



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Propuestas para el
fortalecimiento de los contratos
implementados en exploración y
extracción de hidrocarburos en
México.**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Cristofer Alejandro Morales Prieto

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Efraín García



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2022



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Contenido

Índice de figuras	4
Objetivo general.....	6
Justificación.....	6
Abstract	7
Resumen	8
Capítulo 1. Entorno nacional del sector petrolero.....	9
1.1 Situación actual de yacimientos en México	9
1.1.1 Provincias petroleras de México.....	9
1.1.2 Reservas.....	17
1.1.3 Producción	19
1.2 Reestructuración del sector petrolero mexicano a partir de la Reforma Energética del 2013.....	22
1.2.1 Reforma Energética	22
1.2.2 Marco Regulatorio	23
1.2.3 Instituciones.....	29
Capítulo 2. Contratos de exploración y producción de hidrocarburos en México	36
2.1 Modelos anteriores a la Reforma Energética	36
2.1.1 Contratos de obra pública financiada (COPF).	36
2.1.2 Contratos de servicios múltiples (CSM).....	37
2.1.3 Contrato de Servicios Integrales de Exploración y Extracción (CSIEE)	39
2.2 Modelos actuales	41
2.2.1 Producción compartida.....	43
2.2.2 Servicios.....	44
2.2.3 Licencia	45
2.2.4 Utilidad compartida	47
Capítulo 3. Gestión actual de los campos petroleros en México	49
3.2 Estructuras contractuales	49
3.2.1 Asignaciones	49

3.3 Proceso de Licitación de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.	56
3.3.1 Etapas del proceso de Licitación de Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.	58
3.4 Rondas	59
3.4.1 Ronda Cero	60
3.4.2 Ronda Uno	62
3.4.3 Ronda Dos	65
Capítulo 4. Contratos de exploración y producción de hidrocarburos en el mundo	69
4.1 Contratos petroleros en el mundo	70
4.2 Brasil	72
4.3 Colombia	73
4.4 Perú	75
4.5 Ecuador	77
4.7 Venezuela	81
4.8 Argentina	82
4.9 Noruega	84
Capítulo 5. Análisis técnico y económico de los modelos de contratación implementados en la industria petrolera nacional e internacional.	86
5.1. Construyendo un régimen fiscal.	86
5.2. Planteamiento de escenarios para la construcción de un régimen fiscal. ..	88
5.2.1. Precios favorables (más de 60 dólares)	88
5.2.2. Precios bajos (menos de 60 dolares)	89
5.2.3. Exploración.	89
5.2.4. Extracción.	90
5.3. Metodología para elegir un régimen fiscal.	90
5.3.1. Yacimientos convencionales.	90
5.3.2. Yacimientos no convencionales.	93
5.4. Aplicación en campos.	99
Conclusiones	114
Anexo B Definiciones	123
Bibliografía	127

Índice de tablas

Tabla 1 Reservas de hidrocarburos de México al 1 de enero del 2018 Fuente: CNH.	17
Tabla 2 Distribución de Reservas por ubicación. Fuente: CNH 2018.....	19
Tabla 3 Producción de hidrocarburos líquidos. Fuente: PEMEX 2019.....	20
Tabla 4 Producción de gas natural. Fuente: PEMEX 2019	21
Tabla 5 Modificación a los Artículos 25, 27,28 de la Constitución.....	24
Tabla 6 Leyes secundarias. Fuente: PEMEX.....	26
Tabla 7 Contraprestaciones de los contratos (Licencia). Fuente: DOF 2014.....	47
Tabla 8 Datos generales de la Asignación Ogarrío. Fuente: CNH	52
Tabla 9 Datos generales de la Asignación Cárdenas-Mora. Fuente: CNH	53
Tabla 10 Datos generales de la Asignación Ayín-Batsil. Fuente: CNH.	54
Tabla 11 Datos generales de la Asignación Trión. Fuente: CNH.	55
Tabla 12 Reservas Y Recursos Prospectivos otorgados a PEMEX. Fuente: SENER 2018.....	61
Tabla 13 Licitaciones de Ronda 1. Fuente: CNH, 2018.	62
Tabla 14 Licitaciones de Ronda 2.1. Fuente: CNH, 2018.	66
Tabla 15 Herramientas fiscales para campos convencionales.....	107
Tabla 16 Herramientas fiscales para campos en aguas profundas.	113
Tabla 17 Herramientas fiscales para campos no convencionales.	116

Índice de figuras

Fig. 1 Provincias petroleras de México Fuente: PEMEX 2013	10
Fig. 2 Localización de la provincia petrolera Burgos Fuente: CNH	10
Fig. 3 Localización de la provincia petrolera Cinturón Plegado de Chiapas. Fuente: CNH	11
Fig. 4 Localización de la provincia petrolera Tampico-Misantla. Fuente: CNH	11
Fig. 5 Localización de la provincia petrolera Cuenca Golfo de México Profundo. Fuente: CNH	12
Fig. 6 Localización de la provincia petrolera del Sureste. Fuente: CNH.....	12
Fig. 7 Localización de la provincia petrolera Veracruz. Fuente: CNH	13
Fig. 8 Localización de la provincia petrolera Plataforma Burro-Picachos Profundo. Fuente: CNH	13
Fig. 9 Localización de la provincia petrolera Sabinas. Fuente: CNH.....	14
Fig. 10 Localización de la provincia petrolera Yucatán. Fuente: CNH.....	14
Fig. 11 Localización de la provincia petrolera Sierra Madre Oriental. Fuente: CNH	15
Fig. 12 Localización de la provincia petrolera Chihuahua. Fuente: CNH	15
Fig. 13 Localización de la provincia petrolera del Golfo de California. Fuente: CNH	16
Fig. 14 Localización de la provincia petrolera Vizcaíno-La Purísima-Iray. Fuente: CNH	16
Fig. 15 Marco regulatorio en materia energética. Fuente: PEMEX	23
Fig. 16 Instituciones que regulan el sector energético en México.	29
Fig. 17 Reorganización de PEMEX a partir de la Reforma Energética del 2013. Fuente: PEMEX.....	34
Fig. 18 Localización geográfica Bloque Norte Fuente: PEMEX, 2012.....	36
Fig. 19 Mapa de las asignaciones otorgadas a PEMEX. Fuente. SENER, 2019. .	49
Fig. 20 Distribución de áreas estratégicas para la formación de alianzas con operadoras privadas. Fuente: PEMEX, 2017.	51
Fig. 21 Ubicación de la Asignación Ogarrío. Fuente: CNH.....	52
Fig. 22 Ubicación de la Asignación Cárdenas- Mora. Fuente: CNH.....	53
Fig. 23 Ubicación de la Asignación Ayín-Batsil. Fuente: CNH.....	54
Fig. 24 Ubicación de la Asignación Trión. Fuente: CNH.	55
Fig. 25 Etapas del proceso de Licitación de contratos de exploración y extracción. Fuente: CNH, 2018.	59
Fig. 26 Mapa de áreas otorgadas a PEMEX durante Ronda Cero Fuente: SENER, 2018	61
Fig. 27 Mapa de áreas licitadas durante Ronda Uno, licitación 1. Fuente: CNH, 2018.	63

Fig. 28 Mapa de áreas licitadas durante Ronda Uno, licitación 1.2. Fuente: CNH, 2018.	64
Fig. 29 Mapa de áreas licitadas durante Ronda Uno, licitación 1.3. Fuente: CNH, 2018.	64
Fig. 30 Mapa de áreas licitadas durante Ronda Uno, licitación 1.4. Fuente: CNH, 2018.	65
Fig. 31 Mapa de áreas licitadas durante Ronda Dos, licitación 2.1. Fuente: CNH, 2018.	67
Fig. 32 Mapa de áreas licitadas durante Ronda Dos, licitación 2.2. Fuente: CNH, 2018.	68
Fig. 33 Mapa de áreas licitadas durante Ronda Dos, licitación 2.3. Fuente: CNH, 2018.	68
Fig. 34 Mapa de áreas licitadas durante Ronda Dos, licitación 2.4. Fuente: CNH, 2018.	69
Fig. 35 Contratos petroleros en el mundo.	71
Fig. 36 Diagramas de campos convencionales	106
Fig. 37 Diagrama de campos no convencionales.....	110

Objetivo general

Proponer mejoras a través de herramientas fiscales que fortalezcan los contratos de exploración y producción de hidrocarburos en México con base en un análisis técnico y económico de contratos implementados en países líderes en la industria petrolera.

Justificación

En México la principal razón por la cual se permitió que empresas extranjeras puedan extraer hidrocarburos es la inversión económica, así como el desarrollo tecnológico. Para cumplir este propósito se realizó la reforma energética.

El régimen fiscal es de gran importancia para el país anfitrión ya que de acuerdo a las herramientas que se utilice el contratista decidirá si será correcto invertir en el país, algunos puntos a considerar por las empresas para poder invertir en un proyecto es el periodo de recuperación de la inversión así como la rentabilidad, los impuestos, las regalías y los riesgos que cubrirá el estado en caso de ser proyectos compartidos.

Para lograr que las empresas extranjeras inviertan y reinviertan en los proyectos petroleros en México es importante tener contratos y un régimen fiscal que permita a los contratistas obtener ganancias antes de obtener deudas con el estado. Por tal motivo es importante identificar puntos estratégicos en los contratos de exploración y producción de hidrocarburos que surgieron a partir de la Reforma Energética del 2013 y utilizarlos para proponer mejoras, con base en un análisis técnico y económico de los contratos implementados en los países líderes en la industria del petróleo.

Abstract

The oil industry has been determining in México, to its economy and foreign affairs. The regulatory legal framework in the hydrocarbon subject, has constantly evolved, due to some social, political and economic changes, motivating the creation of economical and administrative new models organization and with a greater participation from individuals such as energy reform case, where new contract modalities emerged for the exploration and production of hydrocarbon.

The work's objective is to analyze the contracting modals implemented in the national and international oil industry, with the purpose of suggesting improvements that strengthen the new contracts applied to the hydrocarbon exploration and production in the country.

In the chapter number 1 is given a general outlook about the current situation from the national energy sector focused to hydrocarbon, as well as the oil sector, which raised since the energy reform of 2013.

Chapters 2 and 3 are focused on explain the hydrocarbon exploration and production contracts in México, as well as the current administration in the oil fields in Mexico.

The chapter 4 is focused on research of the hiring models implemented internationally in the leading countries of the oil industry.

The chapter 5 carries out a technical and economic analysis of the contacting models implemented in the international industry of oil that allows us to offer proposals to strengthen the contracts models of México.

Resumen

La industria petrolera ha sido determinante en México para su desarrollo social, sus relaciones exteriores, finanzas públicas, desarrollo tecnológico y económico ya que genera ingresos importantes. México cuenta con un importante potencial petrolero, por lo que es considerada una de las industrias más importantes del país colocando a México como uno de los principales países productores de petróleo en el mundo desde 1920, sin embargo es necesario seguir desarrollando y descubriendo nuevos campos petroleros ante la disminución actual de la producción.

El marco jurídico regulatorio en materia de hidrocarburos evoluciona constantemente, impulsando la creación de nuevos modelos de organización económica, administrativa y con una mayor participación de los particulares; tal fue el caso de la Reforma Energética del 2013 a partir de la cual surgieron nuevas modalidades de contratos para la exploración y producción de hidrocarburos.

En este trabajo de investigación se analizarán los contratos presentados en la Reforma Energética que rige en México y se compararán con contratos de países líderes en la industria petrolera internacional con la finalidad de proponer mejoras que fortalezcan los nuevos contratos aplicados a exploración y producción de hidrocarburos, para maximizar la rentabilidad del sector energético nacional.

En el capítulo 1 se presenta un panorama general sobre la situación actual del sector energético nacional enfocado a hidrocarburos, así como de la reestructuración del sector petrolero que surgió a partir de la Reforma Energética del 2013. Los capítulos 2 y 3 se enfocan en los contratos de exploración y producción de hidrocarburos en México, así como de la gestión actual de los campos petroleros en México. Se explican los modelos de contratos utilizados en el país previo y posterior a la Reforma Energética, las rondas, licitaciones, alianzas y farm outs que se han llevado a cabo. El capítulo 4 describe el resultado de la investigación llevada a cabo en este trabajo de tesis a cerca de los modelos de contratación implementados a nivel internacional en los países líderes en la industria petrolera. Finalmente en el capítulo 5 se presenta un análisis técnico y económico de los modelos de contratación implementados en la industria petrolera nacional e internacional que nos permita ofrecer herramientas fiscales que fortalezcan los modelos de contratación en México.

Capítulo 1. Entorno nacional del sector petrolero

1.1 Situación actual de yacimientos en México

La producción promedio anual de petróleo en el año 2020 se ubicó en un millón 705 mil barriles diarios. Superando en cuatro mil barriles diarios la producción promedio anual del año 2019 proveniente de 12 provincias petroleras.¹

México cuenta con 6,943 pozos perforados desde 2009 hasta 2019 dentro de las 12 provincias petroleras.²

1.1.1 Provincias petroleras de México

Las provincias petroleras de México están distribuidas en el oriente del país, y corresponden a grandes cuencas sedimentarias donde la acumulación de materia orgánica tiene potencial para generar hidrocarburos, durante millones de años han acumulado sedimentos que han dado lugar a la generación, acumulación y migración de petróleo.³

México cuenta con 12 Provincias Petroleras las cuales se muestran a continuación:

- 1. Sabinas- Burro-Picachos**
- 2. Burgos**
- 3. Tampico- Misantla**
- 4. Veracruz**
- 5. Sureste**
- 6. Golfo de México profundo**
- 7. Plataforma de Yucatán**
- 8. Cinturón plegado de Chiapas**
- 9. Cinturón plegado de la Sierra Madre Oriental**
- 10. Chihuahua**
- 11. Golfo de California**
- 12. Vizcaína- La Purísima- Icaiy**

¹ Petróleos Mexicanos.. (2020). Incrementó PEMEX producción de crudo en el 2020. 2020, de Sistemas de Portales de Obligaciones de Transparencia de las Empresas Productivas Subsidiarias Sitio web:

https://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2021-050-nacional.aspx

² Statista Research Department. (2021). México: pozos petrolíferos perforados 2009-2019. 2021, de Statista Research Department Sitio web:

<https://es.statista.com/estadisticas/1135387/pozos-petroleros-perforados-por-operador-mexico/>

³ J. Patiño, L. Valdés, M. Aranda & U. Hernández. (2013). *Provincias petroleras de México. 2013*, de PEMEX exploración y producción Sitio web: <https://docplayer.es/24069373-Provincias-petroleras-de-mexico.html> (10p), 7-10.



