforman los intereses de una entidad denominada México.-Por lo tanto, se consideran ingresos de México la suma de los del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMPED), la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y Pemex Exploración y Producción (PEP).

- **Asignación de Derechos de Exploración y Producción.**

Las erogaciones de Pemex, como los impuestos que se destinan a la SHCP y Pago de Derecho destinados al FMPED, son ingresos del Estado y por consiguiente ingresos de México. Pero si Pemex forma parte de México, la reflexión conlleva a considerar que los ingresos de México son los mismos que los de Pemex antes de impuestos y Pago de Derechos. Por lo tanto, México posee ingresos equiparables a la Utilidad 1 de Pemex bajo la alternativa de la Asignación:

$$VPN(Utilidad 1)_{Pemex} = MMUSD 5,205.42$$

Se podría descontar a la Utilidad 1 los impuestos y Pago de Derechos (erogaciones) que tiene que enterar Pemex al Estado mexicano. En consecuencia, dicho capital que egresa de Pemex se suma a los ingresos del Estado. Sin embargo, desde el punto de vista de una entidad que suma los intereses de Pemex y los del Estado, dicho flujo de capital se integra nuevamente así mismo. Por este motivo, bajo la Asignación, lo que ingresa a Pemex como Utilidad 1 se considera ingreso íntegro de México:

$$\therefore VPN(Utilidad)_{México (Asignación)} = MMUSD 5,205.42$$

- **Contrato de Licencia para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos**

De acuerdo con el porcentaje de participación del Contrato, Pemex junto con el Estado perciben el 40% del valor de la Utilidad 1:

$$VPN (Utilidad 1)_{Pemex} = MMUSD 2,082.17$$

De la misma manera, se consideran como ingresos las Contraprestaciones e impuestos (Erogaciones) que el Operador de Trión BHP Billiton está obligado a pagar, en resumen:

$$VPN (Erogaciones)_{BHP Billiton} = MMUSD 2,422.67$$

La suma de los hidrocarburos extraídos por Pemex (menos sus respectivos costos por exploración y extracción) más las Contraprestaciones e impuestos provenientes de BHP Billiton generan al país:

$$\sum VPN (Utilidad)_{México (Contrato)} = MMUSD 4,504.84$$

- **Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo la modalidad de Licencia. BHP Billiton no comercializa los hidrocarburos dentro de México**

Nuevamente se contempla un escenario donde BHP Billiton decide no comercializar los hidrocarburos extraídos dentro del país. Esto significa que el Estado deja de percibir ingresos por concepto de ISR provenientes de BHP Billiton. Dado que los intereses del Estado junto con los de Pemex conforman los mismos intereses, la totalidad de la Utilidad 1 de Pemex en el Contrato representa los ingresos de México:

$$VPN (Utilidad 1)_{Pemex} = MMUSD 2,082.17$$

De igual manera, en vista de que los hidrocarburos no son comercializados dentro del país, BHP Billiton solo debe pagar el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH) y sus respectivas Contraprestaciones:

$$VPN (Contrap.)_{BHP Billiton} = MMUSD 889.63$$

$$VPN (IAEEH)_{BHP Billiton} = MMUSD 23.42$$

$$VPN (ISR)_{BHP Billiton} = MMUSD 0.00$$

Por lo tanto, México percibe para el segundo escenario del Contrato:

$$\sum VPN(Utilidad)_{México (Contrato2)} = MMUSD 2,995.22$$

IV.1.5. Resumen de las alternativas

En la siguiente tabla se muestran las utilidades de Pemex y BHP Billiton por escenario (Asignación o Contrato) junto con sus respectivas erogaciones hacia el Estado. Del mismo modo, se muestran las utilidades que perciben en conjunto tanto el Estado como México por cada alternativa.

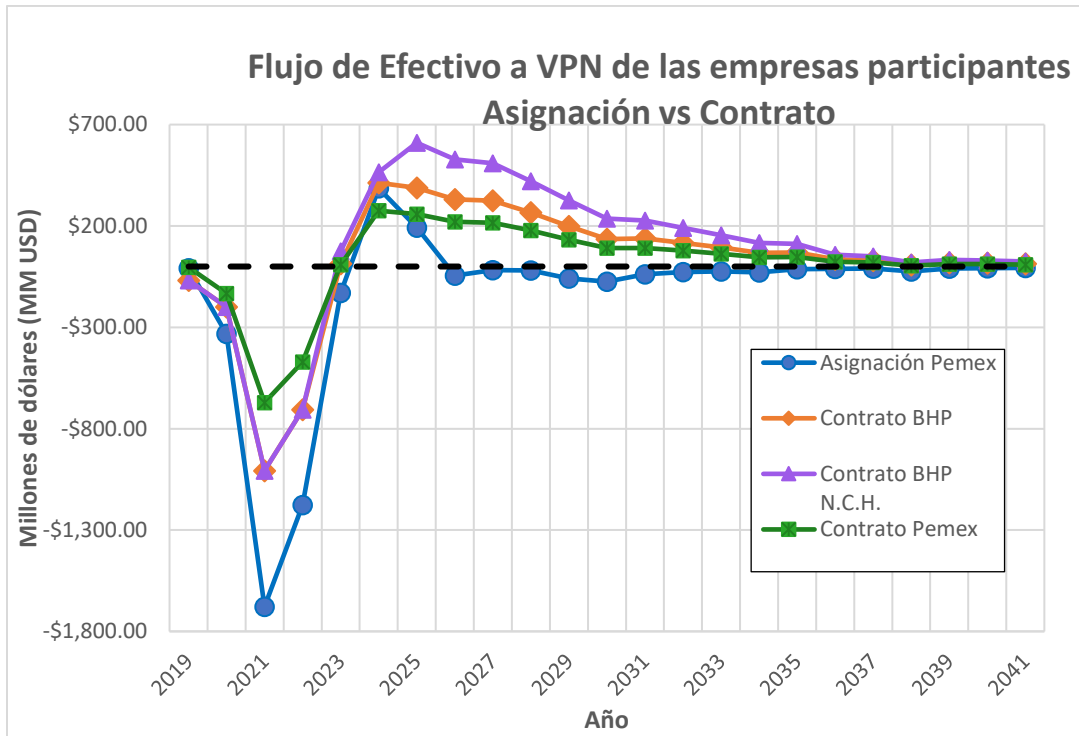
Tabla IV-1 Utilidades de las partes interesadas de acuerdo con los escenarios planteados, en millones de dólares (MM USD)

Esquema	Entidad	VPN		
		Utilidad 1	Erogaciones	Utilidad Total
Asignación	Pemex	\$5,205.42	\$8,369.75	-\$3,164.33
	Estado	\$8,369.75	N/A	\$8,369.75
	México	\$5,205.42	\$0.00	\$5,205.42
Contrato	BHP Billiton	\$3,123.25	\$2,422.67	\$700.58
	Pemex	\$2,082.17	\$1,573.51	\$508.65
	Estado	\$3,996.18	N/A	\$3,996.18
	México	\$4,504.84	N/A	\$4,504.84
Contrato. BHP no comercializa hidrocarburos	BHP Billiton	\$3,123.25	\$913.06	\$2,210.20
	Pemex	\$2,082.17	\$1,573.51	\$508.65
	Estado	\$2,486.57	N/A	\$2,486.57
	México	\$2,995.22	\$0.00	\$2,995.22

De la tabla anterior se deduce que el Estado mexicano sin considerar a Pemex es el que más rendimientos ostenta en modalidad de Asignación. En contraste, cuando el Estado mexicano considera los flujos negativos de Pemex en su balanza de ingresos, en consecuencia los rendimientos son menores (México).

En contraste, el Estado mexicano sin considerar a Pemex no es la entidad que tiene los mejores rendimientos bajo el Contrato de Licencia. No obstante, el escenario se modifica cuando se suman los ingresos de la petrolera mexicana a sus rendimientos. Sin embargo, pese a que en el Contrato de Licencia el Estado mexicano más la Pemex (México) es la que mejores rendimientos se lleva, estos no son tan atractivos como en la modalidad de Asignación.

Finalmente, en el caso de que BHP Billiton no comercialice los hidrocarburos en especie dentro de México, el valor de los rendimientos para el Estado sin considerar a Pemex disminuye. Pero cuando se le suman las ganancias de Pemex, nuevamente es la entidad que ostenta los mayores rendimientos. De particular relevancia es que BHP Billiton tendría poco más de cuatro veces de valor que su socio Pemex.



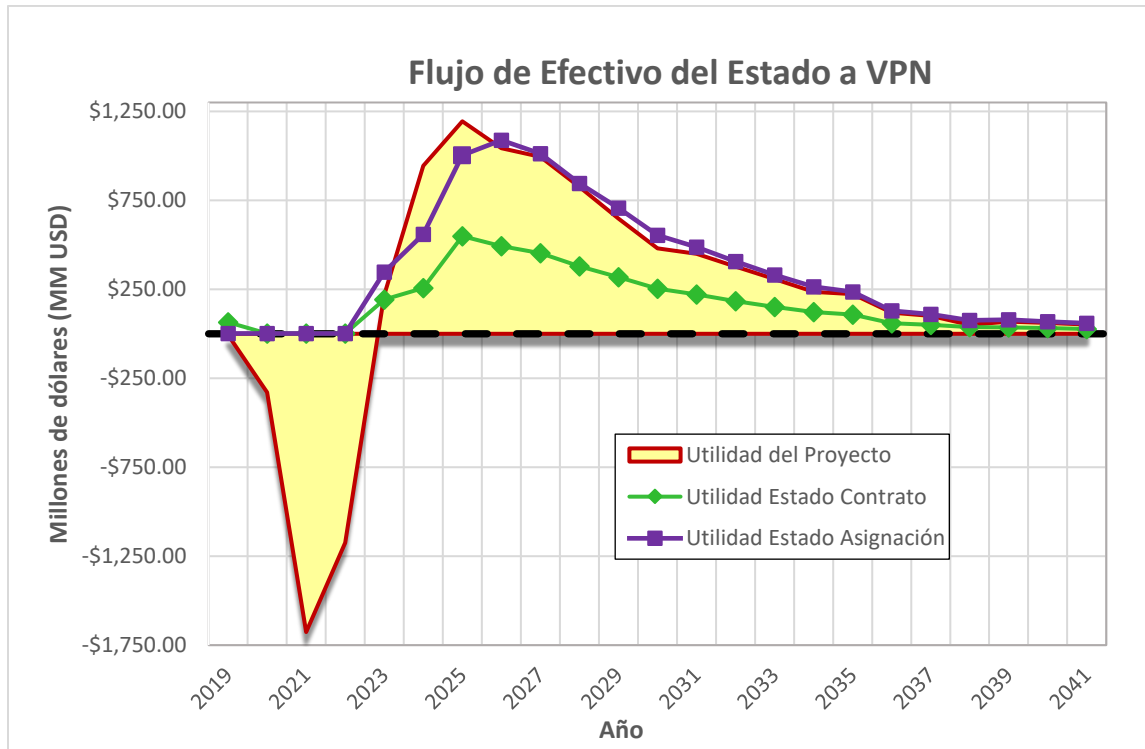
Gráfica IV-5 Curvas del comportamiento del Flujo Neto de Efectivo a VPN de las empresas participantes en el Contrato y de Pemex bajo la Asignación

En la Gráfica IV-5 se resume el flujo de caja de cada una de las empresas para cada escenario. La mayor área bajo la curva corresponde a las utilidades de BHP Billiton cuando decide no comercializar los hidrocarburos (N.C.H.) dentro de México. En contraste, la empresa que tiene menos utilidades es Pemex bajo el escenario de la Asignación.