Fig. 1 Provincias petroleras de México Fuente: PEMEX 2013

Burgos

La provincia petrolera de Burgos se localiza en el norte del país, en los estados de Tamaulipas, Nuevo León y Coahuila, es la principal provincia productora de gas no asociado. Actualmente cuenta con 246 campos productores, cuenta con reservas de PCE 1P de 199.2 mmb, 2P de 331.7 mmb y 3P 435.6 mmb al 1 de enero del 2018.



Fig. 2 Localización de la provincia petrolera Burgos Fuente: CNH

Cinturón Plegado de Chiapas

Esta provincia petrolera se ubica en los estados de Chiapas, Veracruz y Oaxaca, en este provincia se encuentran campos productores principalmente aceite y condensado.



Fig. 3 Localización de la provincia petrolera Cinturón Plegado de Chiapas. Fuente: CNH

Tampico-Misantla

La provincia Petrolera Tampico-Misantla es productora principalmente de aceite, cuenta con aproximadamente 154 campos productores, con reservas de PCE 1P 899.8 mmb, 2P de 3433.6 mmb y 3P 6426.8 mmb.



Fig. 4 Localización de la provincia petrolera Tampico-Misantla. Fuente: CNH

Golfo de México

En el área de Cinturón Plegado Perdido se ha confirmado la presencia de aceite con la perforación de los pozos Trion-1, Supremus-1 y Maximino-1, mientras que en el Cinturón Plegado Catemaco se ha descubierto gas, cuenta con 16 campos, tiene reservas de PCE 1P de 63.5 mmb, 2P de 164.7mmb y 3P de 876.7 mmb.



Fig. 5 Localización de la provincia petrolera Cuenca Golfo de México Profundo. Fuente: CNH

Sureste

Es la provincia productora de aceite más importante del país, con 265 campos productores, cuenta con reservas de PCE 1P de 7130.2 mmb, 2P de 11896.1 mmb y de PCE 3P de 17208.7 mmb.



Fig. 6 Localización de la provincia petrolera del Sureste. Fuente: CNH

Veracruz

La provincia petrolera de Veracruz es productora principalmente de gas y aceite, cuenta con 56 campos productores, con reservas 1P 181.6 mmb, 2P 327.3 mmb y 3P 507.2 mmb.



Fig. 7 Localización de la provincia petrolera Veracruz. Fuente: CNH

Plataforma Burro-Picachos

La provincia de la Plataforma Burro-Picachos es productora principalmente de gas seco no asociado y cuenta con 10 campos productores.



Fig. 8 Localización de la provincia petrolera Plataforma Burro-Picachos Profundo. Fuente: CNH

Sabinas

La provincia de Sabinas se localiza entre el Centro y el Noreste de México, en la parte central del Estado de Coahuila y occidente de Nuevo León, esta provincia es productora principalmente de gas seco no asociado, cuenta con reservas 1P de 4.8 mmb, 2P de 8.6 mmb y 3P de 11.7mmb.



Fig. 9 Localización de la provincia petrolera Sabinas. Fuente: CNH

Yucatán

La provincia Yucatán abarca la plataforma continental y la península de Yucatán, se extiende hasta Guatemala y Belice.



Fig. 10 Localización de la provincia petrolera Yucatán. Fuente: CNH

Sierra Madre Oriental

La provincia petrolera Sierra Madre Oriental se constituye por una cadena de pliegues y fallas, la más extensa de México, se considera una provincia de potencial medio-bajo. A la fecha no se tienen descubrimientos de hidrocarburos. No se cuenta con estimación de recursos prospectivos.



Fig. 11 Localización de la provincia petrolera Sierra Madre Oriental. Fuente: CNH

Chihuahua

Se considera una provincia con potencial medio-bajo. Debido a la alta madurez de la roca generadora y falta de sincronía, el sistema petrolero es considerada de alto riesgo. A la fecha no se tienen descubrimientos de hidrocarburos. No se cuenta con detección de oportunidades ni de estimación de recursos prospectivos.



Fig. 12 Localización de la provincia petrolera Chihuahua. Fuente: CNH

Golfo de California

En esta provincia petrolera se ha probado la existencia de gas seco. Se considera de potencia medio - bajo con recursos prospectivos en proceso de evaluación y sólo cuenta con un pozo productor, el extremeño - 1.



Fig. 13 Localización de la provincia petrolera del Golfo de California. Fuente: CNH

Vizcaíno-La Purísima-Iray

La provincia petrolera Vizcaíno-La Purísima-Iray se encuentra al norte de país, se considera una provincia con un potencial medio-bajo. A la fecha no se tienen descubrimientos de hidrocarburos y no se cuenta con estimación de recursos prospectivos.



Fig. 14 Localización de la provincia petrolera Vizcaíno-La Purísima-Iray. Fuente: CNH

1.1.2 Reservas

A lo largo del tiempo se han realizado diversas evaluaciones de los sistemas internacionales de clasificación de reservas con el fin de establecer metodologías flexibles que puedan ser adaptadas a las necesidades particulares de cada gobierno, órgano regulador y operador técnico.

En México, la Comisión Nacional de Hidrocarburos adopta el Sistema de Gestión de Recursos Petroleros (PRMS) para la evaluación y consolidación de Reservas de la Nación. Con el fin de estandarizar el fundamento de referencia para el análisis de evaluación y verificación de las Reservas.

En la Tabla 1 se puede observar las reservas de hidrocarburos de México al 1 de enero de 2018 por categorías probadas, probables y posibles.

Tabla 1 Reservas de hidrocarburos de México al 1 de enero del 2018 Fuente: CNH.

<i>Categoría</i>	<i>Aceite (mmb)</i>	<i>Gas (mmpc)</i>	<i>PCE (mmbpce)</i>
1P	6464.2	10022.4	8483.7
2P	12280.7	19377.9	16161.9
3P	19419.8	30020.4	25466.7

Histórico de Reservas de Hidrocarburos en México 2014-2018.

En los gráficos 1 y 2 se muestra la evolución de las reservas de hidrocarburos del 1 de enero del 2014 al 1 de enero del 2018, clasificadas como reservas probadas, probables y posibles, los gráficos muestran una clara disminución en las reservas por lo que es necesario incorporar reservas mediante la exploración de nuevos campos ya que no se han incorporado a la misma velocidad a la que se han explotado los campos, esto debido a que son en su mayoría campos maduros.

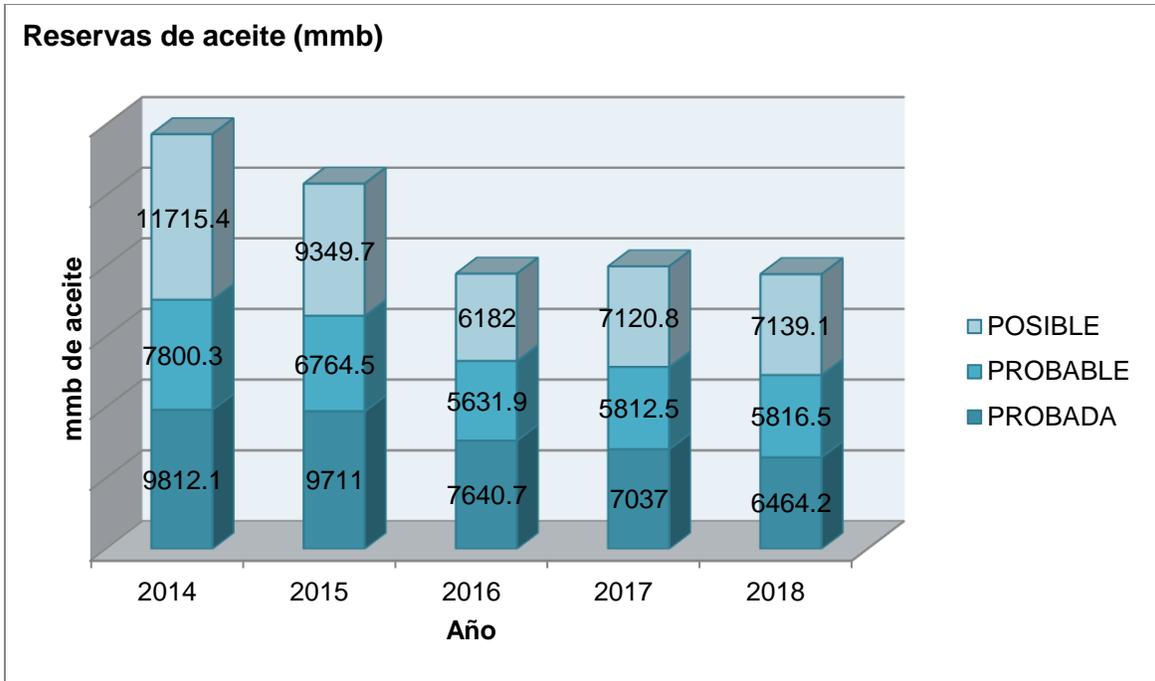


Gráfico 1. Histórico de las reservas de aceite en México 2014-2018. Fuente: CNH

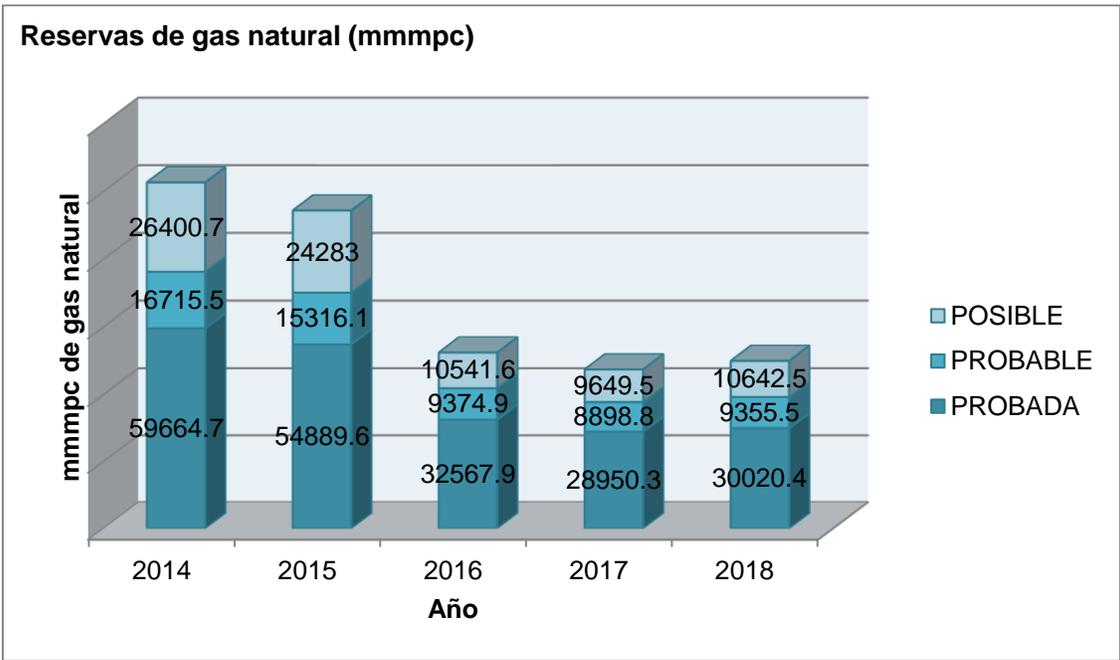


Gráfico 2. Histórico de las reservas de gas natural en México 2014-2018.

Fuente: CNH

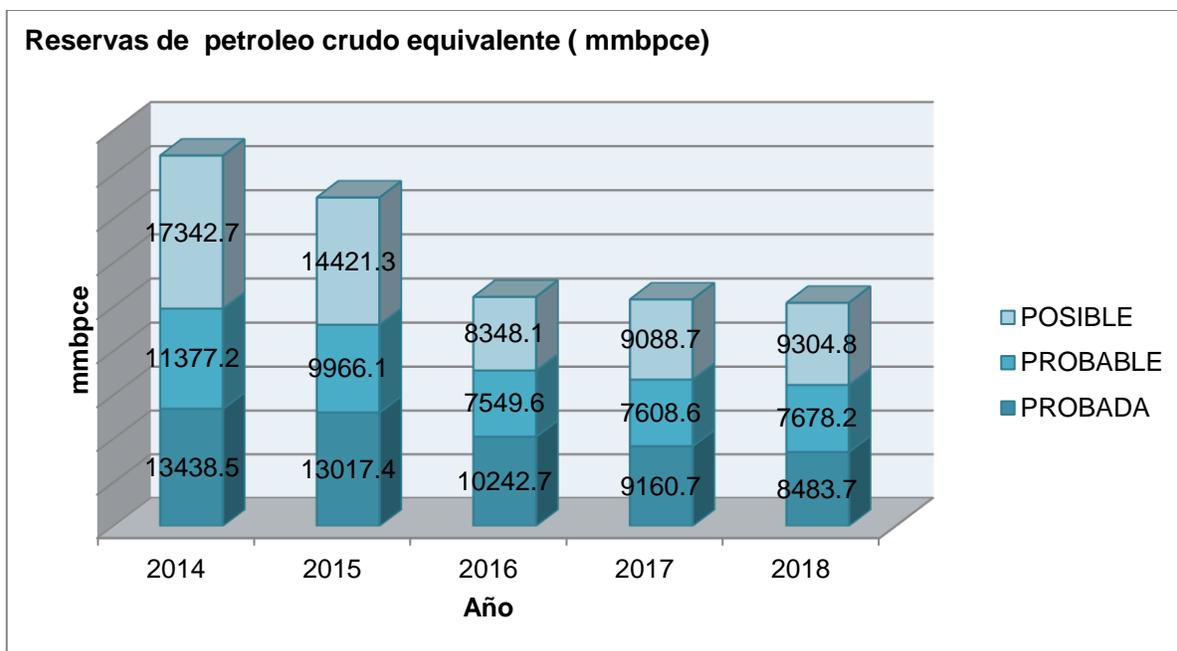


Gráfico 3. Histórico de las reservas de petróleo crudo equivalente en México 2014-2018.

Fuente: CNH

La tabla 2 muestra la distribución de reservas que se tienen de acuerdo a la ubicación de las cuencas petroleras, con lo que se muestra la importancia de las reservas por zonas petroleras.

Tabla 2 Distribución de Reservas por ubicación. Fuente: CNH 2018

	Aceite			Gas			Petróleo crudo equivalente		
	1P	2P	3P	1P	2P	3P	1P	2P	3P
Aguas Someras	5053.2	8995.5	13340	4545.2	7461.5	10399.4	5952.8	10442.2	15338.8
Aguas Profundas	-	-	498.9	361.7	937.8	2002.4	63.5	164.7	876.8
Terrestres	1411	3285.2	5580.9	5115.5	10978.6	17618.6	2467.4	5555	9251.2
TOTAL	6464.2	12280.7	19419.8	10022.4	19377.9	30020.4	8483.7	16162	25466.8

1.1.3 Producción

La producción de hidrocarburos líquidos y gas natural a partir del 2014 y hasta febrero del 2019, se muestra en los gráficos 3 y 4 en los que se puede observar una disminución de la producción mostrando la importancia de la producción en aguas someras para México.

Tabla 3 Producción de hidrocarburos líquidos. Fuente: PEMEX 2019.

Producción de hidrocarburos líquidos

Año	Total	Total, crudo	(miles de barriles diarios)						Condensados	Líquidos del gas
			Petróleo crudo			Por bloques				
			Por tipo			Aguas someras	Sur	Norte		
			Pesado	Ligero	Superligero					
2014	2788	2429	1226	864	299	1851	452	125	0	359
2015	2591	2267	1152	838	277	1760	394	113	0	324
2016	2458	2154	1103	785	266	1701	344	109	0	305
2017	2227	1948	1049	689	210	1584	267	98	0	279
2018	2071	1813	1073	553	188	1496	226	92	20	238
2019	1899	1660	1034	490	136	1356	216	88	20	219

Notas: Antes del 2017 los bloques Aguas Someras correspondían a las regiones marinas, el bloque Sur a la Región Sur y el bloque Norte a la Región Norte.

A partir de 2018 se separan los condensados producidos en campos de crudo.

Gráfico 4. Producción de hidrocarburos líquidos.

Fuente: PEMEX 2019.

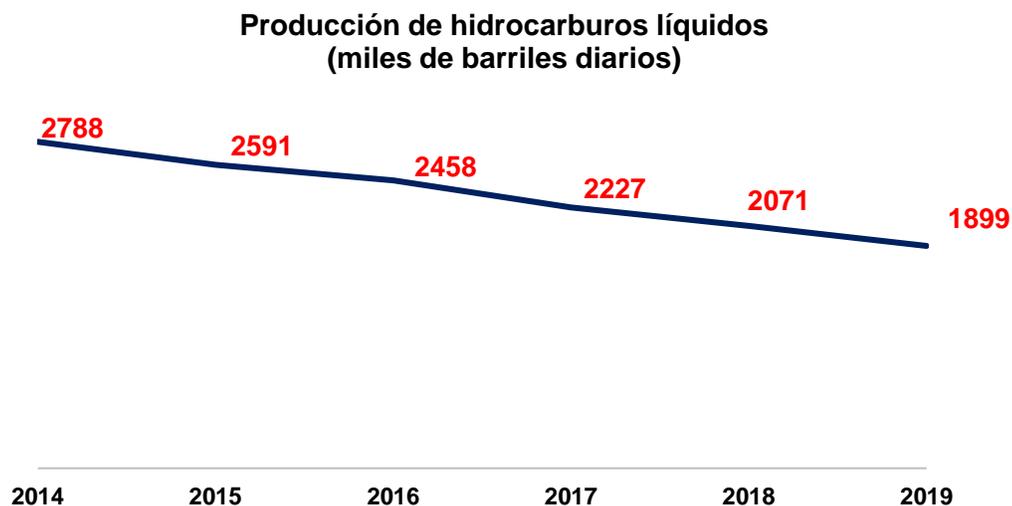


Tabla 4 Producción de gas natural. Fuente: PEMEX 2019

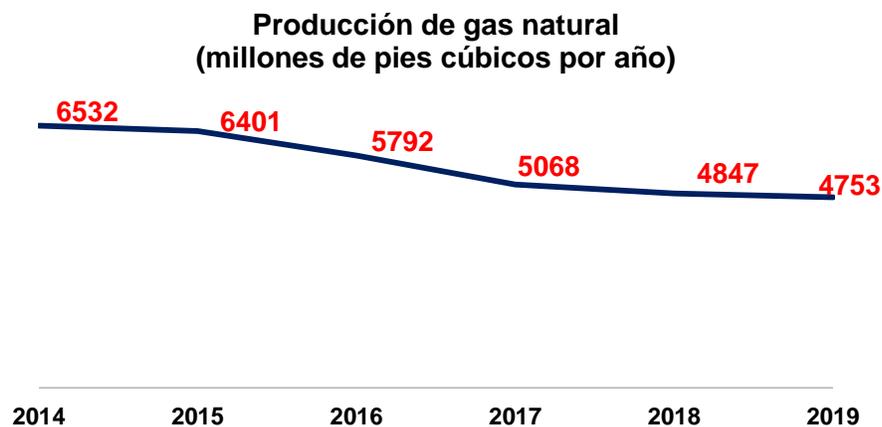
Año	Total	Producción de gas natural (millones de pies cúbicos por año)					
		Gas natural			Por bloques		
		Por tipo		No asociado	Aguas someras	Sur	Norte
		Asociado	Gas hidrocarburo				
2014	6532	4046	774	1712	3088	151	1929
2015	6401	3929	897	1575	3283	138	1738
2016	5792	3615	926	1252	3115	125	1428
2017	5068	3194	863	1011	2888	101	1169
2018	4847	2844	961	1042	2931	885	1031
2019	4753	2745	1025	983	2907	870	976

Nota: Antes del 2017 los bloques Aguas Someras correspondían a las regiones marinas, el bloque Sur a la Región Sur y el bloque Norte a la Región Norte.

El gráfico 5 muestra la producción de gas natural en los años siguientes en el que se aplicó la reforma energética, aun sin incorporación de reservas o producción por parte de empresas internacionales.

Gráfico 5. Producción de gas natural.

Fuente: PEMEX 2019.



1.2 Reestructuración del sector petrolero mexicano a partir de la Reforma Energética del 2013.

1.2.1 Reforma Energética

El desarrollo económico y social de México se encuentra basado en gran medida en sus recursos energéticos.

Sin embargo, el sector petrolero mexicano se encuentra atravesando una crisis debido a la disminución de hidrocarburos, así como la falta de inversión en la industria y el cambio de precios del barril. La producción de petróleo pasó de 3.4 millones de barriles diarios en 2004, a 2.5 millones de barriles diarios en 2013. Y en la actualidad la producción es de 1.705 millones de barriles diarios (2020).

Los yacimientos convencionales de hidrocarburos de donde se extraía la mayor parte de la producción se encuentran en declive por lo que México tendrá que explotar yacimientos no convencionales; en los cuales a pesar de tener importantes reservas, carece de capacidad técnica y financiera para poder explotar de forma rentable estos recursos.

Uno de los grandes retos al desarrollar este tipo de yacimientos era el marco constitucional que se tenía en el país, ya que PEMEX era el único operador encargado de llevar a cabo todas las actividades relacionadas con la industria petrolera del país.

La Reforma Energética surge de la evaluación y estudio del sector energético mexicano con el fin de modernizarlo e impulsar su desarrollo.⁴

Siendo sus principios objetivos:

- El Estado Mexicano mantiene la propiedad del petróleo e hidrocarburos sólidos o gaseosos que se encuentren en el subsuelo.
- La participación de terceros en el sector de hidrocarburos a través de distintos tipos de contratos y un nuevo régimen fiscal.
- Promoción del desarrollo de la industria nacional, garantizando estándares internacionales de eficiencia, calidad y confiabilidad de suministro, transparencia y la rendición de cuentas.
- Combatir la corrupción en el sector energético.

⁴SENER. (2015). Explicación ampliada de la Reforma Energética. 2019, de SENER Sitio web: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/10233/Explicacion_ampliada_de_la_Reforma_Energetica1.pdf

- Modernización y fortalecimiento de PEMEX como Empresa Productiva del Estado.
- Atraer mayor inversión al sector energético mexicano para impulsar el desarrollo del país.
- Propiciar la competitividad dentro del sector energético garantizando un mayor abasto de energéticos a mejores precios.
- Impulsar el desarrollo del sector energético del país con responsabilidad social y protección al medio ambiente.
- Desarrollar los recursos no convencionales con los que cuenta el país.
- Incrementar las reservas de hidrocarburos.
- Garantizar el almacenamiento y suministro energético en el país.
- Fortalecer a los Órganos Reguladores en Materia Energética: Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y Comisión Reguladora de Energía

1.2.2 Marco Regulatorio

Con la Reforma Energética se realizaron modificaciones a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, estableciendo un nuevo ámbito regulatorio que permitiera la participación de empresas privadas en las actividades de exploración y producción de hidrocarburos a través de diferentes modelos de contratación, con el objetivo de promover la inversión y propiciar la competencia. Para ello fueron modificadas 12 Leyes y 9 más fueron creadas.



Fig. 15 Marco regulatorio en materia energética. Fuente: PEMEX

1.2.2.1 Reforma Constitucional (Art. 25, 27,28)

La tabla 5 muestra los principales cambios realizados a los Artículos 25, 27, 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos posterior a la implementación de la Reforma Energética:

Tabla 5 Modificación a los Artículos 25, 27,28 de la Constitución.

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (Art. 25, 27 y 28)	
Artículos antes de la reforma energética DOF 11-06-2013	Artículos modificados después de la reforma energética DOF 27-01-2016
<p>Artículo 25. El estado tendrá la rectoría de desarrollar, planear, y conducir la economía nacional, tendrá a su cargo de manera exclusiva áreas estratégicas para el desarrollo del país, no constituirá monopolios en materia de hidrocarburos y se encargara de proteger la seguridad y la soberanía de la nación y al otorgar concesiones o permisos mantendrá la propiedad y el control sobre los organismos que en su caso se establezcan.</p>	<p>Artículo 25. Se adiciono el control del estado sobre las empresas productivas del estado tratándose de la exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos, la nación llevará a cabo dichas actividades de acuerdo a lo establecido en el artículo 27 donde se menciona que se podrán otorgar contratos o asignaciones a particulares con la finalidad de obtener ingresos para el estado y contribuir al desarrollo económico nacional. En las actividades citadas la ley establecerá las normas relativas a la administración, organización, funcionamiento, procedimientos de contratación y demás actos jurídicos que celebren las empresas productivas del Estado, así como el régimen de remuneraciones.</p>

<p>Artículo 27.</p> <p>Este artículo establece que las tierras y aguas así como los recursos naturales, yacimientos, combustibles, petróleos etc., dentro de los límites de la nación corresponden al estado.</p> <p>El dominio de la Nación es inalienable e imprescriptible y la explotación, el uso o el aprovechamiento de los recursos, por particulares o por sociedades constituidas conforme a las leyes mexicanas, no podrá realizarse sino es por concesiones, otorgadas por el Ejecutivo Federal, de acuerdo con las reglas y condiciones que establezcan las leyes.</p>	<p>Artículo 27.</p> <p>Se adiciona tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo a largo plazo de la Nación, ésta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado.</p> <p>Para cumplir con el objeto de dichas asignaciones o contratos las empresas productivas del Estado podrán contratar particulares. En cualquier caso, los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación.</p>
<p>Artículo 28.</p> <p>Se menciona que en México se prohíben los monopolios en áreas estratégicas para la nación como: correos, telégrafos y radiotelegrafía; petróleo y los demás hidrocarburos; petroquímica básica; minerales radioactivos y generación de energía nuclear.</p> <p>El Estado tendrá un banco central que será autónomo en el ejercicio de sus funciones y en su administración. Su objetivo prioritario será procurar la estabilidad del poder adquisitivo.</p>	<p>Artículo 28.</p> <p>El Estado contará con un fideicomiso público denominado Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, cuya Institución Financiera será el banco central y tendrá por objeto, en los términos que establezca la ley, recibir, administrar y distribuir los ingresos derivados de las asignaciones y contratos a que se refiere el artículo 27 de la Constitución, con excepción de los impuestos.</p>

1.2.2.2 Legislación secundaria

Las leyes secundarias definen, los mecanismos a través de los cuales el Estado podrá llevar a cabo las actividades de exploración y producción de hidrocarburos. La reforma constitucional establece que las leyes secundarias serán las encargadas de regular los tipos de contratos que el estado podrá utilizar, tales contratos serán entre otros: de servicios, de utilidad compartida, producción compartida o de licencia.⁵

Para el proceso de diseño, otorgamiento, operación y administración de los contratos se propone un esquema de pesos y contrapesos que contempla la participación de SENER, SHCP, CNH, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos y el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo. Lo anterior garantizará que los contratos maximicen los beneficios a la Nación de forma sostenida, sustentable y transparente. El mecanismo institucional de pesos y contrapesos propuesto contempla lo siguiente: 21 leyes secundarias (12 modificadas y 9 leyes nuevas) que regulan el sector energético mexicano:

Tabla 6 Leyes secundarias. Fuente: PEMEX

NUEVAS LEYES	LEYES MODIFICADAS
<i>Ley de hidrocarburos, Art. 25, 27 y 28</i>	Ley de Adquisición, Arrendamiento y Servicios del Sector Público, Art. 134
<i>Ley de inversión extranjera</i>	Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados, Art. 134
<i>Ley de Minería, Art. 27</i>	Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, Art. 28
<i>Ley de Asociaciones Publico Privadas, Art. 25 y 134</i>	Ley Orgánica de la Administración Pública Federal
<i>Ley de la Industria Eléctrica, Art. 28</i>	Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, Art. 27
<i>Ley de Energía Geotérmica</i>	Ley Federal de Derechos
<i>Ley de Aguas Nacionales, Art. 27</i>	Ley de Coordinación Fiscal

⁵ SENER. (2015). Explicación ampliada de la Reforma Energética. 2019, de SENER Sitio web: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/10233/Explicacion_ampliada_de_la_Reforma_Energetica1.pdf

<i>Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos</i>	Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, Art. 27 y 28
<i>Ley de Petróleos Mexicanos, Art. 25</i>	Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, Art. 74, 75, 126, 127 y 134
<i>Ley de la Comisión Federal de Electricidad, Art. 25</i>	Ley General de Deuda Pública
<i>Ley Federal de las Entidades Paraestatales, Art. 90</i>	

A continuación se describen algunos de los objetivos de las leyes más importantes en materia de hidrocarburos.

Ley de Hidrocarburos

Tiene por objeto regular las siguientes actividades en territorio nacional:

- I. El reconocimiento, exploración superficial, la exploración y extracción de Hidrocarburos.
- II. El tratamiento, refinación, enajenación, comercialización, transporte y almacenamiento del petróleo.
- III. El procesamiento, compresión, licuefacción, descompresión y regasificación, así como el transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y expendio al público de gas natural.
- IV. El transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y expendio al público de petrolíferos.
- V. El Transporte por ducto y el Almacenamiento que se encuentre vinculado a ductos, de Petroquímicos.

Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Tiene como objeto crear la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y operativa en actividades de desmantelamiento y abandono de instalaciones así

como el control integral de los residuos y emisiones contaminantes y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, como un órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, con autonomía técnica y de gestión.

Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos

Tiene por objeto establecer:

I. El régimen de los ingresos que recibirá el Estado Mexicano derivados de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos que se realicen a través de las Asignaciones y Contratos así como las Contraprestaciones que se establecerán en los Contratos.

II. Las disposiciones sobre la administración y supervisión de los aspectos financieros de los Contratos.

III. Las obligaciones en materia de transparencia y rendición de cuentas respecto de los recursos a que se refiere el presente ordenamiento.

Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética

Tiene por objeto regular la organización y funcionamiento de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y establecer sus competencias.

Los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética serán las siguientes dependencias del Poder Ejecutivo Federal:

I. La Comisión Nacional de Hidrocarburos.

II. La Comisión Reguladora de Energía.

Los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética tendrán autonomía técnica, operativa y de gestión. Contarán con personalidad jurídica y podrán disponer de los ingresos derivados de los derechos y los aprovechamientos que se establezcan por los servicios que prestan conforme a sus atribuciones y facultades.

Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo

Tiene por objeto establecer las normas para la constitución y operación del Fondo Mexicano del Petróleo para la estabilización y el desarrollo, el cual tendrá como fin recibir, administrar, invertir y distribuir los ingresos derivados de las asignaciones y los contratos

Fue creado mediante reforma constitucional, con el fin de administrar y transparentar el origen y destino de los ingresos petroleros, administrar los aspectos financieros de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, así como constituir y administrar una reserva de ahorro de largo plazo.

1.2.3 Instituciones

El nuevo modelo energético establece una clara distribución de roles. Como se muestra en la figura 16, iniciando con las entidades gubernamentales encargadas de licitar y otorgar los contratos pasando por las entidades regulatorias hasta terminar con las empresas operadoras.



Fig. 16 Instituciones que regulan el sector energético en México. Fuente: PEMEX.

1.2.3.1 SENER

La Secretaría de Energía (SENER) en materia de exploración y extracción de Hidrocarburos tiene la facultad de establecer, conducir y coordinar la política energética, la



adjudicación de asignaciones y la selección de áreas que podrán ser objeto de los contratos, con la asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos; el diseño técnico de dichos contratos y los lineamientos técnicos que deberán observarse en el proceso de licitación; así como el otorgamiento de permisos para el tratamiento y refinación del petróleo así como el procesamiento de gas natural.⁶

1.2.3.2 SHCP

La Secretaría entre otras facultades, establece las condiciones económicas de las licitaciones y de los contratos relativos a los términos fiscales que permitan a la Nación obtener en tiempo ingresos que contribuyan a su desarrollo de largo plazo.



1.2.3.3 FMP

El Fondo Mexicano del Petróleo tiene como fin recibir, administrar, invertir y distribuir los ingresos derivados de las asignaciones y los contratos, con excepción de los impuestos.



Se encarga de:

- I. Recibir los ingresos derivados de las asignaciones y contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, posteriormente transferirlos a la tesorería de la Federación, a los fondos de estabilización y fondos sectoriales conforme a las disposiciones aplicables.
- II. Administrar los aspectos financieros de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, es decir, aquellos relacionados con el cálculo y pago de las contraprestaciones para el estado y los contratistas.
- III. Constituir y administrar una reserva para el ahorro de largo plazo con recursos remanentes de las transferencias antes mencionadas al Gobierno Federal una vez que éstas rebasen en un año el 4.7% del PIB.

⁶ SENER. (2015). Explicación ampliada de la Reforma Energética. 2019, de SENER Sitio web: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/10233/Explicacion_ampliada_de_la_Reforma_Energetica1.pdf

Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética

1.2.3.4 CNH



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Entre sus funciones principales están:

- I. Regular y supervisar el reconocimiento y la exploración superficial, así como la exploración y la extracción de hidrocarburos, incluyendo su recolección desde los puntos de producción y hasta su integración al sistema de transporte y almacenamiento.
- II. Licitación y suscripción de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.
- III. Administrar, en materia técnica, las asignaciones y contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, la supervisión de los planes de extracción que maximicen la productividad del campo en tiempo así como la regulación en materia de exploración y extracción de hidrocarburos.
- IV. Prestar asesoría técnica a la Secretaría de Energía en materia de Energía.
- V. Llevar a cabo la recopilación de información geológica y operativa.

1.2.3.5 CRE

Deberá regular y promover el desarrollo eficiente de las siguientes actividades:



- I. Transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción y regasificación, así como el expendio al público de petróleo, gas natural, gas licuado de petróleo, petrolífero y petroquímico.
- II. El transporte por ductos, almacenamiento, distribución y expendio al público de bioenergéticas.
- III. En materia de hidrocarburos, la regulación y otorgamiento de permisos para el almacenamiento, transporte y distribución por ductos de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos; la regulación de acceso de terceros a los ductos de transporte y al almacenamiento de hidrocarburos y sus derivados, y la regulación de las ventas de primera mano de dichos productos.

1.2.3.6 ASEA (Entidad Operadora)

La Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA), es un órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, con autonomía técnica y de gestión.



La ASEA tiene por objeto la protección de las personas, el medio ambiente y las instalaciones del sector hidrocarburos a través de la regulación y supervisión de:

- I. La Seguridad Industrial y operativa.
- II. Las actividades de desmantelamiento y abandono de instalaciones.
- III. El control integral de los residuos y emisiones contaminantes.

1.2.3.7 CENAGAS (Entidad Operadora)

Es un organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, sectorizado a la Secretaría de Energía, con personalidad jurídica y patrimonio propio.



Su misión es garantizar la gestión, transporte y almacenamiento necesarios para el abasto seguro, confiable y eficiente de gas natural en el país.

Opera con 2 roles:

- I. Como gestor del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS)
- II. Transportista de gas natural, operando y manteniendo ductos propios.

SISTRANGAS: Tiene por objetivo ampliar la cobertura o aportar beneficios en términos de mejoras en las condiciones de seguridad, continuidad, calidad, tarifas competitivas y eficiencia en la prestación de los servicios.⁷

⁷ Centro Nacional de Control del Gas Natural. (2018). Gestión de Capacidad de Transporte del SISTRANGAS. 2020, de Gobierno de México Sitio web: <https://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/preguntas-frecuentes-gct>

1.2.3.8 Petróleos Mexicanos (Empresa Productiva del Estado)

Petróleos Mexicanos es una empresa productiva del estado, de propiedad exclusiva del Gobierno Federal, con personalidad jurídica, patrimonio propio con autonomía técnica, operativa y de gestión.

Tiene como fin el desarrollo de actividades empresariales, económicas, industriales y comerciales en términos de su objeto, generando valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano. Tiene por objeto llevar a cabo, en términos de la legislación aplicable, la exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, así como su recolección, venta y comercialización.

Asimismo, Petróleos Mexicanos podrá llevar a cabo las actividades siguientes:

- I. La refinación, transformación, transporte, almacenamiento, distribución, venta, exportación e importación de hidrocarburos y de los productos que se obtengan de su refinación o procesamiento así como sus residuos y la prestación de servicios relacionados con dichas actividades.
- II. El procesamiento de gas y las actividades industriales y comerciales de la petroquímica.
- III. El desarrollo y ejecución de proyectos de ingeniería, investigación, actividades geológicas, geofísicas, supervisión, prestación de servicios a terceros y todas aquellas relacionadas con la exploración, extracción así como actividades que interfieren con los precios de mercado.
- IV. La investigación, desarrollo e implementación de fuentes de energía distintas a las derivadas de los hidrocarburos que le permitan cumplir con su objetivo, así como la generación y comercialización de energía eléctrica conforme a las disposiciones aplicables.
- V. La investigación y desarrollo tecnológico requerido para las actividades que realice en la industria petrolera, petroquímica y química, la comercialización de productos y servicios tecnológicos resultantes de la investigación, así como la formación de recursos humanos altamente especializados; estas actividades las podrá realizar directamente, a través del Instituto Mexicano del Petróleo, o a través de cualquier tercero especializado.
- VI. El aprovechamiento y administración de inmuebles, de la propiedad industrial y la tecnología de que disponga.

- VII. La comercialización de productos de fabricación propia a través de redes de comercialización, así como la prestación de servicios vinculados a su consumo o utilización
- VIII. La adquisición, tenencia o participación en la composición accionaria de sociedades con objeto similar, análogo o compatible con su propio objeto.
- IX. Las demás actividades necesarias para el cabal cumplimiento de su objeto.

Reestructuración de Petr6leos Mexicanos

A continuaci6n se muestra un comparativo de las actividades que realizara Pemex con los cambios efectuados en la Reforma energ6tica y las actividades que realizaba anteriormente.

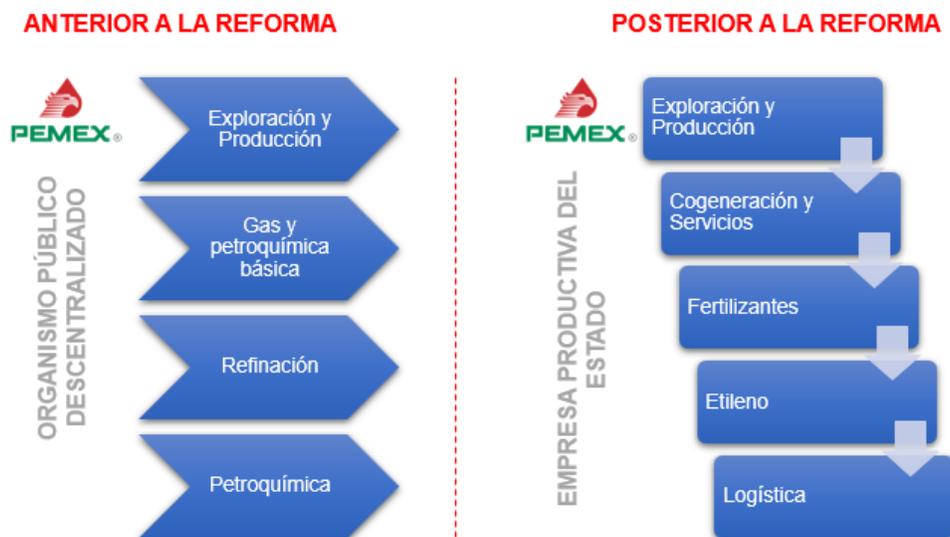


Fig. 17 Reorganizaci6n de PEMEX a partir de la Reforma Energ6tica del 2013. Fuente: PEMEX

A continuaci6n se describen algunas de las actividades que realiza Pemex a partir de la aplicaci6n de la reforma energ6tica.

- I. Exploraci6n y producci6n del petr6leo e hidrocarburos en M6xico y el extranjero
- II. Cogeneraci6n y servicios: Generaci6n, suministro y comercializaci6n de energ6a el6ctrica y t6rmica, para PEMEX y terceros.
- III. Fertilizantes: Producci6n, distribuci6n, servicios y comercializaci6n de amoniaco, fertilizantes y sus derivados.
- IV. Etileno: Producci6n, distribuci6n y comercializaci6n de derivados del metano, etano y del propileno.

- V. Logística: Transporte y almacenamiento de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos por ducto, medios marítimos y terrestres, tanto para PEMEX como para terceros.
- VI. Perforación y servicios: Perforación, terminación, reparación y servicios a pozos.
- VII. Transformación industrial: Refinación, transformación, procesamiento y comercialización de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos.

Capítulo 2. Contratos de exploración y producción de hidrocarburos en México

2.1 Modelos anteriores a la Reforma Energética

2.1.1 Contratos de obra pública financiada (COPF)

El 30 mayo de 2001 se aprobó un nuevo esquema contractual y complementario a los utilizados en PEP denominado Contratos de Servicios Múltiples (CSM) más tarde Pemex Exploración y producción (considero conveniente utilizar el término legal Contratos de Obra Pública Financiada COPF).

Los COPF son esquemas contractuales entre PEP y contratistas para la ejecución de obras, con el fin de incrementar la capacidad financiera de PEMEX, a través de la producción de campos (bloques).

Algunos ejemplos de modalidad de contratos COPF son llevadas a cabo en licitaciones de bloques productivos en la región norte del país denominados “Bloques Norte” ubicados dentro de la Cuenca de Burgos que abarca los estados de Nuevo León, Tamaulipas y Coahuila. Los COPFs celebrados fueron para los bloques: Misión, Cuervito, Fronterizo, Olmos, Nejo y Monclova.

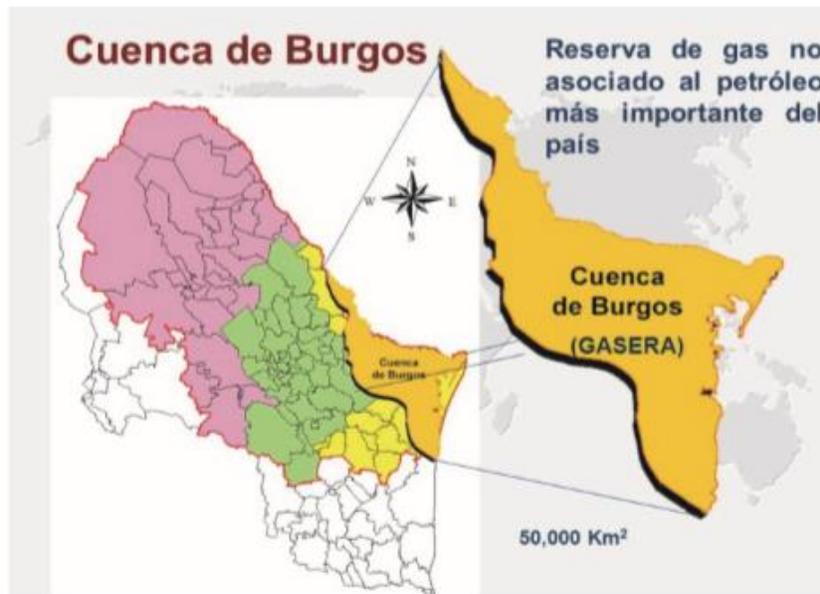


Fig. 18 Localización geográfica Bloque Norte Fuente: PEMEX, 2012.

Características principales

En este tipo de esquema contractual se mantiene la propiedad del estado sobre los hidrocarburos in situ, así como de las obras que se lleven a cabo.

En dichos contratos la ejecución de la obra o servicio se agrupa en tres fases: desarrollo-exploración, infraestructura y mantenimiento; de las cuales los contratistas asumen bajo su propio riesgo los costos y estiman el volumen de reservas probadas que deberán ser entregadas a PEP así como la cantidad máxima de producción de gas natural.