Por su parte, la Gráfica IV-6 muestra el comportamiento del flujo de caja a Valor Presente Neto del Estado tanto para la Asignación como para el Contrato. Como ya se ha descrito antes, la Utilidad del Estado bajo el contrato posee una menor área bajo la curva cuando se compara con la curva de la Asignación. La Utilidad 1, EBITDA o Flujo de Caja del Proyecto muestra que, al comienzo del Proyecto, los cuatro primeros periodos corresponden a inversiones, no obstante, las curvas de las utilidades del Estado muestran comportamientos positivos.

De particular relevancia, es que la diferencia es casi nula entre las curvas de Utilidad para el Estado bajo la Asignación y la del Proyecto. En concreto, bajo este escenario se alcanza a apreciar que el Estado se lleva casi todas las ganancias de la Asignación, más aún, durante los periodos negativos del Proyecto el Estado posee curvas positivas.

Por consiguiente, esta consideración conlleva a deducir que Pemex tiene que desembolsar al Estado recursos no provenientes del Proyecto y no tiene mucho margen para recuperar dicho capital. A diferencia de las curvas del Contrato, cuyas empresas firmantes tienen un margen de utilidad para recuperar el capital que se eroga al Estado.



Gráfica IV-6 Utilidades del Estado por escenario comparado con el Flujo de Caja del Proyecto o Utilidad 1

IV.2. Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas (FODA)

Llegados a este punto, se cuenta con elementos para comparar ventajas y desventajas de la ayuda de una matriz FODA de cada alternativa con. En este apartado, se describirán líneas de acción que puede seguir Pemex para alcanzar una paridad tecnológica competitiva con BHP Billiton bajo el escenario de la Asignación. Por otro lado, para el caso del Contrato se enuncian estrategias que puede seguir México para abonar en su desarrollo tecnológico y económico

IV.2.1. Fortalezas

- **Asignación**
 1. Mayores ingresos para el Estado y a nivel de país.
 2. Independencia de un socio operador, o bien, autonomía considerable para la producción de hidrocarburos.
 3. La Asignación es una oportunidad para generar experiencia en aguas profundas para explotar el resto del Golfo de México inclusive en otras latitudes.
- **Contrato**
 1. Pemex posee una utilidad a favor del orden del 27% respecto de la Utilidad 1 e ingresos en el corto y mediano plazo.

2. Los riesgos se distribuyen entre dos socios y Pemex genera experiencia en aguas profundas.
3. Las cláusulas relacionadas a la transferencia de tecnología representan un nicho de oportunidad para que México desarrolle una *Estrategia de Transferencia* ya sea del tipo nacional o mixta.

IV.2.2. Oportunidades (externo)

- **Asignación**

1. Celebrar asignaciones futuras para los otros bloques en aguas profundas del Golfo de México.
2. Participar en proyectos de aguas profundas en colaboración con otras compañías y en otras latitudes.
3. Vender la tecnología a otros países en vías de desarrollo.
4. La tecnología operativa (ingeniería de yacimientos y conocimientos técnicos relacionados con la perforación y terminación de pozos) no es difícil de desarrollar.

- **Contrato**

1. La Asociación con BHP Billiton podría representar el inicio de una larga serie de colaboraciones en futuros proyectos alrededor del mundo.
2. La Asociación podría incrementar la confianza y por consiguiente la oferta de empresas petroleras que desean invertir en México.
3. Los ingresos que México obtiene suman a valor presente neto MMUSD 5,243.44 siempre que BHP comercialice los hidrocarburos dentro del territorio nacional. Es decir, en el corto y mediano plazo se recibiría el 84% de la alternativa más atractiva de la Asignación (MMUSD \$6,237.10).

IV.2.3. Debilidades

- **Asignación**

1. Representa una pérdida económica para Pemex debido a la carga tributaria (153% de la Utilidad 1). Es probable que Pemex necesite adquirir deuda para poder terminar el proyecto de Trión.
2. No se incentiva fiscalmente a Pemex para que explote campos en aguas profundas.
3. Aprender a extraer en aguas profundas es una alternativa de largo plazo debido al tiempo que toma la transferencia y su aplicación.
4. La regulación de contratos para transferencia de tecnología podría ser difícil por motivo de la poca experiencia, capacidad y plataforma tecnológica del país.

- **Contrato**

1. En caso de que el regulador de las actividades petroleras no posea capacidad adecuada de supervisión para actividades de extracción, BHP Billiton podría sub reportar los hidrocarburos extraídos y pagar menos impuestos.
2. Pemex posee menos de la mitad del porcentaje de participación del Contrato (40%).
3. Es el esquema que representa menos ingresos para México puesto que no ofrece mejor escenario al compararlo con la Asignación.
4. La transferencia de tecnología no es uno de los objetivos centrales sino el financiamiento y los riesgos compartidos.

IV.2.4. Amenazas (externo)

- **Asignación**

1. Debido al riesgo de ejecutar una asignación en aguas profundas, es probable que la calificación crediticia de Pemex disminuya por motivo de su poca experiencia.
2. Para una asignación, es posible que la tecnología para aguas profundas disponible en el mercado no sea la más actualizada. O bien, con la finalidad de no transferir tecnología de vanguardia el propietario prefiera invertir en la organización receptora (Pemex) mediante ejecución de proyectos integrados o inversión directa. En el caso contrario que es adquirir tecnología de vanguardia en el mercado de transferencia, ésta podría exigir mano de obra y una plataforma industrial más actualizada.

- **Contrato**

1. El Contrato no obliga a BHP Billiton a comercializar los hidrocarburos dentro de México, esto significa el escenario más desfavorable para México en términos de ingresos. Por un lado, BHP percibiría en especie MMUSD 2,715.69 que es el 77% de los MMUSD 3,521.4MMUSD que ingresarían al país. Del mismo modo, en términos de Valor de los Hidrocarburos, BHP Billiton obtiene ganancias de cuatro veces las de su asociado Pemex.
2. Respecto a la transferencia de tecnología, es probable que BHP Billiton no ofrezca la más actualizada o bien, podría consistir solo de elementos auxiliares de conocimientos y habilidades. Por otro lado, la transferencia podría consistir en otorgar un contrato de licencia para el uso de la tecnología durante un determinado periodo de tiempo.
3. Al considerar que las condiciones de mercado son adversas, BHP Billiton podría cancelar el Contrato. Ante esta situación, tiene la obligación de terminar con el Programa Mínimo de Trabajo (exploración y evaluación) y ejecutar tanto el primero como segundo periodo de exploración adicional (en caso de existir). De lo contrario, al no terminar con las actividades antes estipuladas deberá pagar una indemnización medida en unidades de trabajo que asciende a 403.2MMUSD.

IV.2.5. Estrategias Asignación

A continuación, se abordarán las estrategias derivadas del análisis FODA en el escenario de una Asignación para Trión.

- **Estrategias Fortalezas/Oportunidades**

F₁ – O₁: Planificar un programa donde las asignaciones exploten la mayor parte de los campos en aguas profundas o aquéllos con mayores recursos.

F₁ – O₄: Posterior a la transferencia de tecnología, desarrollar programas nacionales con la finalidad de mejorar la tecnología operativa para aguas profundas.

F₂ – O₃: Comenzar una *Estrategia de Transferencia Mixta*, que permita en el largo plazo tener la capacidad de exportar desde México la tecnología de aguas profundas hacia otros países en vías de desarrollo.

F₃ – O₃: Con la experiencia generada, Pemex puede participar en licitaciones para campos en aguas profundas en otros países.

- **Estrategias Fortalezas/Amenazas**

F₁ – A₁: Con mayores ingresos gracias a la Asignación, se podría hacer frente a la deuda que tiene Pemex.

F₁ – A₂: Capacitar mano de obra especializada y fortalecer la plataforma industrial para desarrollar la tecnología de producción después de la transferencia.

F₃ – A₁: La experiencia, la presencia internacional y los activos organizacionales generados en aguas profundas ofrecería una señal a los mercados para ser más flexibles en cuanto a la calificación crediticia de Pemex.

- **Estrategias Debilidades/Oportunidades**

D₁ – O₂: Regular las obligaciones de Pemex para explotar aguas profundas fuera de México e incentivar la participación de Pemex en el extranjero.

D₂ – O₁: Crear incentivos fiscales para Pemex con la finalidad de desarrollar proyectos en aguas profundas dentro del país.

D₃ – O₁: Posponer las licitaciones hasta que Pemex pueda competir como operador en aguas profundas. Esta medida debe ser ejecutada con cautela dado que es posible que existan presiones extranjeras.

D₃ – O₂: Planificar y programar la participación de aguas profundas en otros países donde Pemex pueda intervenir.

D₄ – O₄: Mejorar la plataforma tecnológica y el marco jurídico a mediano plazo para desarrollar la tecnología operativa en aguas profundas.

- **Estrategias Debilidades/Amenazas**

D₁ – A₁: Disminuir la carga fiscal y el Pago de Derechos a Pemex para aumentar su capacidad de pago de deuda o bien, tener mayor posibilidad de adquirirla en caso de ser necesario.

D₃ – A₁: Diseñar un programa económico y financiero para una transferencia de tecnología mixta a largo plazo.

D₄ – A₁: Una primera etapa de la *Estrategia de Transferencia Mixta* podría consistir en contratos para la obtención tecnologías maduras y ejecución de proyectos conjuntos.

D₅ – A₂: Optar por una *Estrategia de Transferencia Mixta* para obtener tecnología madura podría reducir el tiempo que tarda en efectuarse la transferencia puesto que se trata de tecnología conocida.

D₆ – A₁: Elegir tecnologías maduras o ampliamente conocidas implica una plataforma industrial menos exigente. Eventualmente se podría evaluar mejorar esta tecnología o decidir si es mejor no hacerlo.

IV.2.6. Estrategias Contrato

- **Estrategias Fortalezas/Oportunidades**

F₁ – O₁: Utilizar el Contrato como el primer nodo de una cadena de planes y programas para una *Estrategia de Transferencia de Tecnología*.

F₂ – O₃: Invertir las utilidades en planes y programas de transferencia de tecnología, especialmente en transferencia mixta para disminuir los riesgos al máximo.

F₃ – O₁: Más allá de la exploración y producción de un solo campo, poder acceder al mercado de tecnología de BHP Billiton para expandir la capacidad tecnológica y de cobertura geográfica de Pemex.

F₃ – O₂: El incremento de oferta se puede aprovechar como mayor oferta tecnológica donde los Contratos deben enfocarse en la transferencia de tecnología más que en la producción.

- **Estrategias Fortalezas/Amenazas**

F₁ – A₁: De acuerdo con los intereses de México, los contratos para exploración y extracción deben contener cláusulas para comercializar preferentemente los recursos extraídos dentro del país. De lo contrario, prever que posiblemente los socios externos no comercialicen dentro del país.

F₁ – A₃: Contar con un eventual escenario de cancelación de Contrato por parte de BHP Billiton. Precisamente, también prever la cancelación de los futuros contratos de exploración y extracción. En estos casos, reestructurar los contratos con el objetivo de generar experiencias o mejorar las cláusulas de transferencia de tecnología.

F₂ – A₁: Licitar campos con un nivel de dificultad de ejecución considerable para aprovechar los riesgos y amortiguar los bajos ingresos para el Estado.

F₂ – A₃: Generar experiencia con tecnología madura y al mismo tiempo tener una producción compartida de hidrocarburos, de este modo se podría incrementar la oferta de entidades que deseen cooperar en el país en materia de I+D.

F₃ – A₁: Enfocar los Contratos en Áreas con menores reservas de hidrocarburos con la finalidad de generar experiencia y utilidades sin tener que agotar reservas estratégicas.

F₃ – A₂: Planificar la realización de programas integrales de transferencia con BHP Billiton, así como con las compañías que formen parte del mercado de esta última.

- **Estrategias Debilidades/Oportunidades**

D₁ – O₂: Fortalecer a la CNH y la CRE para mejorar la capacidad de supervisión relacionada con la medición y extracción de los recursos tanto en el área contractual como en el punto de medición.

D₂ – O₃: En el futuro, los contratos deberán tener un porcentaje de participación mayor para Pemex dada la experiencia y certidumbre generadas en Trión.

D₃ – O₁: Invertir una parte de los ingresos generados por el Contrato en un fondo para financiar una eventual *Estrategia de Transferencia* donde BHP Billiton también pueda participar.

D₄ – O₁: La CHN puede impulsar un acuerdo con BHP Billiton para una cooperación estratégica en materia de I+D al tomar como antecedente la asociación en Trión.

- **Estrategias Debilidades/Amenazas**

D₁ – A₁: La CNH deberá verificar minuciosamente los hidrocarburos extraídos que reporte el Contratista. Paralelamente, es conveniente que establezca instalaciones o equipos de medición propios y ser capaz de auditar los volúmenes transferidos en particular a BHP Billiton.

D₂ – A₂: Dentro del marco contractual de Trión, la CNH debe aprobar aquellos programas de transferencia cuyo alcance sea la información y capacitación para la utilización de herramientas o maquinarias en aguas profundas.

D₂ – A₃: Una eventual cancelación total del Contrato propicia el diseño de otros contratos donde actividades de exploración y producción queden sujetas a programas de transferencia de tecnología más estrictos. Al mismo tiempo, dichos programas pueden formar parte de una *Estrategia de Transferencia de Tecnología*.

D₃ – A₁: Aprovechar los factores de producción generados en Trión para negociar futuras licencias o transferencias de tecnología con BHP o con otras compañías.

D₃ – A₃: Con la indemnización a favor del Estado por parte del Contratista (aunque Pemex pague el 40%), Pemex podría rediseñar un contrato más favorable a sus intereses con un Área explorada y evaluada.

D₄ – A₃: Los gastos que se ahorra Pemex por el financiamiento de Trión se pueden invertir en capacidad para volverse un receptor de tecnología dentro del marco de una *Estrategia de Transferencia*.

IV.3. Matriz FODA Asignación

		EXTERNOS	
		Oportunidades	Amenazas
Asignación de Derechos		<p>O₁: Celebrar asignaciones futuras para los otros bloques en aguas profundas del Golfo de México.</p> <p>O₂: Participar en proyectos de aguas profundas en colaboración con otras compañías y en otras latitudes.</p> <p>O₃: Vender la tecnología a otros países en vías de desarrollo.</p> <p>O₄: La tecnología operativa (ingeniería de yacimientos y conocimientos técnicos relacionados con la perforación y terminación de pozos) no es difícil de desarrollar.</p>	<p>A₁: Debido al riesgo de ejecutar una asignación en aguas profundas, es probable que la calificación crediticia de Pemex disminuya por motivo de su poca experiencia.</p> <p>A₂: Para una asignación, es posible que la tecnología para aguas profundas disponible en el mercado no sea la más actualizada. O bien, con la finalidad de no transferir tecnología de vanguardia el propietario prefiera invertir en la organización receptora (Pemex) mediante ejecución de proyectos integrados o inversión directa. En el caso contrario que es adquirir tecnología de vanguardia en el mercado de transferencia, esta podría exigir mano de obra y una plataforma industrial más actualizada.</p>
	Fortalezas	Estrategias FO	Estrategias FA
I N T E R N O S	<p>F₁: Mayores ingresos para el Estado y a nivel de país.</p> <p>F₂: Independencia de un socio operador, o bien, autonomía considerable para la producción de hidrocarburos.</p> <p>F₃: La Asignación es una oportunidad para generar experiencia en aguas profundas y de este modo explotar los recursos no solo del resto del Golfo de México sino en otros lugares del mundo.</p>	<p>F₁ – O₁: Planificar un programa donde las asignaciones exploten la mayor parte de los campos en aguas profundas o aquellos con mayores recursos.</p> <p>F₁ – O₄: Posterior a la transferencia de tecnología, desarrollar programas nacionales con la finalidad de mejorar la tecnología operativa para aguas profundas.</p> <p>F₂ – O₃: Comenzar una <i>Estrategia de Transferencia Mixta</i>, que permita en el largo plazo tener la capacidad de exportar desde México la tecnología de aguas profundas hacia otros países en vías de desarrollo.</p> <p>F₃ – O₃: Con la experiencia generada, Pemex puede participar en licitaciones para campos en aguas profundas en otros países.</p>	<p>F₁ – A₁: Con mayores ingresos gracias a la Asignación, se podría hacer frente a la deuda que tiene Pemex.</p> <p>F₁ – A₂: Capacitar mano de obra especializada y fortalecer la plataforma industrial para desarrollar la tecnología de producción después de la transferencia.</p> <p>F₃ – A₁: La experiencia, la presencia internacional y los activos organizacionales generados en aguas profundas ofrecería una señal a los mercados para ser más flexibles en cuanto a la calificación crediticia de Pemex.</p>
	Debilidades	Estrategias DO	Estrategias DA
<p>D₁: 1. Representa una pérdida económica para Pemex debido a la carga tributaria (153% de la Utilidad 1). Es probable que Pemex necesite adquirir deuda para poder terminar Trión.</p> <p>D₂: No se incentiva fiscalmente a Pemex para que explote campos en aguas profundas.</p> <p>D₃: Aprender a extraer en aguas profundas es una alternativa de largo plazo debido al tiempo que toma la transferencia y su aplicación.</p> <p>D₄: La regulación de contratos para transferencia de tecnología podría ser difícil por motivo de la poca experiencia, capacidad y plataforma tecnológica del país.</p>	<p>D₁ – O₂: Regular las obligaciones de Pemex para explotar aguas profundas fuera de México e incentivar la participación de Pemex en el extranjero.</p> <p>D₂ – O₁: Crear incentivos fiscales para Pemex con la finalidad de desarrollar proyectos en aguas profundas dentro del país.</p> <p>D₃ – O₁: Posponer las licitaciones hasta que Pemex pueda competir como operador en aguas profundas. Esta medida debe ser ejecutada con cautela dado que es posible que existan presiones extranjeras.</p> <p>D₃ – O₂: Planificar y programar la participación de aguas profundas en otros países donde Pemex pueda intervenir.</p> <p>D₄ – O₄: Mejorar la plataforma tecnológica y el marco jurídico a mediano plazo para desarrollar la tecnología operativa en aguas profundas.</p>	<p>D₁ – A₁: Disminuir la carga fiscal y el Pago de Derechos a Pemex para aumentar su capacidad de pago de deuda o bien, tener mayor posibilidad de adquirirla en caso de ser necesario.</p> <p>D₃ – A₁: Diseñar un programa económico y financiero para una transferencia de tecnología mixta a largo plazo.</p> <p>D₄ – A₁: Una primera etapa de la estrategia de transferencia podría consistir en contratos para tecnologías maduras y ejecución de proyectos conjuntos.</p> <p>D₃ – A₂: Optar por una <i>Estrategia de Transferencia Mixta</i> para obtener tecnología madura podría reducir el tiempo que tarda en efectuarse la transferencia puesto que se trata de tecnología conocida.</p> <p>D₄ – A₁: Elegir tecnologías maduras o ampliamente conocidas implica una plataforma industrial menos exigente. Eventualmente se podría evaluar mejorar esta tecnología o decidir si es mejor no hacerlo.</p>	

IV.4. Matriz FODA Contrato

		EXTERNOS	
Contrato de Licencia		<p>Oportunidades</p> <p>O₁: 1. La Asociación con BHP Billiton podría representar el inicio de una larga serie de colaboraciones en futuros proyectos alrededor del mundo.</p> <p>O₂: La Asociación podría incrementar la confianza y por consiguiente la oferta de empresas petroleras que desean invertir en México.</p> <p>O₃: Los ingresos que México obtiene suman a valor presente neto MMUSD 5,243.44 siempre que BHP comercialice los hidrocarburos dentro del territorio nacional. Es decir, en el corto y mediano plazo se recibiría el 84% de la alternativa más atractiva de la Asignación (MMUSD \$6,237.10).</p>	<p>Amenazas</p> <p>A₁: El Contrato no obliga a BHP Billiton a comercializar los hidrocarburos dentro de México, esto significa el escenario más desfavorable para México en términos de ingresos. Por un lado, BHP percibiría en especie MMUSD 2,715.69 que es el 77% de los MMUSD 3,521.4MMUSD que ingresarían al país. Del mismo modo, en términos de Valor de los Hidrocarburos, BHP Billiton obtiene ganancias de cuatro veces las de su asociado Pemex-</p> <p>A₂: Respecto a la transferencia de tecnología, es probable que BHP Billiton no ofrezca la más actualizada o bien, podría consistir solo de elementos auxiliares de conocimientos y habilidades. Por otro lado, la transferencia podría consistir en otorgar un contrato de licencia para el uso de la tecnología durante un determinado periodo de tiempo.</p> <p>A₃: Al considerar que las condiciones de mercado son adversas, BHP Billiton podría cancelar el Contrato. Ante esta situación, tiene la obligación de terminar con el Programa Mínimo de Trabajo (exploración y evaluación) y ejecutar tanto el primero como segundo periodo de exploración adicional (en caso de existir). De lo contrario, al no terminar con las actividades antes estipuladas deberá pagar una indemnización medida en unidades de trabajo que asciende a 403.2MMUSD.</p>
	Fortalezas	Estrategias FO	Estrategias FA
	<p>F₁: Pemex posee una utilidad a favor del orden del 27% respecto de la Utilidad 1 e ingresos en el corto y mediano plazo.</p> <p>F₂: Los riesgos se distribuyen entre dos socios y Pemex genera experiencia en aguas profundas.</p> <p>F₃: 1. Las cláusulas relacionadas a la transferencia de tecnología representan un nicho de oportunidad para que México desarrolle una <i>Estrategia de Transferencia</i> ya sea del tipo nacional o mixta.</p>	<p>F₁ – O₁: Utilizar el Contrato como el primer nodo de una cadena de planes y programas para una <i>Estrategia de Transferencia de Tecnología</i>.</p> <p>F₂ – O₃: Invertir las utilidades en planes y programas de transferencia de tecnología, especialmente en transferencia mixta para disminuir los riesgos al máximo.</p> <p>F₃ – O₁: Más allá de la exploración y producción de un solo campo, poder acceder al mercado de tecnología de BHP Billiton para expandir la capacidad tecnológica y de cobertura geográfica de Pemex.</p> <p>F₃ – O₂: El incremento de oferta se puede aprovechar como mayor oferta tecnológica donde los Contratos deben enfocarse en la transferencia de tecnología más que en la producción.</p>	<p>F₁ – A₁: De acuerdo con los intereses de México, los contratos para exploración y extracción deben contener cláusulas para comercializar preferentemente los recursos extraídos dentro del país. De lo contrario, prever que posiblemente los socios externos no comercialicen dentro del país.</p> <p>F₁ – A₃: Contar con un eventual escenario de cancelación de Contrato por parte de BHP Billiton. Precisamente, también prever la cancelación de los futuros contratos de exploración y extracción. En estos casos, reestructurar los contratos con el objetivo de generar experiencias o mejorar las cláusulas de transferencia de tecnología.</p> <p>F₂ – A₁: Licitación campos con un nivel de dificultad de ejecución considerable para aprovechar los riesgos y amortiguar los bajos ingresos para el Estado.</p> <p>F₂ – A₃: Generar experiencia con tecnología madura y al mismo tiempo tener una producción compartida de hidrocarburos, de este modo se podría incrementar la oferta de entidades que deseen cooperar en el país en materia de I+D.</p> <p>F₃ – A₁: Enfocar los Contratos en Áreas con menores reservas de hidrocarburos con la finalidad de generar experiencia y utilidades sin tener que agotar reservas estratégicas.</p> <p>F₃ – A₂: Planificar la realización de programas integrales de transferencia con BHP Billiton, así como con las compañías que formen parte del mercado de esta última.</p>
	Debilidades	Estrategias DO	Estrategias DA
<p>D₁: Sino se posee capacidad adecuada de supervisión para actividades de extracción, BHP Billiton podría subreportar los hidrocarburos extraídos y pagar menos impuestos.</p> <p>D₂: Pemex posee menos de la mitad del porcentaje de participación del Contrato (40%).</p> <p>D₃: Es el esquema que representa menos ingresos para México puesto que no ofrece mejor escenario al compararlo con la Asignación.</p> <p>D₄: La transferencia de tecnología no es uno de los objetivos centrales sino el financiamiento y los riesgos compartidos.</p>	<p>D₁ – O₂: Fortalecer a la CNH y la CRE para mejorar la capacidad de supervisión relacionada con la medición y extracción de los recursos tanto en el área contractual como en el punto de medición.</p> <p>D₂ – O₃: En el futuro, los contratos deberán tener un porcentaje de participación mayor dada la experiencia y certidumbre generadas en Trión.</p> <p>D₃ – O₁: Invertir una parte de los ingresos generados por el Contrato en un fondo para financiar una eventual <i>Estrategia de Transferencia</i> donde BHP Billiton también pueda participar.</p> <p>D₄ – O₁: CHN puede impulsar un acuerdo con BHP Billiton para una cooperación estratégica en materia de I+D al tomar como antecedente la asociación en Trión.</p>	<p>D₁ – A₁: La CNH deberá verificar minuciosamente los hidrocarburos extraídos que reporte el Contratista. Paralelamente, es conveniente que establezca instalaciones o equipos de medición propios y ser capaz de auditar los volúmenes transferidos en particular a BHP Billiton.</p> <p>D₂ – A₂: Dentro del marco contractual de Trión, CHN debe aprobar aquellos programas de transferencia cuyo alcance sea la información y capacitación para la utilización de herramientas o maquinarias en aguas profundas.</p> <p>D₂ – A₃: Eventual cancelación total del Contrato propicia el diseño de otros contratos donde actividades de exploración y producción queden sujetas a programas de transferencia de tecnología más estrictos. Al mismo tiempo, dichos programas pueden formar parte de una <i>Estrategia de Transferencia de Tecnología</i>.</p> <p>D₃ – A₁: Aprovechar los factores de producción generados en Trión para negociar futuras licencias o transferencias de tecnología con BHP o con otras compañías.</p> <p>D₃ – A₃: Con la indemnización a favor del Estado por parte del Contratista (aunque Pemex pague el 40%), Pemex podría rediseñar un contrato más favorable a sus intereses con un Área explorada y evaluada</p> <p>D₄ – A₃: Los gastos que se ahorra Pemex por el financiamiento de Trión se pueden invertir en capacidad para volverse un receptor de tecnología dentro del marco de una <i>Estrategia de Transferencia</i>.</p>	