Los trabajos por desarrollar para cada etapa por parte del contratista comprenden:

- Desarrollo: Construcción y reparación de caminos de acceso, preparación de las localizaciones de pozos, perforación de pozos, terminación y estimulación de pozos, reparaciones mayores y construcción de líneas de recolección.
- Exploración: Elaboración de modelos geológicos, adquisición de datos geológicos y perforación de pozos.
- Infraestructura: Construcción y reparación de caminos de acceso, reparación de los lugares necesarios para los bienes requeridos, construcción e instalación de compresores y medidores, gasoductos o bien cualquier planta o equipo para el acondicionamiento del gas y control de puntos de condensación.
- Mantenimiento: Instalaciones de deshidratación, acondicionamiento de gas, de control de puntos de condensación y compresores hacia las líneas de recolección, así como de los sistemas de monitoreo y supervisión en el área de trabajo, de las mediciones de gas, condensados y licuables, de equipos complementarios y de limpieza.

2.1.2 Contratos de servicios múltiples (CSM)

Los Contratos de Servicios Múltiples (CSM) son una modalidad de contratación utilizada por Pemex Exploración y Producción (PEP) desde 2004. Se crearon con la finalidad de incrementar las reservas y la producción, así como reducir las importaciones de gas no asociado; mediante la participación de compañías privadas con capacidad técnica y financiera para proveer servicios especializados en geo ciencias, ingeniería y otras materias.

Forman parte de la familia de contratos de servicios operativos que surgieron a finales de la década de los 80's en países con limitaciones a la inversión y que

decidieron aprovechar el capital y la experiencia de compañías petroleras internacionales. Este tipo de contratos han sido implementados en países como Argelia, Kuwait, Irán, Irak y Venezuela

Los contratos de servicios múltiples no son acuerdos o convenios de explotación. La compañía prestadora del servicio no adquiere la propiedad de los hidrocarburos en el subsuelo ni los derechos de extracción o derechos sobre la producción. El contratista no asume el riesgo geológico ni el de mercado. El pago por el servicio no está atado a las reservas descubiertas, la producción o las ventas.

Características principales.

A través de un contrato de servicios múltiples, PEMEX exploración y producción, adjudica a una compañía petrolera, nacional o extranjera, la exploración y extracción de gas natural no asociado de un área o bloque específico donde el contratista es el único facultado para realizar dichas actividades. Los hidrocarburos (gas y condensado) extraídos son entregados a PEP para su comercialización. El contrato dura el tiempo necesario para la realización de la obra o la prestación del servicio. El contratista se desempeña como operador y aporta capital, tecnología y personal, goza de libertad para subcontratar todo con excepción de la administración del proyecto. Recibe incentivos para que explore y maximizar la producción. El reembolso de inversiones, costos y gastos queda condicionado a que el proyecto genere ingresos pues la única fuente de ingresos es la venta de la producción. El monto que se paga mensualmente, se encuentra sujeto a sus reglas y límites de precios y depende del volumen de trabajos realizados y de un catálogo de precios unitarios. El pago de los derechos de extracción de hidrocarburos queda a cargo de PEP; en cambio, el contratista sólo está sujeto al impuesto sobre la renta.

La relación de jerarquía se establece al reconocer que las actividades de exploración, explotación, elaboración y ventas de primera mano de gas son actividades reservadas a la nación mexicana, de ahí que el contratista ejecutará los trabajos para beneficio de PEP, el cual ejercerá el control y supervisará permanente las obras y tomará decisiones fundamentales según lo requiera el contrato. El texto contractual señala que no otorga derecho alguno a favor del contratista sobre los yacimientos, las reservas e hidrocarburos que son propiedad exclusiva de PEP, al igual que los pozos y la infraestructura. El contrato excluye explícitamente la posibilidad de que el contratista reciba porcentajes de los hidrocarburos producidos, participe o reciba beneficios derivados de los resultados de la explotación y establece que los pagos serán en efectivo.

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

PEMEX, como titular de asignaciones para la operación de más de 490 bloques en México y principal titular de Contratos para Exploración y Extracción (CEE), implemento la modalidad de contratos de servicios con empresas operadoras y de servicios con la capacidad de prestar servicios integrales, para asistirlo en la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos en los bloques que se seleccione para tal efecto, con el objetivo de incrementar la producción y reducir el costo de operación de la extracción de hidrocarburos los cuales serán propiedad de PEMEX. En cuanto al prestador de servicios (PS) deberá cumplir con la regulación en materia de contenido nacional incluyendo la que se desprende del título de asignación correspondiente.⁸

Pemex es y continuará siendo el Operador del Área Contractual. Todos los servicios se prestarán bajo la autorización y supervisión de Pemex. Los servicios se identificarán con base en un plan de desarrollo integral del Área Contractual (el “Plan de Desarrollo”), y serán ejecutados a través de programas anuales de trabajo (los “Programas Anuales de Trabajo”), que serán elaborados por él y aprobados previamente por Pemex.

Algunos de los servicios integrales que el prestador de servicios puede ofrecer son: reprocesamiento sísmico 3D, los estudios técnicos necesarios para perforar los pozos de desarrollo y exploratorios, rehabilitación de pozos existentes, estudio e implementación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, así como la operación y mantenimiento de instalaciones existentes en el Área Contractual antes del punto en donde se medirán los hidrocarburos. Si se lleva a cabo la construcción y operación de instalaciones nuevas, éstas serán consideradas como parte de los Servicios y pasarán a ser propiedad de Pemex. Las actividades de abandono y recuperación que se requieran durante la vigencia del contrato correspondiente también formarán parte de los Servicios.

⁸ Petróleos Mexicanos. (nd). Hoja de Términos y Condiciones Contrato de Servicios Integrales de Exploración y Extracción (CSIEE). 29 abril, 2019, de Petróleos Mexicanos Sitio web: http://www.pemex.com/procura/procedimientos-de-contratacion/proyectosdebases/Lists/ProyectosBasesPEP/Attachments/12/02_Terminos_y_Condiciones.pdf.

A continuación se nombrarán algunas de las contraprestaciones e indicadores de desempeño con el cual se miden este tipo de contratos.

Contraprestación

La contraprestación al PS será pagada en efectivo, cada mes, la contraprestación será equivalente a una tarifa por barril de aceite neto y otra por millar de pie cúbico de gas neto producido en el área contractual. La prioridad de pagos mensuales se ejecutará en el siguiente orden: a partir del ingreso disponible derivado del propio proyecto, se pagarán los impuestos y derechos que establece la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos a cargo de Pemex, posteriormente Pemex mantendrá un flujo neto mínimo, el remanente conformará el flujo de efectivo disponible que se utilizará para el pago al PS. Cualquier cantidad restante se destinará a Pemex.

La Contraprestación se determinará conforme a lo siguiente:

- Periodo Inicial. El PS recibirá una tarifa fija equivalente al monto del Opex (“Tarifa 1” o “T1”) que representa la operación y el mantenimiento el cual será definida por Pemex y divulgada en las bases de concurso.
- Periodo de Desarrollo. El PS recibirá un pago mensual equivalente a dos tarifas (“T2 aceite” y otra “T2 gas”) que serán las que hayan sido ofertadas por el PS, y serán pagadas por la producción real (“Q real”) siempre y cuando ésta sea menor o igual a la producción de referencia de hidrocarburos establecida por Pemex (“Q referencia”) en el Área Contractual y entregada durante el Periodo de Desarrollo. Para el caso en que la producción Q real sea mayor que la producción Q referencia, esta producción incremental se pagará al PS mediante dos tarifas, “T3 aceite” y “T3 gas”, durante el Periodo de Desarrollo.
- La Q de referencia será definida en las bases de concurso.

Cualquier parte de la contraprestación que no sea pagada en un mes (la “Cantidad Diferida”), será pagada cuando exista flujo de efectivo disponible suficiente para cubrirla. No se pagarán intereses sobre cualquier cantidad diferida. En caso de que al término de la vigencia exista una cantidad diferida, la obligación de pago de dicha cantidad se extinguirá.

Pemex creará una cuenta de resguardo para aislar los ingresos producto de la venta de los hidrocarburos generados en este proyecto. El pago de la Contraprestación se hará únicamente con estos recursos.

Indicadores de Desempeño

Los siguientes son los Indicadores de Desempeño:

1. Producción Acumulada: Si el volumen de hidrocarburos netos acumulados efectivamente producidos en un semestre es menor al 90% del volumen de hidrocarburos netos acumulados programados para dicho semestre en el programa anual de trabajo vigente, el PS recibirá una calificación igual a 0. Si el volumen es igual o superior al 90%, el PS recibirá una calificación igual a 1. El PS incumplirá con este Indicador de Desempeño si recibe una calificación de 0 durante dos semestres consecutivos o en tres ocasiones acumuladas durante la vigencia del contrato.
2. Actividades Operativas: Si la cantidad de actividades de perforación u otras actividades operativas mayores (como reparaciones de pozos) llevadas a cabo en un semestre es menor al 90% de la cantidad de actividades programadas para dicho semestre en el Programa Anual de Trabajo vigente, el PS recibirá una calificación igual a 0. Si la cantidad es igual o superior al 90%, el PS recibirá una calificación igual a 1. El PS incumplirá con este Indicador de desempeño si recibe una calificación de 0 durante dos semestres consecutivos o en tres ocasiones acumuladas durante la vigencia del contrato.

Durante el Periodo Inicial se verificará mensualmente la producción del mes y la acumulada, en caso de incumplimiento respecto a la producción programada se aplicarán penalizaciones.

2.2 Modelos actuales

A partir de la reforma energética se han establecido nuevos modelos de contratos los cuales se trabajan bajo licitaciones de algunos de los campos petroleros en nuestro país, esperando que contribuyan al desarrollo de la industria petrolera en México.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) será la encargada de licitar los campos petroleros y con asistencia de la Secretaria de Energía serán las encargadas de determinar el tipo de contrato de acuerdo a las características de los campos, ya sean con contratos con empresas particulares o PEMEX como empresa productiva del estado.

Algunos de los contratos como producción compartida, utilidad compartida y licencia utilizan el mismo tipo de contraprestaciones por ejemplo:

Contraprestaciones a favor del estado:

- **Cuota contractual de fase exploratoria:** El contratista pagará mensualmente una cuota contractual de \$1,150 MXM por Km² durante los primeros 5 años (60 meses). A partir del mes 61 se pagará una cuota mensual de \$2,750MXM por Km².
- **Regalías:** El monto de las Regalías se determinará para cada tipo de hidrocarburo mediante la aplicación de tasas correspondientes a los ingresos brutos de la producción de hidrocarburos. Las regalías podrán aumentar si se incrementa el precio de los hidrocarburos. La regalía no se aplicará al gas natural no asociado, cuando el precio contractual del gas natural sea menor o igual a 5 dólares de los Estados Unidos de América por millón de BTU.

Los contratos que utilizan el mismo tipo de contraprestaciones además de las antes mencionadas son los contratos de producción compartida y utilidad compartida como se muestra a continuación:

Contraprestaciones a favor del estado:

- **Porcentaje de utilidad operativa:** La utilidad operativa se determinará cada periodo y será el resultado de disminuir el valor contractual de los hidrocarburos, el monto de las regalías efectivamente pagado por el contratista en el periodo, y la contraprestación correspondiente a la recuperación de costos, gastos e inversiones, en caso de las inversiones de activos fijos establecen porcentajes de deducción para los bienes utilizados en las actividades de exploración, desarrollo y explotación de yacimientos, así como aquellas relacionadas con infraestructura de almacenamiento y transporte
- **El estado podrá incluir límites a las deducciones totales aplicables por periodo:** Las inversiones que siendo deducibles rebasen el límite, podrán ser utilizadas en periodos posteriores. La deducción de las inversiones se realizará a partir de que el contratista realice las erogaciones relativas a las inversiones y en ningún caso la deducción podrá exceder el 100% del monto original de la inversión.

Contraprestaciones a favor del contratista:

- **Recuperación de costos:** Esta contraprestación será el monto equivalente a los costos, gastos e inversiones reconocidos conforme

a los lineamientos que para tal efecto emita la SHCP. En cada periodo, esta contraprestación no podrá ser mayor al límite de recuperación de costos. Cuando la contraprestación no sea pagada como consecuencia de la aplicación del límite de recuperación de costos, la cantidad correspondiente se podrá incluir en la recuperación de costos subsecuentes. En la recuperación de costos no se incluirán costos financieros, donativos, asesoría, aquéllos que se incurran por negligencia del contratista (por errores que pueden evitarse), servidumbre, derechos de vía, arrendamientos o adquisición de terrenos, uso de tecnologías propias (excepto que se cuente con un estudio de precios de transferencia), comisiones pagadas a corredores, gastos que no sean estrictamente indispensables, entre otros. En tanto no exista producción contractual, bajo ninguna circunstancia serán exigibles las contraprestaciones a favor del contratista ni se le otorgará anticipo alguno.

- **Remanente de la utilidad operativa:** El contratista obtendrá como contraprestación el remanente de la utilidad operativa después de cubrir el porcentaje que le corresponde al Estado Mexicano.
- **Forma de pago:** Las contraprestaciones a favor del contratista se pagan en especie, es decir, con una porción de la producción contractual.

Estas fueron las características que comparten los contratos derivados de la reforma energética, a continuación se mencionaran aquellas características únicas de cada contrato.

2.2.1 Producción compartida

Los contratos de producción compartida pueden celebrarse con un contratista elegido mediante una licitación previa, el cual puede ser una empresa o un consorcio de empresas petroleras privadas, además podrán asociarse con PEMEX. Una vez que los hidrocarburos son extraídos del subsuelo serán propiedad del estado mexicano y el contratista tendrá una contraprestación en especie la cual será proporcional a la producción.⁹

Los porcentajes de producción entre el contratista y el gobierno serán determinados mediante una tasa ya establecida en el contrato, la producción bruta se dividirá para recuperar los costos, algunos tendrán un límite de recuperación de costos o regalías, estos porcentajes dependen del tipo de campo ya sea convencional o no convencional, así como los riesgos que se asumen.