IV.5. Programa de Acciones

IV.5.1. Asignación

De acuerdo con las estrategias de la matriz FODA relacionadas con la Asignación, se podrían seguir dos ejes de acción. El primero relacionado a los ajustes fiscales y jurídicos de los proyectos para aguas profundas. Mientras que el segundo versa sobre un *Programa de Transferencia de Tecnología* para Pemex:

- **Acciones fiscales**

De acuerdo con la Estrategia $D_2 - O_1$, se pueden crear incentivos fiscales para la producción y desarrollo de proyectos en aguas profundas dentro del país. Ya sea a través de una tasa impositiva preferencial sobre las utilidades en materia de ISR o disminuciones al IAAEH por área o barriles extraídos. Es posible que se tenga que reformar no solo la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos LISH, sino también, además la Ley del Impuesto Sobre la Renta (LISR).

De la misma manera, reducir la carga fiscal en cuestión de Pago de Derechos, con esto Pemex Exploración y Producción podría canalizar recursos para un fondo destinado a la adquisición de transferencia de tecnología en aguas profundas. De la misma manera, los recursos deben fortalecer la capacitación factores de producción necesarios para la transferencia, tal como lo establece la Estrategia $F_1 - A_1$. De este modo, se fortalece la capacidad industrial en aguas profundas del receptor (Estrategia $D_3 - A_1$), en este caso Pemex Exploración y Producción (PEP).

Con una *Estrategia de Transferencia de Tecnología*, en el largo plazo Pemex puede ejecutar con autonomía considerable proyectos en aguas profundas. Más aún, puesto que se incrementarían las reservas de hidrocarburos que posee Pemex, se podría reestructurar su deuda con una mejor calificación crediticia tal como lo enuncia la Estrategia $F_3 - A_1$. Lo anterior se refuerza con las reducciones impositivas para proyectos en aguas profundas, de este modo Pemex tiene mejor capacidad para pagar su deuda, tal como lo establece la Estrategia $D_1 - A_1$.

Adicionalmente, se podría iniciar una proyección internacional de Pemex para colaborar en proyectos fuera de México tal como lo enuncia la Estrategia $F_3 - O_3$. Para tal fin, es necesario preparar a la petrolera mexicana con enfoques de mediano y largo plazo. Tal como lo indica la Estrategia $D_3 - O_1$, posponer las licitaciones previstas de campos en aguas profundas del Golfo de México. De este modo, sustituir dichas licitaciones enfocadas a exploración y producción por licitaciones que persigan objetivos diferentes. La finalidad de estos esquemas debe ser la transferencia gradual de tecnología y la obtención de información de los recursos prospectivos del Golfo de México Profundo. Esta información servirá para elegir si es mejor dominar la tecnología para aguas profundas o bien, optar por un cierto nivel de transferencia en caso de que los volúmenes prospectivos indiquen que es poco viable una estrategia de este tipo.

Una vez llevado a cabo la *Estrategia de Transferencia*, Pemex podría participar en licitaciones de campos fuera del país y competir por más reservas. Desde luego que estas participaciones deben evaluarse para incluirse en un plan de negocios, o bien, formar parte de un programa estructurado de expansión, tal como lo señala la Estrategia $D_3 - O_2$.

Respecto a este tema, tenemos que la Estrategia $D_1 - O_2$ establece la preparación de un marco regulatorio para explotar aguas profundas fuera de México e incentivar la

participación de Pemex en el extranjero. Tanto el marco jurídico como el arreglo institucional deben respaldar este esfuerzo. Precisamente la Ley de Petróleos Mexicanos establece que las actividades industriales de Pemex se podrán llevar a cabo en el extranjero. Además, dicha Ley dictamina el comportamiento al cual se debe atener Pemex ante controversias tratándose de actos jurídicos o contratos fuera del territorio nacional. No obstante Pemex no puede celebrar contratos con terceros salvo con la intermediación de la CNH al menos en México.

Por consiguiente, la Ley de Pemex no impide su participación en otras latitudes, al contrario, de cierta manera prevé arreglos contractuales en el extranjero. En el mismo orden de ideas, por su misma naturaleza, la Ley de Hidrocarburos solo se limita a regular las actividades de la cadena de valor de hidrocarburos dentro del país. Del mismo modo sucede con la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos, cuyo alcance solo es nacional. En síntesis, desde las leyes no está muy definida una estrategia de internacionalización. En el Plan de Negocios 2019-2023 solo existe un párrafo destinado al análisis de viabilidad para realizar actividades exploratorias fuera del país. Por consiguiente, diseñar una estrategia integral para la participación internacional de PEP aún es un nicho de oportunidad.

- **Acciones para la transferencia de tecnología**

Autores como Ameri Feisal señalan que, en el caso de países en vías de desarrollo, son los Estados quienes deben organizar programas para crear la capacidad tecnológica necesaria. Por ejemplo, mejorar la educación lo cual eventualmente ayudará a mejorar la plataforma tecnológica para las aguas profundas (Estrategia $D_4 - O_4$). Al mismo tiempo, se debe tener presente el diseño de un plan de inversiones a largo plazo. Desde luego, se debe ser precavidos con la adquisición de deuda por aquello de la capacidad de endeudamiento de Pemex.

En segunda instancia, será necesario asociarse con entidades externas para asegurar un éxito en las operaciones o al menos la disminución de sus riesgos. Este movimiento de prevención o disminución de riesgos podría significar que la calificación crediticia de Pemex no resulte afectada tal como lo señala la Estrategia $D_4 - A_1$. No hay que olvidar que la industria valora los métodos tradicionales o conocidos puesto que el sector de exploración y extracción tiene como naturaleza actividades técnicas y experimentales.

Lo importante es que Pemex tenga la posibilidad tanto de desarrollar la tecnología de acuerdo con sus necesidades, como de decidir no hacerlo. No solo las petroleras pueden participar en la transferencia y desarrollo junto con Pemex (Estrategia $F_1 - O_4$) sino también institutos de investigación, universidades e instituciones gubernamentales extranjeras. Los esfuerzos podrían ser descentralizados, y contar con empresas y academia para capacitar mano de obra especializada y fortalecer la plataforma industrial (Estrategia $F_1 - A_2$). Esta asociación institucional representa una solución para una transferencia de tecnología exitosa, tal y como lo plantean diversos autores. Por consiguiente, estaríamos frente una *Estrategia Mixta*.

En cuanto al tipo de tecnología, no necesariamente tiene que ser la más avanzada, ya que de acuerdo con Ameri Feisal, las compañías petroleras podrían resistirse a firmar contratos para su transferencia. El objetivo puede ser la tecnología “madura” tal como lo indica la Estrategia $D_6 - A_1$. Eso implicaría una menor complejidad de manejo para el receptor, en este caso Pemex Exploración y Producción (PEP). No solo se podrían disminuir riesgos o costos, sino también el tiempo que toma adquirir dichas habilidades o técnicas y su posterior aplicación como lo señala la Estrategia $D_5 - A_2$.

Respecto a la planificación de un programa de proyectos a la que hace referencia la Estrategia F₁ – O₁, el Estado como propietario debe tomar la iniciativa. Por un lado, la CNH y la CRE como reguladores de las actividades de exploración y extracción. Por el otro, Pemex como Empresa Productiva del Estado. De particular relevancia son los datos que la CNH publicó en el 2020 un documento titulado *Recursos Prospectivos de México: Área Perdido, Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salina, aguas profundas de México*. En este documento se expone que la suma de las reservas probadas, probables y posibles (reservas 3P) ascienden a 195.74 MMbpce, esto es, menor que el mismo tipo de reservas localizadas en Trión para el año 2017 que ascendían a 483.72 MMbpce¹⁶⁹.

Sin embargo, habría que tomar en cuenta no solo las reservas 3P, sino también los recursos prospectivos “totales media”, que de acuerdo con la CNH se estimaron en 23,928 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce). Este es el tipo de volumen considerado como suficiente para descubrir y desarrollar un proyecto exploratorio. Hay que recordar que los volúmenes prospectivos no son sinónimos de una tasa de descubrimiento o futura producción. Precisamente, falta completar estudios y evaluaciones en del Golfo de México Profundo. Hasta la fecha en que se redacta el presente trabajo, solo se han evaluado el Área Perdido, la porción septentrional de Cordilleras Mexicanas Norte y la porción central de la Cuenca Salina Centro. El resto de la información que cubre la provincia petrolera se encuentra en actualización por parte de la CNH. El éxito de perforación exploratoria en áreas de aguas profundas es del 65% para el Área Perdido, 70% para Cordilleras Mexicanas y 61% para Cuenca Salina.

En igual forma, para aguas profundas el volumen recuperable descubierto respecto al total medio de hidrocarburos pronosticado es del 35% para aceite, pero de un 85% para gas. Esto quiere decir que, existe un 58% de probabilidad de éxito de que los volúmenes de pronosticados en aguas profundas sean confirmados como existentes. Esta información podría orientar que los esfuerzos institucionales se dirijan a una política energética nacional, en aras de una *Estrategia de Transferencia de Tecnología* estructurada¹⁷⁰. Bajo el modelo de una asignación se podría desencadenar una mejora de la aplicación de la tecnología en aguas profundas. Por consiguiente, su extracción puede incentivar la competitividad de Pemex (Estrategia F₃ – O₃).

Con estas estrategias, se termina por exponer brevemente un esbozo de las implicaciones de una asignación en un campo como el de Trión. En el siguiente punto se abordarán las estrategias que podría seguir el consorcio liderado por BHP Billiton para hacer frente a las debilidades y amenazas que supone el Contrato vigente que gobierna las actividades en Trión.

IV.5.2. Contrato

Respecto a las líneas de acción del Contrato, las estrategias no contemplan modificaciones fiscales dado que se trata de un Acto Jurídico que actualmente ya está firmado y en operación. Como resultado, queda por describir las líneas de acción relacionadas con la transferencia de tecnología.

¹⁶⁹ (CNH, 2014)

¹⁷⁰ (CNH, 2019)

- **Acciones para la transferencia de tecnología**

Utilizar el Contrato como el primer nodo de una serie de contratos que correspondan a planes y programas de transferencia de tecnología, tal como lo señala la Estrategia $F_1 - O_1$. Con la finalidad de poseer tecnología para proyectos en aguas profundas, se podría hacer del Contrato un soporte para una *Estrategia de Transferencia*. Al mismo tiempo, este primer contrato en aguas profundas puede incrementar la oferta de entidades que deseen cooperar en el país en materia de I+D. El operador del campo podría participar en este esfuerzo al contar con un contrato ya firmado en aguas profundas con Pemex. Más aún, la capacitación y el programa de transferencia de tecnología estipulados en el Contrato podrían fungir como ventana para un programa más amplio. Recordemos que el tema de la transferencia apenas merece unos renglones en el Contrato vigente (Estrategia $D_4 - O_1$). Por consiguiente, la CNH podría aprobar programas con el objetivo de que Pemex posea conocimientos y habilidades para utilizar herramientas o maquinarias en aguas profundas (Estrategia $D_2 - A_2$). En ese sentido, se aprovecharían al máximo los factores de producción generados por el programa de transferencia de tecnología, que BHP Billiton está obligado a cumplir de acuerdo con el Contrato (Estrategia $D_3 - A_1$).

Respecto a la Estrategia $D_3 - O_1$, dentro del marco del Contrato el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (FMPEd) puede proporcionar financiamiento para un programa de transferencia de tecnología. Sin embargo, un inconveniente podría ser que BHP Billiton no esté interesado en seguir con el proceso. En ese caso, el antecedente y la experiencia generadas en Trión pueden servir como carta de presentación para acordar programas de transferencia con otras entidades externas.

Finalmente, se debe considerar una posible cancelación total del Contrato por parte del socio operador. En ese sentido, se podrían ampliar y volver más precisas las cláusulas de transferencia de tecnología tal como lo señala la Estrategia $D_2 - A_3$ del análisis FODA.

En este escenario, el Estado contaría con un campo en aguas profundas listo para producir, tal como lo señala la Estrategia $D_3 - A_3$. Además, el capital que Pemex se ahorraría por su parte proporcional de financiar Trión lo podría invertir en un fondo destinado para aumentar su capacidad tecnológica dentro del marco de una *Estrategia de Transferencia* (Estrategia $D_4 - A_3$). Consecuentemente, se podría diseñar un nuevo contrato con la finalidad de prevenir las debilidades y amenazas del anterior.

Por otro lado, un socio como BHP Billiton (operador original del Contrato) podría tener su propio mercado de tecnología, en el que Pemex puede acceder para expandir su capacidad y cobertura geográfica tal como lo establece la Estrategia $F_3 - O_1$. Para ello se pueden planificar programas integrales de transferencia y con las compañías que formen parte del mercado de esta última, tal como lo plantea la Estrategia $F_3 - A_2$. Por otro lado, en caso de que los campos mexicanos en aguas profundas se vuelvan cada vez más complejos, los *Farm - Out* permiten compartir riesgos. Por consiguiente, la CNH podría optar por seguir con las licitaciones bajo este acto jurídico para las áreas con un considerable nivel de dificultad (Estrategia $F_2 - A_1$). De este modo, para acumular más experiencia, donde las reservas más abundantes se podrían restringir para el momento en que Pemex tenga la capacidad necesaria en aguas profundas (Estrategia $F_3 - A_1$).

Sobre futuros contratos, los objetivos de estos deben ser la transferencia de tecnología más producción y exploración conjunta de hidrocarburos (Estrategias $F_3 - O_2$ y $F_1 - A_3$) tal como en las propuestas para la Asignación. De este modo se genera experiencia con tecnología aguas profundas, aunque ésta sea madura. Con mayores volúmenes explorados

y mayor experiencia, México se vuelve más atractivo para las entidades externas que deseen cooperar en materia de I+D (Estrategia $F_2 - A_3$).

De la misma manera, estipular en la Cláusula 21 (que hace referencia a las obligaciones del contratista) una tasa o cuota sobre el Valor de los Hidrocarburos Extraídos a favor del Estado cuando el socio operador del campo pretenda no comercializar los recursos extraídos dentro del país. De este modo, compensar los ingresos por ISR que dejaría de percibir el Estado. En ese sentido, también se tendrá que fortalecer el órgano encargado de supervisar y auditar las actividades de extracción in situ (Estrategia $D_2 - O_3$). De lo contrario, se debe prever que posiblemente los socios externos no comercialicen los hidrocarburos transferidos dentro del país (Estrategia $F_1 - A_1$). Precisamente, para evitar que se sub reporten hidrocarburos en las zonas de medición, se tiene que fortalecer a la CNH como regulador operativo y la CRE. Esto es mejorar la capacidad de supervisión relacionada con la medición y extracción de los recursos tanto en el área contractual como en el punto de medición (Estrategia $D_1 - O_2$ y $D_1 - A_1$).

IV.5.3. ¿Asignación o Contrato?

Finalmente, tenemos un cuadro comparativo entre ambas alternativas, que mide la mejor opción para el país de acuerdo con el programa de acciones y los resultados de la evaluación económica. La medición se hace bajo los siguientes términos: Económicos, transferencia de tecnología (valor agregado), tiempo y riesgos:

Tabla IV-2 Cuadro comparativo Asignación/Contrato

	Contrato	Asignación	Ventaja
Tiempo	Resultados en el corto plazo a partir de la fase de producción	Resultados en el mediano o largo plazo, podría tomar más de ocho años su inicio.	Contrato
Utilidad para el Estado	3,996.18 MMUSD Si BHP Billiton no comercializa los hidrocarburos dentro del país: 2,486.57 MMUSD	8,369.75 MMUSD	Asignación
Valor agregado	<ul style="list-style-type: none"> Experiencia en aguas profundas por colaboración con socio experimentado. Nivel de capacitación y transferencia de tecnología para Pemex poco claros. 	<ul style="list-style-type: none"> Desarrollo de tecnología de aguas profundas para Pemex con autonomía considerable Oportunidad de explorar y extraer los recursos restantes en del Golfo de México Profundo. 	Asignación
Riesgos	<ul style="list-style-type: none"> Se distribuyen los riesgos entre Pemex y su socio. El Socio Operador podría cancelar el contrato. 	<ul style="list-style-type: none"> Es la alternativa con mayor riesgo 	Contrato

V. CONCLUSIONES

En este trabajo se analizó la evaluación económica de un proyecto petrolero en aguas profundas mediante dos alternativas contempladas en la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos: Contrato y Asignación.

- **Conclusiones de las evaluaciones económicas**

Los resultados de este ejercicio indicaron que, aunque en esencia el proyecto es exactamente el mismo, existen variaciones de los beneficios. El método del flujo de caja permitió observar el comportamiento de la eficacia económica entre dos alternativas, desde luego, en la realidad el comportamiento puede cambiar. Las variables económicas obtenidas muestran que, en términos de eficiencia, el modelo de Contrato es más eficiente que la Asignación.

Respecto a la Asignación, parece ser que el marco jurídico impide que Pemex, aunque posea la tecnología, sea capaz de emprender iniciativas exploratorias o productoras en aguas profundas. Lo anterior debido a las altas tasas impositivas y de Pago de Derechos que el Estado mexicano impone en la legislación utilizada en este trabajo. No importa si los volúmenes de reservas en teoría vuelven redituable al proyecto. En este trabajo, se encontró que la utilidad después de impuestos y Pago de Derechos de Pemex es de 160% de la utilidad antes de impuestos y gastos de operación en el cuarto periodo del proyecto (2023). De la misma manera 149% en el año 2038, mientras que en el Contrato es del 89% y 75% para los mismos periodos.

En términos contables una Asignación es desfavorable para Pemex mientras que un Contrato en asociación le es más conveniente. Al considerar que por el momento Pemex no puede ejecutar proyectos en aguas profundas, es posible que el Estado haya legislado tasas impositivas mucho menores para los contratos que para las asignaciones. Se concluye que un contrato representa inmediatez de ingresos en comparación con una asignación que llevaría años iniciar dado que la tecnología aún no está disponible en México. La captación de ingresos del Estado en el corto plazo podría ser la razón de optar por celebrar contratos en lugar de asignaciones en aguas profundas. Se puede asegurar también que el enfoque del Estado sobre las aguas profundas durante la reforma energética era obtener ingresos inmediatos. Lo anterior contrasta con la opción de esperar unos años, de manera que, al planificar el desarrollo de infraestructura y tecnología se permite obtener mayores ingresos mediante la explotación del Golfo de México Profundo.

No obstante, la carga impositiva vigente a mediados del año 2019 para las asignaciones en aguas profundas no incentiva a Pemex ejecutar este tipo de proyectos, salvo por cuenta y riesgo de perder capital. En contraste, tal como se aprecia en la Tabla IV-2, paralelamente el propio Estado percibe mayores utilidades bajo la Asignación que bajo el Contrato, aunque a costa de los números rojos de Pemex.

Respecto al Contrato, el Estado tiene ingresos considerables en el mediano plazo siempre y cuando los hidrocarburos se comercialicen dentro del país. No obstante, está sujeto a que BHP Billiton no comercialice los recursos extraídos dentro del país y de esta manera no pagar ISR lo cual supone una considerable pérdida de ingresos para el Estado.

Al considerar a México como la suma de intereses de la SHCP, el FMPED y Pemex en la modalidad de Asignación ostenta las mayores ganancias de acuerdo con la *Tabla IV – 1*. Un hecho interesante es que el Estado percibe más ingresos que México (SHCP+FMPED+Pemex) debido a que el factor Pemex involucra números rojos por la ejecución de Trión como asignatario. Aún con estos resultados, al restar los flujos negativos

de Pemex a los rendimientos del Estado, México tiene el mejor escenario de los tres. Se podría pensar que, al Estado le conviene ejecutar Trión aunque Pemex tenga como resultado un flujo negativo, sin embargo, para el entorno general de las aguas profundas, no es viable que Pemex adquiera más deuda solo porque el Estado tenga mejores rendimientos en un solo proyecto. Habría que ajustar las tasas impositivas y de pago de derechos para Pemex no opere un proyecto en aguas profundas con números rojos.