⁹ (2013). Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos: 2019 de DOF Sitio web:http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5327463&fecha=20/12/2013

Características:

- El contratista asumirá el riesgo de exploración y se encargara de desarrollar por si sólo el proyecto, siempre bajo la supervisión del estado.
- El contratista pagara regalías en especie al gobierno una vez que la producción haya iniciado.
- El contratista recupera algunos de sus costos con un porcentaje de la producción bruta después de regalías.
- El contratista paga los impuestos correspondientes al petróleo que se le haya asignado.
- Para los yacimientos no convencionales, la asignación de estos contratos debe de estar regida bajo criterios de eficiencia operativa con la finalidad de fortalecer los ingresos del gobierno.
- Los contratistas que realicen actividades en regiones marinas con tirante agua superior a 500 metros, podrán deducir la pérdida fiscal ocurrida en un ejercicio contra las utilidades de los 15 ejercicios fiscales siguientes.
- Se aplicaran mecanismos de ajuste sobre las contraprestaciones a cada contrato, para poder garantizar mayores ingresos al estado mexicano, este mecanismo de ajuste se podrá aplicar cuando se obtengan rentabilidades mayores con menores costos, mayores precios o descubrimientos mayores a lo esperado.
- En cada contrato se aplicaran criterios para poder determinar el precio contractual del hidrocarburo (petróleo crudo, gas natural y condensado) en el cual se tomaran en cuenta parámetros como calidad, contenido de azufre, °API, etc.
- Los contratistas podrán recuperar algunos costos invertidos mediante el esquema de crudo por costos en el cual podrán obtener contraprestaciones a favor de un porcentaje de producción, posteriormente podrán obtener una contraprestación del hidrocarburo total producido lo cual será llamado crudo por ganancia.

2.2.2 Servicios

Los contratos de servicio en la industria petrolera funcionan mediante un contratista el cual se encargara de prestar sus servicios al estado mexicano o a PEMEX, el contratista (no necesariamente del ámbito petrolero) podrá prestar sus servicios en actividades específicas dentro de la cadena de valor del sector energético esto quiere decir que no solo lo limita a exploración y extracción de hidrocarburos.¹⁰

¹⁰ (2013). Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos: 2019 de DOF Sitio web:http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5327463&fecha=20/12/2013

En los contratos de extracción de hidrocarburos se establece que se entregará la totalidad de la producción al estado, los contratistas recibirán pagos en efectivo por sus servicios de exploración y extracción, el cual será supervisado en todo momento por el estado, los contratos de servicio no tienen cuota contractual por fase exploratoria o regalías, los impuestos que tendrá que pagar el contratista son ISR por actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, así como los impuestos federales, estatales municipales de carácter general.

Características:

- Los contratos de servicio pueden ser bajo servicios de tarifa fija, es decir el contratista recibirá una tarifa que no dependa de la rentabilidad o del éxito del proyecto, o podrán ser bajo una tarifa de riesgo en el cual el contratista estará condicionado de acuerdo al éxito del proyecto o la rentabilidad.
- Las tarifas de los contratos son independientes al valor del hidrocarburo en el mercado y serán establecidos en el contrato desde el inicio es decir no podrán cambiar por cuestiones de mercado.
- Las contraprestaciones serán pagadas por el Fondo Mexicano del Petróleo con los recursos que se generen de la comercialización de los productos que deriven de cada contrato.
- En los contratos de servicios el contratista asumirá los riesgos operacionales y económicos de cada proyecto pero no asume directamente el riesgo geológico ni el del mercado, sin embargo los contratos de servicios pueden tener un reembolso por sus servicios, por ejemplo indemnizaciones por parte del estado pactadas en los contratos por actividades realizadas en exploración y extracción.
- El contratista podrá realizar actividades de exploración bajo su propio riesgo económico y operativo, con un contrato de servicio de riesgo en el cual de ser exitoso el proyecto el estado pagara una remuneración al contratista la cual podrá estar ligada a la producción que se obtenga.

2.2.3 Licencia

Los contratos de licencia otorgan un área por parte del estado mexicano al contratista para realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, el contratista operara bajo su propio riesgo y costo, estos contratos también pueden ser en sociedad con PEMEX o empresas privadas. Además el contratista deberá comprobar al estado que cuenta con la experiencia y capacidad financiera para desarrollar cada proyecto, además se deberá comprobar la existencia de un

yacimiento, también se deberán aprobar los programas de trabajo que presente el contratista.¹¹

Características:

- El contratista tendrá derecho a la transmisión onerosa de los hidrocarburos producidos conforme a lo establecido en el contrato, siempre que se encuentre al corriente con el pago de las contraprestaciones al estado mexicano.
- Los gastos de inversión así como los riesgos operacionales son por cuenta del contratista, al igual que el personal y la tecnología necesaria para el desarrollo del proyecto, además de conducir las actividades necesarias en el área contractual siempre bajo la supervisión del estado mexicano.
- Los operadores extraen hidrocarburos a cambio del pago de regalías y pagan impuestos al ingreso. La base gravable depende de la depreciación y amortización.
- También contarán con impuestos especiales por ganancias excesivas.
- El cálculo de los impuestos y derechos depende de la estimación de los costos de los operadores por parte del Estado.
- El hidrocarburo del subsuelo siempre será propiedad del estado y el contratista no tendrá derecho alguno sobre recursos minerales encontrados dentro de una misma área contractual.
- Un contrato de licencia podrá cubrir diferentes áreas de trabajo de manera simultánea, dentro del mismo contrato inicial, respetando los tiempos de cada etapa.
- Se podrán aplicar mecanismos de ajuste sobre las contraprestaciones: cuando se obtengan rentabilidades mayores con menores costos, mayores precios o descubrimientos mayores a lo esperado.
- En cada contrato se aplicaran criterios para poder determinar el precio contractual del hidrocarburo (petróleo crudo, gas natural y condensados) en el cual se tomaran en cuenta calidad, contenido de azufre, grados API, etc.

En la tabla 7 se muestran las contraprestaciones de los contratos de licencia licitados.

¹¹ (2013). Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos: 2019 de DOF Sitio web:http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5327463&fecha=20/12/2013

Tabla 7 Contraprestaciones de los contratos (Licencia). Fuente: DOF 2014

Contraprestaciones de los contratos	
Contraprestaciones a favor del estado	Contraprestaciones a favor del contratista
<p>Bono a la firma: Será determinado por la SHCP para cada contrato y su monto, así como sus condiciones de pago, se incluirán en las bases de la licitación para su adjudicación o en los contratos que sean resultado de una migración. Dicho bono será pagado en efectivo por el contratista al Estado Mexicano a través del Fondo Mexicano del Petróleo.</p>	<p>Transmisión onerosa de los Hidrocarburos: Una vez extraídos del subsuelo, conforme a los términos del contrato el contratista podrá hacer uso de los hidrocarburos siempre y cuando se encuentre al corriente en sus pagos y obligaciones.</p>
<p>Calculo de contraprestaciones: Una contraprestación se determinará en los contratos considerando la aplicación de una tasa al valor contractual de los hidrocarburos, podrán modificarse de acuerdo a los mecanismos de ajuste en cada contrato o licitación resultado de una migración. (Que será modificada a través del Mecanismo de Ajuste que se incluirá en el contrato y en las bases de la licitación, o en los contratos que resulten de una migración) sobre el valor contractual de los hidrocarburos. Les será aplicable la tasa del 0% del impuesto al valor agregado a las contraprestaciones que se deban cubrir con base en los contratos.</p>	

2.2.4 Utilidad compartida

Los contratos de utilidad compartida son muy similares a los contratos de producción compartida, la diferencia principal entre estos contratos será la forma de pago. En los contratos de utilidad compartida la producción será entregada en su totalidad a el estado y este se encargará por medio del fondo mexicano del Petrolero de capturar las ganancias por la venta de los hidrocarburos y así dar el pago correspondiente en efectivo acordado anteriormente (menos pago de las contraprestaciones) y en los contratos de producción compartida la producción será dividida de acuerdo a las características acordadas en cada contrato.¹²

¹² (2013). Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos: 2019 de DOF Sitio web:http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5327463&fecha=20/12/2013

Características:

- En los contratos de utilidad compartida el contratista asumirá el riesgo total en las actividades realizadas.
- El estado mexicano será el encargado de la comercialización de los hidrocarburos y solo se pagara al contratista lo acordado en el contrato.
- No podrán ser deducibles costos como: donativos; asesorías; programas de capacitación y entrenamiento; provisiones, reservas de fondos, costo legales o arbitrajes, comisiones a corredores, costos y gastos por concepto de servidumbres, derechos de vía, ocupaciones temporales o permanentes, arrendamientos o adquisición de terrenos y cualquier otra figura análoga; regalías y cuotas contractuales para la fase exploratoria.
- Si la empresa tiene éxito al explotar hidrocarburos el gobierno se encargara de comercializarlos y pagara al contratista, en caso de no tener éxito el contratista no podrá recuperar el capital invertido.
- El contratista podrá recibir la recuperación de costos y el remanente de la utilidad de operación.
- Para poder garantizar mayores ingresos al estado mexicano se aplicarán mecanismos de ajustes a cada contrato, será pactado en cada licitación, este mecanismo de ajuste se podrá aplicar cuando se obtengan rentabilidades mayores con menores costos, mayores precios o descubrimientos mayores a lo esperado.
- En cada contrato se aplicaran criterios para poder determinar el precio contractual del hidrocarburo (petróleo crudo, gas natural y condensados) en el cual se tomaran en cuenta calidad, contenido de azufre, grados API, etc.

Capítulo 3. Gestión actual de los campos petroleros en México

3.2 Estructuras contractuales

A partir de la implementación de la Reforma Energética en 2014, el sector energético en materia de hidrocarburos se abrió a la inversión privada. Para ello, se crearon dos esquemas de contratación: Asignaciones y Contratos de Exploración y Extracción, con el fin de asegurar la participación de las empresas nacionales y extranjeras.

3.2.1 Asignaciones

Las asignaciones son otorgadas a Petróleos Mexicanos o cualquier otra empresa productiva del estado, por medio de SENER.

La Secretaría de Energía deberá constatar que se trata del mecanismo contractual que genera mayor beneficio a favor del estado, garantizando niveles óptimos de producción y abastecimiento de hidrocarburos en el país. Así mismo, deberá verificar que el posible asignatario tiene la capacidad técnica, financiera y de ejecución para extraer los hidrocarburos de forma eficiente y competitiva.

Previo al otorgamiento de las asignaciones, la Secretaría de Energía deberá contar con la opinión favorable de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Actualmente se cuenta con 415 asignaciones vigentes otorgadas a Petróleos Mexicanos para realizar trabajos de exploración y/o extracción de hidrocarburos. Figura 19 se observa la ubicación geográfica de las asignaciones de PEMEX.

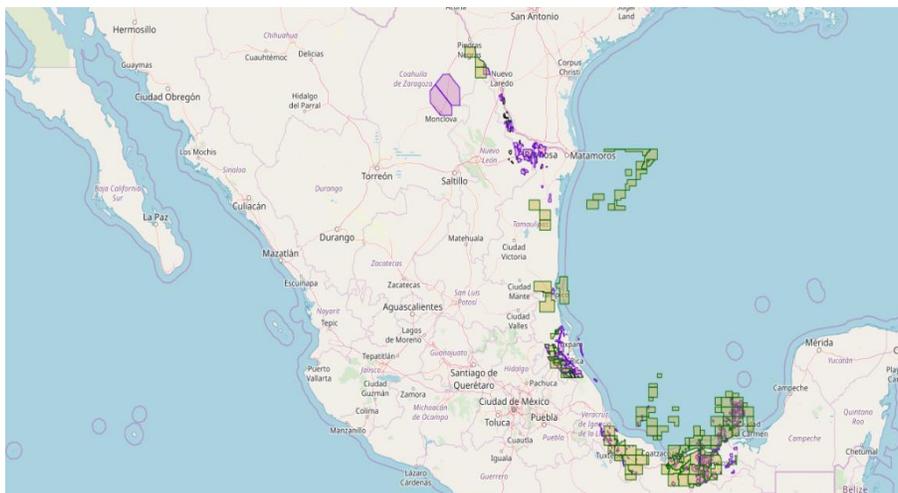


Fig. 19 Mapa de las asignaciones otorgadas a PEMEX. Fuente. SENER, 2019.

3.2.1.1 Migración de Contratos de Servicios

Petróleos mexicanos y las demás empresas productivas del Estado podrán solicitar a la Secretaría de Energía la migración de las asignaciones de las que sean titulares a contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos sin llevar a cabo nuevas licitaciones, siempre que dicha migración presente ventajas en términos de producción, reservas e inversión. En caso de que la migración sea factible, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público establecerá las condiciones económicas que correspondan, de acuerdo con lo establecido en la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos.

Pemex y sus contratistas podrán solicitar la migración de los Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP) y de los Contratos de Obra Pública Financiada (COPF), a las nuevas modalidades de contratación implementadas en la Exploración y Extracción de hidrocarburos.

Inicialmente se planeaba migrar 22 contratos de CIEP y COPF a modalidades de producción compartida y licencia, de acuerdo al programa quinquenal. Los contratos son los siguientes:

ETAPA 1

- Magallanes
- Santuario
- Arenque
- San Andrés
- Tierra Blanca
- Altamira
- Pánuco
- Nejo
- Ébano
- Olmos*
- Misión*

ETAPA 2

- Amatitlán
- Miahuapán
- Miquetla
- Pitepec
- Soledad
- Carrizo
- Pirineo*
- Cuervito*
- Fronterizo*
- Monclova*
- Humapa

Nota: * Indica COPF. El resto corresponden a CIEP

De los cuales solo se lograron migrar con éxito los contratos de Santuario (CIEP) a contrato de producción compartida, Misión (COPF) a contrato de licencia, Ébano (CIEP) a contrato de producción compartida y Miquetla (CIEP) a contrato de producción compartida, el contrato del campo Pánuco se encuentra en trámite. Mientras los contratos desistidos se encuentran San Andrés, Olmos, Nejo, Areque y Altamira, los contratos suspendidos son Magallanes, Miahuapan y Pitepec, los

contratos que no se presentaron fueron los de Carrizo, Humapa, Soledad, Pirineo, Cuervito, Tierra Blanca, Amatitlan, Fronterizo y Monclova, además de desecharse el contrato de Miquetla.

3.2.1.2 Asociaciones (Farmouts)

En los casos donde las asignaciones migren a contratos para la exploración y extracción, PEMEX y las demás empresas productivas del Estado podrán celebrar alianzas o asociaciones con personas morales. Para las alianzas o asociaciones, la selección del socio se realizará mediante una licitación. Dicha licitación se llevará a cabo por medio de la CNH y conforme a los lineamientos técnicos y las condiciones económicas que establezcan la SENER y la SHCP, respectivamente.

Bajo esta modalidad Petróleos Mexicanos, espera producir campos que por su complejidad técnica y el monto de inversión requerido no podían ser desarrollados.

Entre los campos que fueron considerados para desarrollarse mediante Farmouts se encuentran:

1. Campos maduros terrestres: Rodador, Ogarrio y Cárdenas – Mora.
2. Campos maduros marinos: Bolontikú, Sinán y Ek.
3. Campos marinos de aceite extra – pesado: Ayatsil – Tekel – Utsil.
4. Campos gigantes de gas en aguas profundas: Kunah – Piklis.
5. Descubrimientos en Área Perdido: Trión y Exploratus.