En cuanto al Contrato, Pemex es el que percibe menos utilidades debido a su porcentaje de participación, no obstante, bajo este mismo esquema el Estado percibe más ingresos que Pemex y BHP Billiton juntos. La ventaja del Contrato es que Pemex no opera con números rojos y posee cierto margen de utilidad.

En este trabajo también se consideró el escenario donde BHP Billiton no comercializa los hidrocarburos dentro del país. En este caso, la petrolera australiana posee una Utilidad Total similar a la del Estado y casi cuatro veces la de Pemex. En general, tanto México como el Estado perciben mayores ingresos en una Asignación que en un Contrato.

Al ponderar factores tales como: Tiempo, utilidad para México, valor agregado y los riesgos de la Tabla IV – 2, ambas alternativas ofrecen el mismo número de ventajas. Por consiguiente, de acuerdo con las estrategias del análisis FODA la elección radica en cuánto tiempo se necesita explotar los recursos de las aguas profundas, es decir, el enfoque se resume en el largo o corto plazos.

Por lo tanto, si lo que se pretende es contar con ingresos inmediatos, la alternativa de un Contrato es el camino para seguir. Representa ingresos en el corto plazo y un riesgo que se distribuye entre un socio experimentado y en la petrolera mexicana. Más aún, en caso de que el Socio Operador cancele dicho Contrato, se contaría con un área explorada.

- **Conclusiones de acuerdo con las estrategias del análisis FODA**

De igual modo, se tiene la incertidumbre de contar con una transferencia efectiva de tecnología por parte del socio operador del Contrato, BHP Billiton, dado que su objetivo es la exploración y producción. No obstante, el Estado puede emprender algunas líneas de acción para aprovechar de mejor manera el Contrato. Por ejemplo, utilizarlo como elemento de negociación para programas de transferencia de tecnología más completos con la petrolera australiana. Del mismo modo, fortalecer a la CNH en su capacidad para auditar los hidrocarburos extraídos.

Otra estrategia es que los futuros Contratos de Licencia impongan impuestos al Valor Anual de los Hidrocarburos en caso de que el contratista decida no comercializarlos dentro de México. Del mismo modo, que las cláusulas de transferencia de tecnología tengan mayor alcance y mayor certidumbre.

En la misma línea de pensamiento de la elección de las alternativas, la Asignación es una alternativa atractiva en términos de ingresos y valor agregado sino existe urgencia por la extracción de los hidrocarburos. No obstante, para ejecutar un Campo como Trión bajo una Asignación, se tendría que planificar su inicio en un periodo de ocho años que podría durar la transferencia de tecnología.

Del mismo modo, se tiene que tomar en cuenta si es viable que las actividades sean ejecutadas completamente por Pemex o con una autonomía considerable. Además, el riesgo de operaciones de un campo en aguas profundas por parte exclusivamente de Pemex es mayor que el de un Contrato de Licencia. Por consiguiente, se concluye que, para poder ejecutar la Asignación, el Estado debe seguir estrategias cuyas principales

líneas de acción son transferencia de tecnología y flexibilización del régimen fiscal. Por ejemplo, la disminución de las tasas al Derecho a la Utilidad Compartida, así como de impuestos para proyectos en aguas profundas. Tal es el caso del Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH). Del mismo modo, preparar el marco jurídico para que Pemex pueda colaborar en proyectos fuera de México. Para quienes piensen que la comparación de la evaluación económica de Trión bajo ambas alternativas no es equitativa debido a que no se incluyó el pago del desempate que efectuó BHP Billiton durante la licitación del Contrato, se tendría que contrastar también lo que Pemex pagó previamente en los estudios preliminares. Para ser precisos, el pago de desempate supuso un desembolso de 624 MMUSD en el 2016 para BHP Billiton, sin embargo, se desconocen con exactitud los montos que Pemex erogó por concepto de estudios preliminares.

Sobre la transferencia de tecnología, la práctica de contratar los servicios de otras compañías de petróleo y gas más especializadas con la esperanza de agilizar o volver eficientes las actividades de exploración y producción es una política costosa y poco exitosa. Este tipo de prácticas es lo que posiblemente suceda con Trión, no obstante, hay que recordar que esto es normal, puesto que existe una amplia gama de negocios y especializaciones en la industria de hidrocarburos. Aunque en el Contrato existen cláusulas de transferencia de tecnología, su vigencia se limita a la duración del proyecto.

De acuerdo con el estudio de Ameri Feisal, la tecnología de exploración y producción de hidrocarburos la que las petroleras se resisten más a transferir. Para el caso de México, el principal objetivo de los contratos celebrados es precisamente obtener este financiamiento y tecnología de exploración y producción. Por ejemplo, en la Clausula 19.5 del Contrato respecto a la “Capacitación y Transferencia Tecnológica”, no deja claro si Pemex puede adquirir una licencia para utilizar la tecnología puesto que esta cláusula consta solo de siete líneas.

La poca capacidad en aguas profundas de petrolera mexicana ha propiciado que factores de producción externos tengan que intervenir en las actividades de exploración y producción en aguas profundas. Una transferencia de tecnología efectiva debe tomar en cuenta que el receptor posea los conocimientos y habilidades para utilizarla. Cosa parecida sucede con la instalación y operación de la infraestructura submarina destinada a la producción de hidrocarburos, tales como pozos y ductos.

En el Contrato, estos programas y actividades para transferencia de tecnología deberán incluir, por un lado, la adopción, innovación, asimilación, investigación y desarrollo tecnológicos. Por el otro, la formación de recursos humanos nacionales en la investigación científica y tecnológica en coordinación con instituciones de educación superior. Es decir, aunque el Contrato estipula que el veredicto de aprobación de programas de transferencia y capacitación recae sobre la CNH, el Contratista decidirá por sí solo los programas referidos a esta cláusula. En ese sentido, la CNH tiene una gran responsabilidad como institución encargada de revisar y aprobar el plan de transferencia de tecnología estipulado en el Contrato. Por otro lado, en el Anexo 8 del Contrato relacionado al Contenido mínimo del Plan de Desarrollo señala que el Contratista debe incluir solo un capítulo relacionado a la transferencia de tecnología y otro capítulo relacionado al contenido nacional.

Sin embargo, queda claro que la transferencia de tecnología no es el objetivo principal, sino un elemento complementario. La CNH tiene el poder de hacer que las cláusulas de transferencia sean efectivas y que no se conviertan en una prestación de servicios con poco contenido, tal como lo advierte el estudio de Feisal Ameri.

Por lo demás, se puede considerar acertado el planteamiento de Karasev, Beloshitsky, Troyansky y Alparov sobre el éxito de la transferencia de tecnología, es decir, cuando se sincronizan las actividades del gobierno, las empresas y la academia. Del mismo modo, la elección del tipo de *Estrategia de Transferencia* depende de la capacidad de financiamiento para estas iniciativas. En teoría México adolece de esta capacidad, puesto que la falta de capitales fue uno de los argumentos para que Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos (LISH) permita diferentes formas de contratación en proyectos petroleros. La puesta en marcha de bonos de capital, fondos de capital de riesgo y préstamos quizá represente un enorme reto para el sector hidrocarburos nacional.

Referente al enfoque de *Estrategia Mixta*, podría brindar una opción adecuada al reto que Pemex enfrenta ante las aguas profundas y el financiamiento al servirse de los Contratos actuales. Además, la *Estrategia Mixta* se compone de elementos de otras estrategias que la vuelven más flexible y versátil.

En México los contratos *Farm – Out* se podrían aprovecharse como elemento para reducir riesgos bajo la formación de consorcios. Además, ser más rigurosos en las cláusulas relacionadas a la transferencia de tecnología, o bien, hacer contratos específicamente para este fin. Optar por un enfoque de *Estrategia Mixta* es un nicho de oportunidad pese a que es el enfoque más costoso. Si los recursos del Estado son limitados, con una *Estrategia Mixta* existen otras posibilidades para el financiamiento de proyectos y diferentes esquemas para una transferencia de tecnología a mediano o corto plazo. En el corto plazo Pemex podría adquirir la tecnología sin actuar como desarrollador y de esta forma minimizar riesgos en las etapas de desarrollo, tal como en una *Estrategia de Absorción*.

- **Conclusiones generales y de la planeación**

A lo largo del siglo XX, desde la nacionalización del sector hidrocarburos hasta los primeros años del siglo XXI este sector tuvo un rol crucial para la vida económica del país. Tan solo cuando se tenían periodos de bonanza, esta industria tenía la capacidad de hacer que el país desarrollara políticas públicas tales como el Plan Nacional de Desarrollo Industrial y al mismo tiempo ocultar los manejos ineficientes de la estructura económica del país. Cabe destacar que los incrementos de la producción no se debieron al desarrollo de tecnologías de vanguardia, sino al descubrimiento fortuito de nuevas reservas. Se deduce que la “petrolización” de los ingresos se atiende más a las causalidades de la naturaleza que al desarrollo de la tecnología en el país.

Es notable que el Estado no cedió ante las presiones de privatización durante las crisis de la década de 1980 y 1990. Tanto de las condicionalidades impuestas por el FMI, como de las presiones del gobierno de Estados Unidos la paraestatal nunca fue privatizada como otras empresas estatales. Es momento de plantear también que tan conveniente es que la extracción de hidrocarburos se desempeñe como la principal fuente de ingresos para el país. Sobre todo, por las fluctuaciones de los precios internacionales y las reservas o recursos que aún se tienen en el país.

Durante años, no se han presentado iniciativas para reducir significativamente la carga fiscal de Pemex, debido a que el Estado mexicano ha sido dependiente de los ingresos proporcionados por la paraestatal a lo largo de la historia. En su lugar, se aprobó una reforma que pretende solucionar los problemas de solvencia financiera y modernización de tecnológica mediante asociaciones externas. El marco jurídico de los proyectos de exploración y extracción solo toma en cuenta la interacción entre el nivel federal y los particulares que participan en las actividades petroleras.

Respecto a Trión, la empresa socia de Pemex en el proyecto, BHP Billiton efectivamente cuenta con experiencia en el desarrollo de proyectos en regiones de aguas profundas. Pero destaca que, en términos de ingresos, Pemex sea mayor que su socio operador. Este hecho contrasta con los objetivos de la reforma energética, donde se pensaría que las empresas privadas deberían tener mayores ingresos que las de administración estatal. Sin embargo, algo que puede aprender Pemex de su socia australiana es el manejo de utilidades donde esta última la supera.

Pese a todo, se abre la interrogante de si una transferencia de tecnología podría valer la pena. Sobre todo, para explotar la cantidad de recursos prospectivos en aguas profundas del Golfo de México. Sobre recalcar que, de acuerdo con la CNH, existe un 58% de probabilidad de éxito de que estos volúmenes de hidrocarburos eventualmente sean descubiertos como existentes. En concreto, estos recursos se estiman en 23,928 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), es decir, volúmenes que representan cincuenta veces lo que posee un campo como Trión.

De acuerdo con (Bastos, 2018) la diversificación de prospectos nuevos en carteras de proyectos ayuda a las empresas petroleras a hacer frente a las volatilidades como el precio del petróleo. Por lo tanto, un escenario desfavorable en un proyecto no necesariamente significaría que los otros prospectos tengan las mismas dificultades. Sobre todo, si se trata de proyectos en etapas iniciales. Por lo tanto, se podría evaluar una planeación nacional para extraer los hidrocarburos que quedan en las aguas profundas mediante diferentes esquemas de asociaciones y transferencias. Es decir, lejos de tratar a los proyectos en como casos aislados, amalgamarlos en un objetivo en común, de tal manera que se obtengan los mejores rendimientos para el país. Esto es reformar tasas impositivas, esquemas fiscales, proponer horizontes de planeación, infraestructura necesaria y las mejores prácticas de la industria.