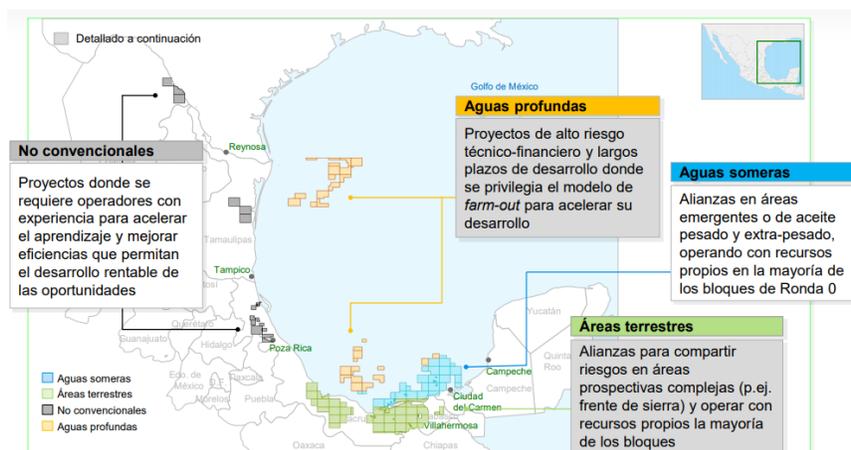


Fig. 20 Distribución de áreas estratégicas para la formación de alianzas con operadoras privadas.

Fuente: PEMEX, 2017.

3.2.1.3 Resultado de Asociaciones o Farmouts

A continuación se muestran los resultados de los campos ofertados bajo la modalidad de Farmout mostrando las características de los campos así como los ganadores de las licitaciones.

1. Asociación Ogarrío Terrestre

Tabla 8 Datos generales de la Asignación Ogarrío. Fuente: CNH

Datos generales

Fecha de licitación	04/10/2017
Provincia petrolera	Cuencas del Sureste
Provincia geológica	Pilar Reforma-Akal
Ubicación	Área terrestre
Estado	Tabasco
Campos	Ogarrío
Tipo de hidrocarburo	Aceite ligero y gas húmedo
Densidad API	38
Área del bloque km²	156
Tipo de contrato	Licencia
Licitante ganador	DEA Deutsche Erdoel AG
Valor de la regalía adicional	13%
Pago en efectivo (DOLARES)	\$213,870,000.00



Fig. 21 Ubicación de la Asignación Ogarrío. Fuente: CNH.

2. Asociación Cárdenas-Mora Terrestre

Tabla 9 Datos generales de la Asignación Cárdenas-Mora. Fuente: CNH

Datos generales

Fecha de licitación	04/10/2017
Provincia petrolera	Cuencas del Sureste
Provincia geológica	Pilar Reforma-Akal
Ubicación	Área terrestre
Estado	Tabasco
Municipio	Cárdenas
Campos	Cárdenas Mora
Tipo de hidrocarburo	Aceite volátil
Densidad API	38-40
Tipo de contrato	Licencia
Licitante ganador	Cheiron Holdings Limited
Tipo de licitante	Individual
Valor de la regalía adicional	13%
Pago en efectivo (DOLARES)	\$ 415,000,000.00

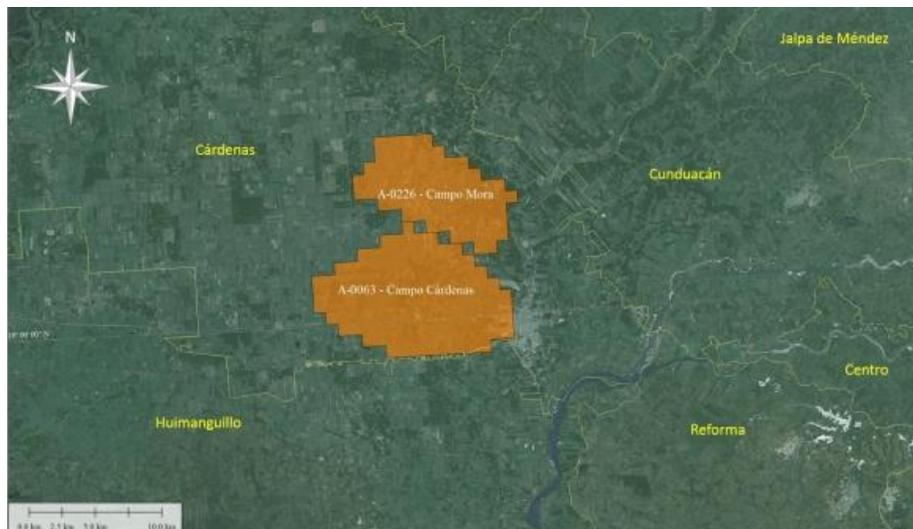


Fig. 22 Ubicación de la Asignación Cárdenas- Mora. Fuente: CNH.

3. Asociación Ayín-Batsil Aguas someras

Tabla 10 Datos generales de la Asignación Ayín-Batsil. Fuente: CNH.

Datos generales

Fecha de licitación	04/10/2017
Provincia petrolera	Cuencas del Sureste
Provincia geológica	Salina del Itsmo
Ubicación	Aguas someras
Campos	Ayín, Alux, Makech, Batsil, Hap
Tipo de hidrocarburo	Gas seco Aceite pesado Aceite mediano
Densidad API	-
Área del bloque km²	1,091
Tipo de contrato	Producción compartida
Licitante ganador	Desierto



Fig. 23 Ubicación de la Asignación Ayín-Batsil. Fuente: CNH.

4. Asociación Trión Aguas profundas

Tabla 11 Datos generales de la Asignación Trión. Fuente: CNH.

Datos generales

Fecha de licitación	05/12/2016
Provincia petrolera	Golfo Profundo
Provincia geológica	Cinturón Plegado Perdido
Ubicación	Aguas profundas
Tipo de hidrocarburo	Aceite ligero Gas asociado
Densidad API	-
Área del bloque km2	1285
Tipo de contrato	Licencia
Licitante ganador	BHP Billiton Petróleo Operaciones de México
País de origen	Australia
Valor de la regalía adicional	4%
Pago en efectivo (DOLARES)	\$624,000,000.00

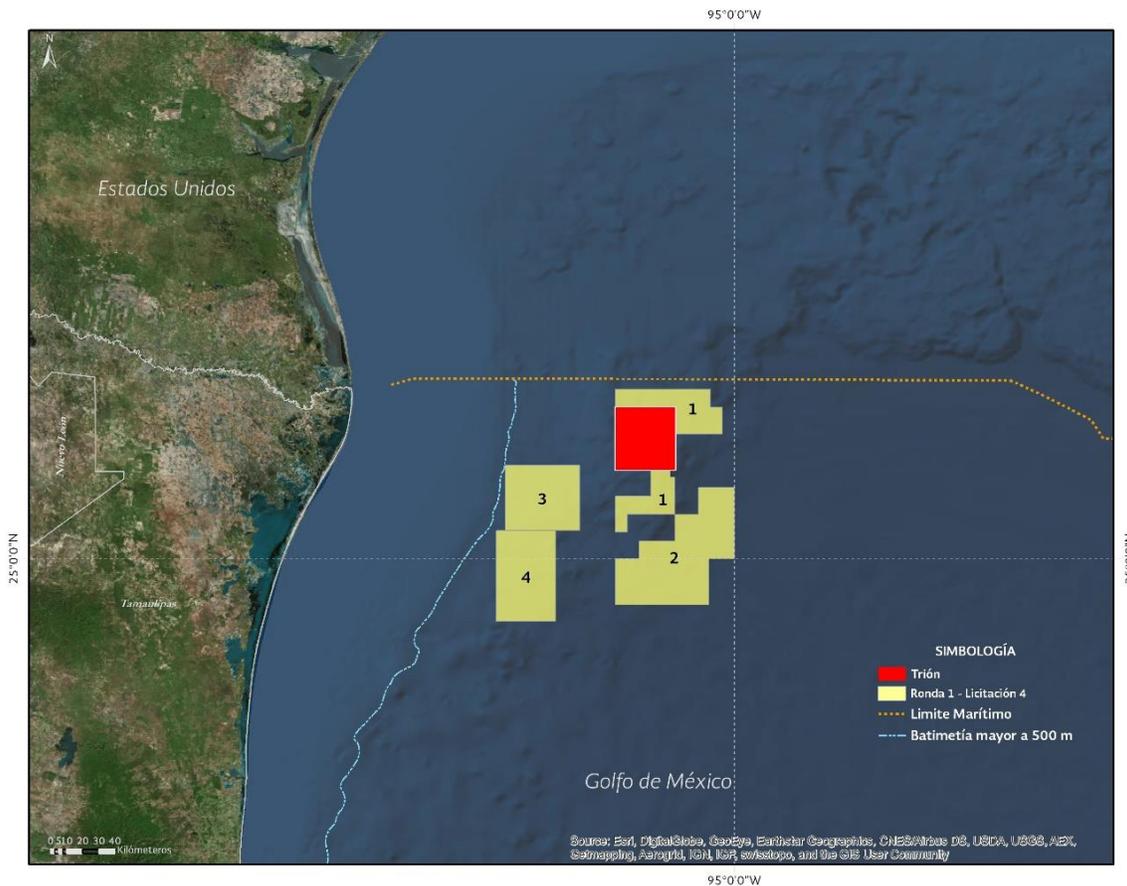
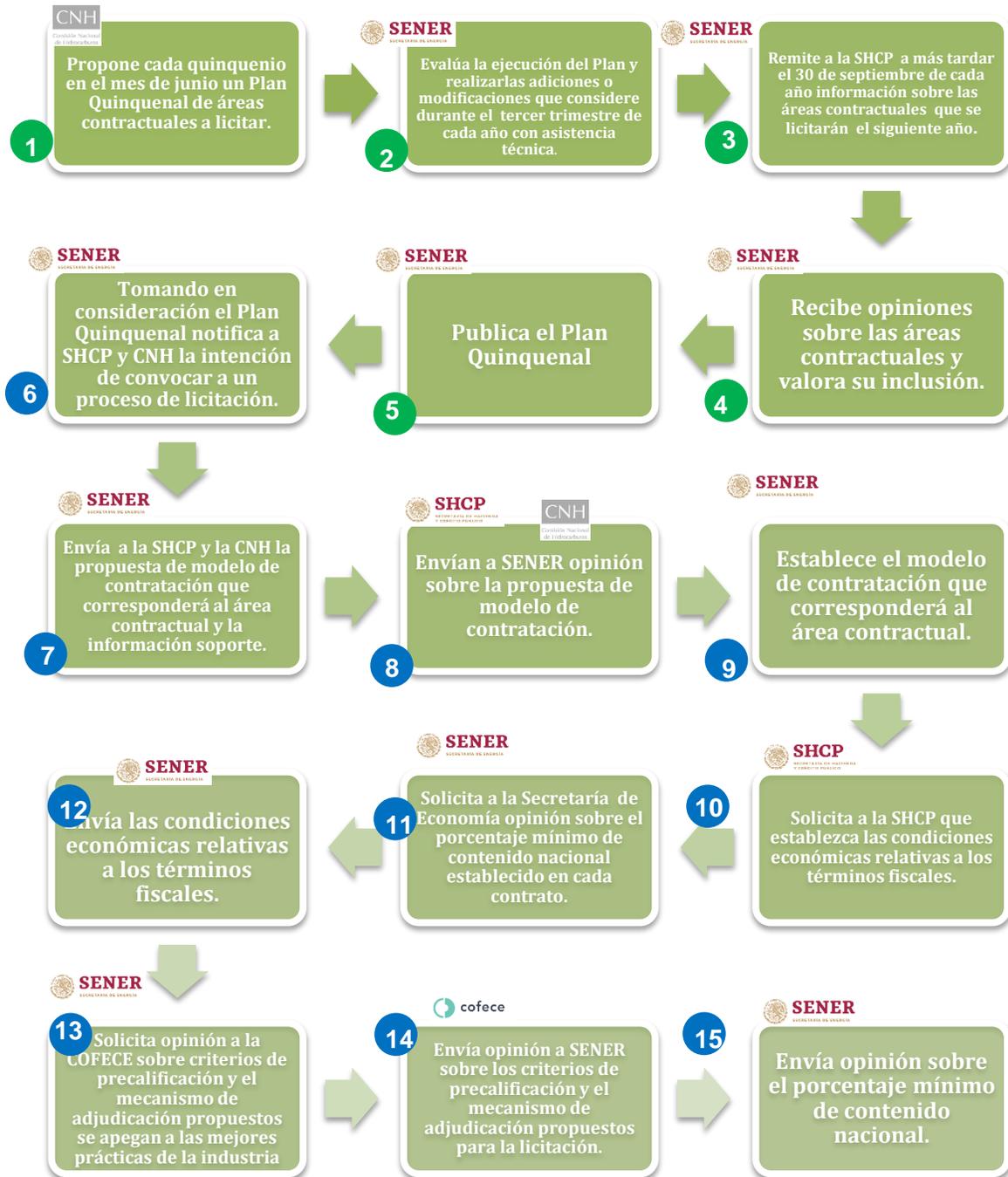
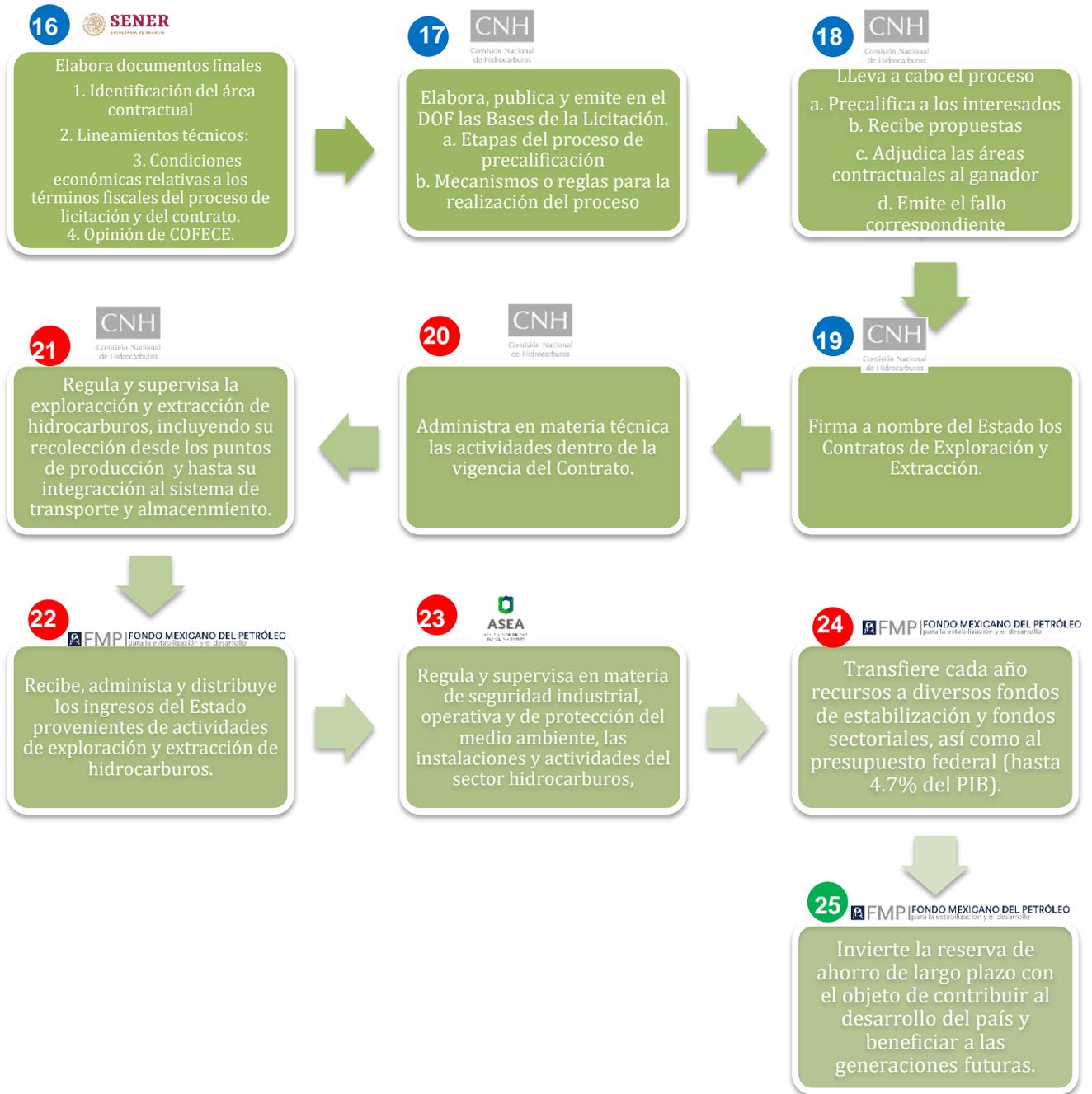