Finalmente, al tomar en cuenta lo anterior, se podría considerar el diseño de un Plan Nacional para la extracción de hidrocarburos en aguas profundas: ¿Aún es tiempo de poner manos a la obra en un Plan de esta envergadura?

Referencias

- Diogo H. M. P. M. C., & Fortis, M. (2008). Financing New Technologies and Managing Financial Risks in the Offshore Industry. *Offshore Technology Conference* , 4, págs. 2509-2514. Houston.
- Aceña, P. M. (2012). Colegio de México: Primera historia económica general de México. *Boletín Editorial*(156), 7.
- Alejandro, G. (2011). Hecho, acto y negocio jurídicos. Teoría francesa y teoría alemana. *Revista de Derecho Notarial Mexicano*(124), 75-81.
- Ameri, F. (2017). The New Model of Iran Petroleum Contract (IPC) and the Problem of Technology Transfer in Oil Industry. (A. T. University, Ed.) *Faşlnāmah-i Pizhūhish-i Huqūq-i 'Umūmī*, 19(55), 83-107.
- Angeles, S. (2001). *El proceso de la intervención del Estado en la industria petrolera mexicana*. Distrito Federal: Miguel Ángel Porrúa.
- Aparicio, A. (6 de Abril de 2010). Economía Mexicana 1910-2010: Balance de un Siglo. D.F, México. Obtenido de <http://www.economia.unam.mx/profesores/aaparicio/Econom%C3%ADa.pdf>
- Ayala, J., & Blanco, J. (1981). El nuevo Estado y la expansión de las manufacturas. En R. Cordera, *Desarrollo y crisis de la economía mexicana : Ensayos de interpretación histórica* (págs. 13-44).
- Baca, G. (2013). *Evaluación de Proyectos*. McGrawHill.
- Baker, G. (1 de Julio de 2019). Lack of access to midstream infrastructure poses challenge to Mexico's deepwater development. *Offshore*. Recuperado el 7 de Diciembre de 2019, de <https://www.offshore-mag.com/regional-reports/article/14037109/lack-of-access-to-midstream-infrastructure-poses-challenge-to-mexicos-deepwater-development>
- Baltierra, L. (2010). *Economía y Política en el Congreso Mexicano, 1982 - 2009. Del modelo del Desarrollo Estabilizador al Neoliberalismo* . Tesis de maestría, Universidad Nacional Autónoma de México, División de estudios de posgrado, D.F. .
- Barbosa, F. (2008). Situación actual de Pemex en las aguas profundas. *Economía UNAM*, 66-82.
- Barbosa, F. (Septiembre de 2012). *Pozo Trión-1 Primer descubrimiento en aguas mexicanas en la zona fronteriza del Golfo de México*. Obtenido de <https://energia.org.mx/wp-content/uploads/2012/09/PozoTrionPrimerDescubrimiento3.pdf>
- Bastos, M. (2018). Balanced Maturity Model for Oil and Gas Portfolio of Assets. *Offshore Technology Conference*. Houston, Texas. doi:<https://doi.org/10.4043/28746-MS>
- Beckman, J. (Octubre de 2013). PEMEX prepares for first development project in deepwater GoM. *Offshore*. Obtenido de <https://www.offshore-mag.com/deepwater/article/16761375/pemex-prepares-for-first-development-project-in-deepwater-gom>

- Benítez, F. (1984). La Expropiación Petrolera. En F. Benítez, *Lázaro Cárdenas y la Revolución Mexicana Vol. III* (págs. 61-93). Distrito Federal: Fondo de Cultura Económica.
- Billiton, B. (2019). *BHP*. Obtenido de <https://www.bhp.com/>
- Blanck, L., & Tarquin, A. (2006). *Ingeniería Económica* (Sexta ed.). D.F, México: Mc Graw Hill.
- Cabanillas, L., Carstens, G., Lovecchio, J., Marshall, P. &, Soldo, J., Vallejo, E., & Vergani, G. (Octubre de 2015). *Hidrocarburos convencionales y no convencionales*. Recuperado el Noviembre de 2019, de https://www.researchgate.net/publication/282859103_Hidrocarburos_convencional_es_y_no_convencional
- Cacho Carranza, Y. (6 de Agosto de 2019). México debe Reconsiderar la Exploración en Aguas Profundas si Realmente Espera Rescatar la Industria Petrolera. *Petroquímex*, 4-14. Obtenido de <https://petroquimex.com/mexico-debe-reconsiderar-la-exploracion-en-aguas-profundas-si-realmente-espera-rescatar-la-industria-petrolera/>
- Cambridge Dictionary. (2019). leasehold. Ciudad de México, México. Recuperado el 21 de Diciembre de 2019, de <https://dictionary.cambridge.org/es/diccionario/ingles/leasehold>
- Cárdenas Gracia, C. (2009). La Disputa por el Petróleo en México. Breve Gistoria de los Hidrocarburos. En C. G. Cárdenas Gracia, & U. Instituto de Investigaciones Jurídicas (Ed.), *En defensa del petróleo* (págs. 11-59). Obtenido de <http://ru.juridicas.unam.mx:80/xmlui/handle/123456789/30409>
- Cárdenas, E. (2010). LA ECONOMÍA MEXICANA EN EL DILATADO SIGLO XX, 1929-2009. En F. S. Kuntz, *Historia económica general de México: De la colonia a nuestros días* (págs. 503-548). D.F., México: Colegio de México.
- Castellanos, S., & Reyes, Y. (2015). Reforma Energética: Mecanismos para adjudicar campos de exploración y explotación de hidrocarburos. *Libre Intercambio Centro de Estudios de Competencia y Regulación*, 3-15.
- Caudle, B. H. (23 de Octubre de 2018). *Encyclopædia Britannica*. Recuperado el 15 de Abril de 2019, de <https://www.britannica.com/technology/petroleum-production>
- Central Intelligence Agency. (2017). *The World Factbook*. Recuperado el Febrero de 2020, de Crude Oil-Proved Reserves: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2244rank.html>
- Chen, X., & Koebel, B. M. (Septiembre de 2013). *Fixed cost, variable cost, markups*. Obtenido de <http://www.beta-umr7522.fr/productions/publications/2013/2013-13.pdf>
- CNH. (1 de Enero de 2012). *Análisis de Información de las Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero del 2012*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/109441/An_de_Informacion_de_las_Reservas_de_Hidrocarburos_de_Mex_al_1_de_enero_de_2012.pdf
- CNH. (Abril de 2012). *Dictamen del proyecto de explotación Lakach*. Obtenido de <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/109232/Lakach.pdf>

- CNH. (2014). Clasificación de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos. *Documento técnico de trabajo*, 18-37. México. Recuperado el 3 de Mayo de 2021, de http://oilproduction.net/cms3/files/CNH-Clasificacion_proyectos_E&P.PDF
- CNH. (Diciembre de 2015). *Golfo de México-Aguas Profundas Sur*. Obtenido de rondasmexico.gob.mx/nedua/1049/atlas_cs.pdf
- CNH. (2016). *Opinión Técnica sobre la procedencia de la solicitud de Petróleos Mexicanos para la migración de las asignaciones AE-0092 Cinturón Subsalino-10 y AE-0093 Cinturón Subsalino-11, a Contrato para la Exploración y Extracción*.
- CNH. (2018). *El sector del Gas Natural*. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/391881/Documento_Tecnico_Gas_Natural_CNH2018__1_.pdf
- CNH. (Noviembre de 2018). Libros Blancos CNH: CNH-A1-TRION/2016 . *Primera Licitación para la selección de un Socio para la Empresa Productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos denominada Pemex Exploración y Producción, con el objeto de llevar a cabo actividades de Exploración y Extracción d. México*.
- CNH. (Febrero de 2018). Reservas de Hidrocarburos en México conceptos fundamentales y análisis 2018. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/435679/20190207._CNH-Reservas-2018._vf._V7.pdf
- CNH. (Septiembre de 2019). *Administración de Contratos: CNH-A1-TRION/2016*. Obtenido de <https://rondasmexico.gob.mx/esp/contratos/cnh-a1-trion2016/>
- CNH. (2019). Recursos Prospectivos de México: Área Perdido, Cordilleras Mexicanas y Cuenca Salina, aguas profundas de México. 147-150. México. Recuperado el 2 de mayo de 2021, de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/517230/Libro_de_Recursos_Prospectivos-Perdido-Cordilleras-Salina.pdf
- CNH. (22 de Agosto de 2019). *Sistema de Información de Hidrocarburos*. Recuperado el Noviembre de 2019, de <https://hidrocarburos.gob.mx/estad%C3%ADsticas/>
- CNH. (Diciembre de 2022). *Tablero de Producción de Petróleo y Gas*. Obtenido de <https://produccion.hidrocarburos.gob.mx>
- Colmenares, F. (2008). Petróleo y crecimiento económico en México 1938 - 2006. *Economíaunam*, 5(15), 53-65. Obtenido de <http://www.ejournal.unam.mx/ecu/ecunam15/ECU001500504.pdf>
- Const. (1917). Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.
- Coss Bu, R. (1995). *Análisis y evaluación de proyectos de inversión*. D.F : Limusa .
- de la Vega Navarro, A. (11 de enero de 2009). Regulación Energética Contemporánea. Porrúa.
- Edgen Murray Corporation. (19 de Octubre de 2019). *Offshore Platform/Topsides*. Recuperado el 2020, de <https://www.edgenmurray.com/post/offshore-platform-topsides/>

- Energy Funders. (7 de Enero de 2018). *Glossary*. Recuperado el 2020, de Tangible Drilling Costs: <https://www.energyfunders.com/glossary/tangible-drilling-costs/>
- Fortune. (2019). *Fortune Global 500*. Obtenido de <https://fortune.com/global500/2019/>
- Fronde, M., & Horvath, M. (2019). The U.S. Fracking Boom: Impact on Oil Prices. *Energy Journal*, 40, 191-205.
- Gardner, S. (1987). Paying Quantities - How much Production Is Required to Maintain an Oil and Gas Lease In Its Secondary Term? *Annual of the Arkansas Natural Resources Law Institute*, 15. Obtenido de <https://scholarworks.uark.edu/anrlaw/16>
- Hemraj, M. (2015). *Credit Rating Agencies: Self-regulation, Statutory Regulation and Case Law Regulation in the United States and European Union*. Springer, Cham.
- Hernández, D. (2017). *La producción petrolera mexicana: Análisis histórico y escenario a futuro*. Tesis de maestría, Ciudad de México.
- Hernández, I., & Leidenz, J.-P. (2014). Pdvsa, Pemex y Petrobras: La tensión entre política y gerencia. *debates IESA*, XIX(1), 50-55.
- Huerta, M. G. (2014). Pemex y Petrobras: Historias de gestión petrolera con rumbos diferentes. *Gestión y estrategia*(45), 21-38.
- Huizar, R. (Abril de 2015). Surviving privatization in the era of neo-liberalism: A case study of Mexico's oil company (PEMEX). *The Extractive Industries and Society*.
- Instituto Mexicano del Petróleo. (2015). *Biblioteca Visual del Petróleo*. México, D.F. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/123944/Biblioteca_Visual_del_Pet_r_leo.pdf
- IPAA. (Marzo de 2009). *Intangible Drilling and*. Recuperado el 4 de Enero de 2020, de <http://www.ipaa.org/wp-content/uploads/2016/12/2009-03-IntangibleDrillingAndDevelopmentCosts.pdf>
- Izar Landeta, J. M. (2016). *Gestión y Evaluación de Proyectos* (Primera ed.). (S. d. Cengage Learning Editores, Ed.)
- Johnston, D. (5 de Junio de 2017). Mexico's licensing—Round 1 Phase 4. *Journal of World Energy Law and Business*, 367-373.
- Jones, K. P. (2009). Something Old, Something New: The Evolving Farmout Agreement. *Washburn Law Journal*, 49(2).
- Kaiser, M. J., & Snyder, B. F. (2013). *Mobile Offshore Drilling Units*. Londres: Springer. doi:10.1007/978-1-4471-5152-4_1
- Karasev, O., Beloshitsky, A., Troyansky, S., & Alparov, R. (2018). Strategies of technology transfer in oil and gas companies. *Moscow University Economics Bulletin*(4), 35-58.
- Lázaro, T. (1998). El acto jurídico. Elementos, ineficacia y su confirmación. *Anale de Jurisprudencia*.
- Lei, W., Yaowen, Y., Muneesh, M., & Ning, L. (2019). Parameter optimization for FPSO design using an improved FOA and IFOA-BP neural network. (E. BV, Ed.) *Ocean Engineering*, 175, 50-61.

- Ley. (11 de Diciembre de 2013). Ley del Impuesto Sobre la Renta. México.
- Ley. (11 de Agosto de 2014). Ley de Hidrocarburos. México.
- Ley. (11 de Agosto de 2014). Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos. México.
- Liskey, T. (13 de Junio de 2016). Drilling picks up across the Perdido Foldbelt. *Offshore*. Recuperado el 7 de Diciembre de 2019, de <https://www.offshore-mag.com/drilling-completion/article/16754984/drilling-picks-up-across-the-perdido-foldbelt>
- Liu, C.-M., Kong, Q., Wang, S.-P., & Liang, Y.-H. (2022). Numerical study on the temporal and spatial distribution law of natural gas explosion load on an ultra-deepwater semi-submersible drilling platform. *Ocean Engineering*, 250. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0029801822003948>
- Mankiw, G. (2012). *Principios de Economía*. S.A. Ediciones Paraninfo.
- Núñez, J. C. (2014). *La fragilidad de las reformas (Análisis Plural)*. Iteso.
- Offshore staff. (13 de Febrero de 2019). BHP sanctions further drilling on deepwater Trion oil field. *Offshore*. Recuperado el 7 de Diciembre de 2019, de <https://www.offshore-mag.com/drilling-completion/article/16791135/bhp-sanctions-further-drilling-on-deepwater-trion-oil-field>
- Offshore staff. (20 de Agosto de 2019). Latest Trion well offshore Mexico delivers oil. *Offshore*. Recuperado el 7 de Diciembre de 2019, de <https://www.offshore-mag.com/drilling-completion/article/14038564/latest-deepwater-trion-appraisal-well-offshore-mexico-delivers-oil>
- Park, C. S. (2009). *Fundamentos de Ingeniería Económica* (Segunda ed.). Estado de México, México: Person.
- Pemex. (21 de Marzo de 2014). Decreto por el que se reforman y adicionan diversas. Obtenido de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/55594/Solicitud_de_campos_y_areas_de_Pemex_6oTransitorio.pdf
- Pemex. (5 de Diciembre de 2016). Recuperado el 4 de Diciembre de 2019, de Pemex desarrollará con BHP Billiton el proyecto del bloque Trion en aguas profundas: https://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2016-073-nacional.aspx
- Pemex. (2018). *Régimen Fiscal de Pemex Periodo 2012 - 2018*. Memoria Documental .
- Pemex. (26 de julio de 2019). *Estatutos de Gobierno*. Recuperado el 10 de septiembre de 2019, de https://www.pemex.com/acerca/marco_normativo/Paginas/estatutos-de-gobierno.aspx
- PMI. (2017). *La guía de los fundamentos para la dirección de proyectos (Guía del PMBOK)* (Sexta ed.). (I. Project Management Institute, Ed.)
- Portela da Ponte Jr, G. (2021). Chapter 3 - Technical and operational knowledge. En G. P. Jr (Ed.), *Risk Management in the Oil and Gas Industry: Offshore and Onshore Concepts and Case Studies* (págs. 55-110).

- Priest, T., & Pratt, J. (2001). Keys to the Evolution of Offshore Platforms. *International Engineering History and Heritage : Improving Bridges to ASCE's 150th Anniversary*, 263-265.
- Rakhshanikia, M., & Asghari, M. (2013). Technology transfer in oil industry, significance and challenges. En P. -S. Sciences (Ed.), *2nd International Conference on Leadership, Technology and Innovation Management* (págs. 264 – 271). Tabriz: Elsevier.
- Richard, D., Khurana, S., Yanosek, K., Florian, C., & Parker, M. (2017). Bringing Upstream Projects to Final Investment Decision. Houston.
- Robertson, M. (1 de Julio de 2011). Pemex looks to develop deepwater assets. *Offshore*. Recuperado el 7 de Diciembre de 2019, de <https://www.offshore-mag.com/business-briefs/company-news/article/16755125/pemex-looks-to-develop-deepwater-assets>
- Rodríguez, E. (1 de Julio de 2019). (V. Fernando, E. Ayuso, & E. Benítez, Entrevistadores)
- Rojas, M., Álvarez, A., & Mesa, H. (2008). Evaluación de Proyectos para ingenieros. Bogotá, Colombia.
- Romero-Pérez, J. E. (2006). El contrato de Joint Venture. La experiencia de Costa Rica. En *Derecho civil y romano. Culturas y sistemas jurídicos comparados* (págs. 95-107). México, D.F: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Romo, D. (Octubre de 2015). El Campo Petrolero Cantarell y la Economía Mexicana. *Revista Problemas del Desarrollo*, 46(183), 141-164.
- Romo, D. (2016). La situación de Pemex ante el contexto de la apertura de la industrial petrolera en México. *Análisis Económico*, 31(76), 76-93.
- Sammur-Bonnici, T., & Channon, D. F. (Enero de 2015). Joint Ventures. *Wiley Encyclopedia of Management*, 12. John Wiley & Sons, Ltd.
- Saxe-Fernández, J. (2016). *La compraventa de México. Una interpretación histórica y estratégica de las relaciones México-Estados Unidos*. (UNAM, Ed.) Centro de Investigaciones Interdisciplinarias en Ciencias y Humanidades.
- Schlumberger. (22 de Abril de 2019). *Oilfield Glossary*. Recuperado el 21 de Octubre de 2019, de <https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/f/farmout.aspx>
- Schlumberger. (2020). *Oilfield Glosary*. Obtenido de abandonment costs: https://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/a/abandonment_costs.aspx
- Schlumberger. (2020). *Oilfield Glosary*. Obtenido de Bcf: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/bcf.aspx>
- Schulze, L. (2014). What Is Your Project Really Worth? Economic Methods to Determine the True Benefit Value of Projects. *ASSE Professional Development Conference and Exposition*. Orlando.
- SENER. (27 de Agosto de 2014). Título de Asignación para realizar Actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. *AE-0092-Cinturón Subsalino-10*.
- SENER. (27 de Agosto de 2014). Título de Asignación para realizar Actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. *AE-0093-Cinturón Subsalino-11*.
- SENER. (2015). Glosario de términos petroleros. México.

- SENER. (17 de Diciembre de 2015). *Resultado de la Ronda Cero*. Obtenido de Ficha Ejecutiva de la Ronda Cero: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/55590/Ficha_tecnica_R0.pdf
- SHCP. (28 de Noviembre de 2016). *Lineamientos de Costos de Hidrocarburos*. Recuperado el 1 de Noviembre de 2019, de SHCP: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/169861/Lineamientos_de_Costos_de_Hidrocarburos_28-11-16.pdf
- Simental, V. A. (2009). Contratos. Consideraciones en torno a su definición. *Revista de Derecho Privado*, 99-123.
- Soto, G., Salas, F., & Velázquez, D. (2010). ENERGÍA, INFRAESTRUCTURA Y CRECIMIENTO, 1930-2008. En *Historia económica general de México: De la colonia a nuestros días* (págs. 667-704). D.F, México: Colegio de Mexico.
- Sridhar, K., Sannasiraj, S., & Sundaravadivelu, R. (2022). Motion Response Analysis of Non-Ship Shaped FPSO for Deepwater. *OCEANS 2022 - Chennai*.
- Steiner, G. (1979). *Strategic Planing: What every manager must know*. New York: Free Press.
- Subsecretaría de Hidrocarburos. (julio de 2019). *Rondas México*. Obtenido de <https://rondasmexico.gob.mx/media/4210/511-asignaciones-a-migrar.pdf>
- Tacuba, A., & Chávez, L. A. (2018). Gestión de Pemex como Empresa Productiva del Estado. *Revista Problemas del Desarrollo*, 49(193), 119-144.
- Tainter, J., & Patzek, T. (2012). *Drilling Down The Gulf Oil Debacle and Our Energy Dilema*. Austin: Copernikus Books.
- Tomas J., A., Francisco, M., José R., S., & Eduardo, L. (1985). *Apuntes de Recuperación Secundaria*.
- Torbjørn, V., Arild, S., Erling, F., Thomas, Ø., Jan David, Y., & Mahmoud, K. (Febrero de 2019). Plug & abandonment of offshore wells: Ensuring long-term well integrity and cost-efficiency. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 173, 478-491. Recuperado el 2020, de <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.10.049>
- U.S. Energy Information Administration. (28 de Abril de 2017). *What countries are the top producers and consumers of oil?* Obtenido de Energy Information Administration: <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=709&t=6>
- U.S. Energy Information Administration. (2020). *Short- Term Energy Outlook*. Obtenido de Energy Information Administration: https://www.eia.gov/outlooks/steo/report/global_oil.php
- USLegal. (Noviembre de 2011). Working Interest (Oil and Gas) Law and Legal Definition. Estados Unidos. Recuperado el 21 de Diciembre de 2019, de <https://definitions.uslegal.com/w/working-interest-oil-and-gas/>
- Valdés M., V. (2004). Curso de Ingeniería Civil Costa Afuera. Apuntes de Clase. TOMO I. México: UNAM, Facultad de Ingeniería.
- Vargas, G. (2006). *Introducción a la teoría económica, Un enfoque latinoamericano*. México: Pearson Prentice Hall.

- Weihrich, H. (1982). The TOWS Matrix - A Tool for Situational Analysis. *Long Range Planning*, 15(2), 54-66. doi:[https://doi.org/10.1016/0024-6301\(82\)90120-0](https://doi.org/10.1016/0024-6301(82)90120-0)
- Yeol Ma, K., Kim, J. H., Park, J. S., Lee, J. M., & Seo, J. K. (2020). A study on collision strength assessment of a jack-up rig with attendant vessel of a jack-up rig with attendant vessel. *International Journal of Naval Architecture and Ocean Engineering*, 12, 241-257. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijnaoe.2019.10.002>.
- Yeon, S. M., Auburtin, E., Shen, Z., Loubeyre, S., Lee, B. H., Seo, M.-G., . . . Kim, H. J. (2022). Development and verification of modeling practice for numerical estimation of wind loads on offshore floating structures. *International Journal of Naval Architecture and Ocean Engineering*, 14, 41–51. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijnaoe.2021.100434>
- Zarpani, Z. (2016). Valuation of Upstream Oil and Gas Projects using Discounted Cash Flow Methods. Case Study: “AAX” Oil Field Development Project, “NW NTX” Working Area. *Advances in Economics, Business and Management Research*, 15.