Fig. 24 Ubicación de la Asignación Trión. Fuente: CNH.

3.3 Proceso de Licitación de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos

En los siguientes cronogramas se muestran las actividades que las Instituciones que regulan el sector energético en México realizan durante el proceso de Licitación y Administración de los Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.





● Plan Quinquenal. Artículos 26-28 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.

● Proceso de Licitación. Artículos 33-38 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.

● Administración de Contratos

Fuente: Secretaria de Energía, 2019.

3.3.1 Etapas del proceso de Licitación de Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

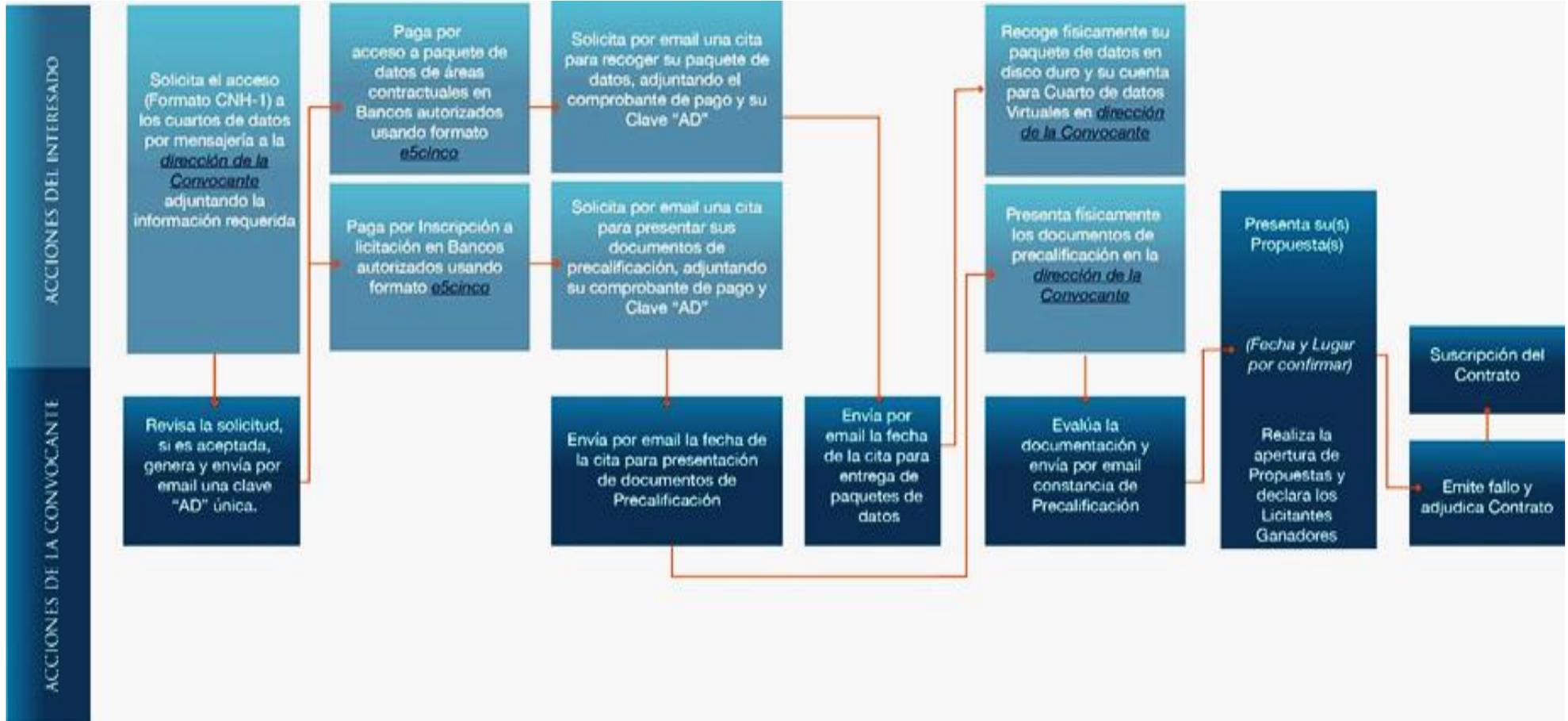
Las etapas que incluye el proceso de licitación son determinadas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, tomando en cuenta los lineamientos técnicos, la naturaleza, característica, magnitud y complejidad de cada ronda.

El proceso de Licitación y adjudicación de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos se comprende por al menos las siguientes etapas:

- I. Publicación de la convocatoria
- II. Publicación de las bases de licitación
- III. Acceso a la información del cuarto de datos
- IV. Aclaraciones a las bases de licitación
- V. Precalificación
- VI. En su caso, visitas al área contractual
- VII. Presentación y apertura de propuestas
- VIII. Adjudicación y fallo
- IX. Suscripción del contrato
- X. Las demás que la normatividad aplicable establezca, así como aquellas que resulten necesarias para todos los actos y etapas de la licitación.

La figura 25, se muestra de forma resumida el proceso de licitación de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.

Fig. 25 Etapas del proceso de Licitación de contratos de exploración y extracción. Fuente: CNH, 2018.



3.4 Rondas

A partir de la Reforma Energética se llevan a cabo rondas de licitaciones, en las que se otorgan contratos por un tiempo definido a Petróleos Mexicanos y a empresas privadas para que realicen actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en el territorio nacional

En esta sección se describirán cada una de las rondas celebradas hasta 2018.

3.4.1 Ronda Cero

El 13 de agosto de 2014 por medio de la Secretaria de Energía le fueron otorgados a PEMEX los campos solicitados para su exploración y desarrollo, para los cuales demostró contar con la capacidad técnica y financiera para ser desarrollados.

Con la creación de la ronda cero se esperó fortalecer a PEMEX mediante la adjudicación de campos con potencial con la finalidad de incrementar la producción de la empresa, así como la restitución de reservas del país.

PEMEX solicitó 34,800 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en recursos prospectivos, lo que representa el 31% del total del país y 20,589 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en reservas 2P, es decir, el 83% del total de reservas 2P del país.

La Secretaria de Energía le otorgó el 100% de volumen solicitado, en cuanto al volumen de recursos prospectivos le fue otorgado solo el 60% lo equivalente a 23,447 mmbpce lo equivale al 21% de recursos prospectivos en México.

La tabla 12 muestra algunas de las reservas con las que cuenta el país, identificados por zona así como tipo de yacimiento.

Tabla 12 Reservas Y Recursos Prospectivos otorgados a PEMEX. Fuente: SENER 2018.

Reservas y Recursos Prospectivos otorgados a PEMEX

Tipo/ Área	Reserva 2P mmbpce	% de reservas	Recurso prospectivo mmbpce	% de reserva
Convencional	20,589	83	18,222	35
Aguas someras	11,374	90	7,472	68
Sureste	11,238		7,472	
Norte	136		-	
Terrestre	8,818	74	5,913	72
Sur	4,379		5,371	
Chicontepec	3,556		-	
Burgos	425		-	
Resto norte	459		542	
Aguas profundas	397	NA	4,837	22
Perdido	-		3,013	42
Holok-Han	397		1,824	
No convencional	-		5,225	9
Total	20,589	83	23,447	21

Como resultado de la Ronda Cero fueron otorgadas a PEMEX 489 asignaciones, 108 fueron asignaciones para realizar actividades de exploración, 286 para extracción y 95 para campos en producción.

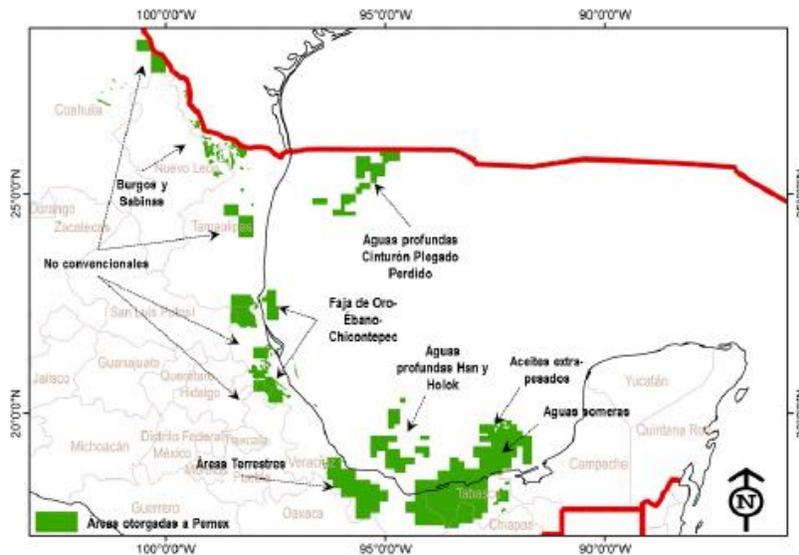


Fig. 26 Mapa de áreas otorgadas a PEMEX durante Ronda Cero Fuente: SENER, 2018

3.4.2 Ronda Uno

El 13 de agosto del 2014 se presentó la Ronda Uno por medio de la CNH el cual consistió en la licitación de áreas para la exploración, producción, áreas poco exploradas y recursos en yacimientos convencionales y no convencionales con un alto potencial de desarrollo.

Principales objetivos de Ronda Uno:

- Incrementar la producción de hidrocarburos a corto plazo.
- Incorporar nuevas reservas de hidrocarburos a la nación.
- Incrementar los recursos prospectivos del país.

La Ronda Uno incluyó 54 áreas contractuales para exploración y extracción de hidrocarburos con una superficie superior a los 29 mil km².

De las 54 áreas contractuales licitadas, 38 fueron otorgadas a 33 consorcios operadores conformados por 48 empresas nacionales y extranjeras, algunas de ellas líderes del sector energético.

Tabla 13 Licitaciones de Ronda 1. Fuente: CNH, 2018.

Ronda 1.1				
	Licitación 1	Licitación 2	Licitación 3	Licitación 4
<i>Recursos prospectivos (MMbpce)</i>	687	-	-	2,907
<i>Reservas certificadas (MMbpce)</i>	-	1P:143 2P:355 3P:671	Volumen remanente 1,882	-
<i>Área total (Km²)</i>	4,222	281	813	23,835
<i>Tamaño de áreas (Km²)</i>	116-500	42-68	7-172	1,678-3,287
<i>Áreas contractuales</i>	14	9 campos en 5 contratos	25	10
<i>Categoría</i>	Aguas someras	Aguas someras	Terrestres convencionales	Aguas profundas
<i>Tipo de contrato</i>	Producción compartida	Producción compartida	Licencia	Licencia
<i>Contratos adjudicados</i>	2	3	25	8

3.4.2.1 Licitación 1.1

El 15 de Julio de 2015, la CNH publicó la primera convocatoria de la Ronda Uno. Esta convocatoria incluyó 14 áreas contractuales para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras bajo la modalidad de producción compartida. La superficie total de los 14 bloques licitados asciende a 4,222 km², y cuenta con un volumen de 687 mmbpce en recursos prospectivos.



Fig. 27 Mapa de áreas licitadas durante Ronda Uno, licitación 1. Fuente: CNH, 2018.

3.4.2.2 Licitación 1.2

El 30 de Septiembre de 2015 se publicó la segunda convocatoria para la exploración y extracción de hidrocarburos en nueve campos agrupados en 5 áreas contractuales localizados en aguas someras, bajo la adjudicación de contratos de producción compartida. Los campos licitados cuentan con un área de superficie total 280.9 km².



Fig. 28 Mapa de áreas licitadas durante Ronda Uno, licitación 1.2. Fuente: CNH, 2018.

3.4.2.3 Licitación 1.3

El 15 de Diciembre de 2015 se realizó la tercera convocatoria, la cual consideró 25 áreas contractuales para la extracción de hidrocarburos en zonas terrestres, en esta licitación se logró adjudicar el total de campos ofertados bajo la modalidad de licencia. La extensión territorial total de las áreas es de 777.6 km².



Fig. 29 Mapa de áreas licitadas durante Ronda Uno, licitación 1.3. Fuente: CNH, 2018.

3.4.2.4 Licitación 1.4

El 17 de Diciembre de 2015 se llevó a cabo la cuarta convocatoria de Ronda Uno, donde se licitaron diez áreas bajo la modalidad de contratos de licencia en aguas profundas y ultra profundas. Cuatro áreas contractuales se localizan en el Cinturón Plegado Perdido con una extensión de 8,218 km², y seis se encuentran en la cuenca Salina del Istmo, con una extensión de 15,617 km².

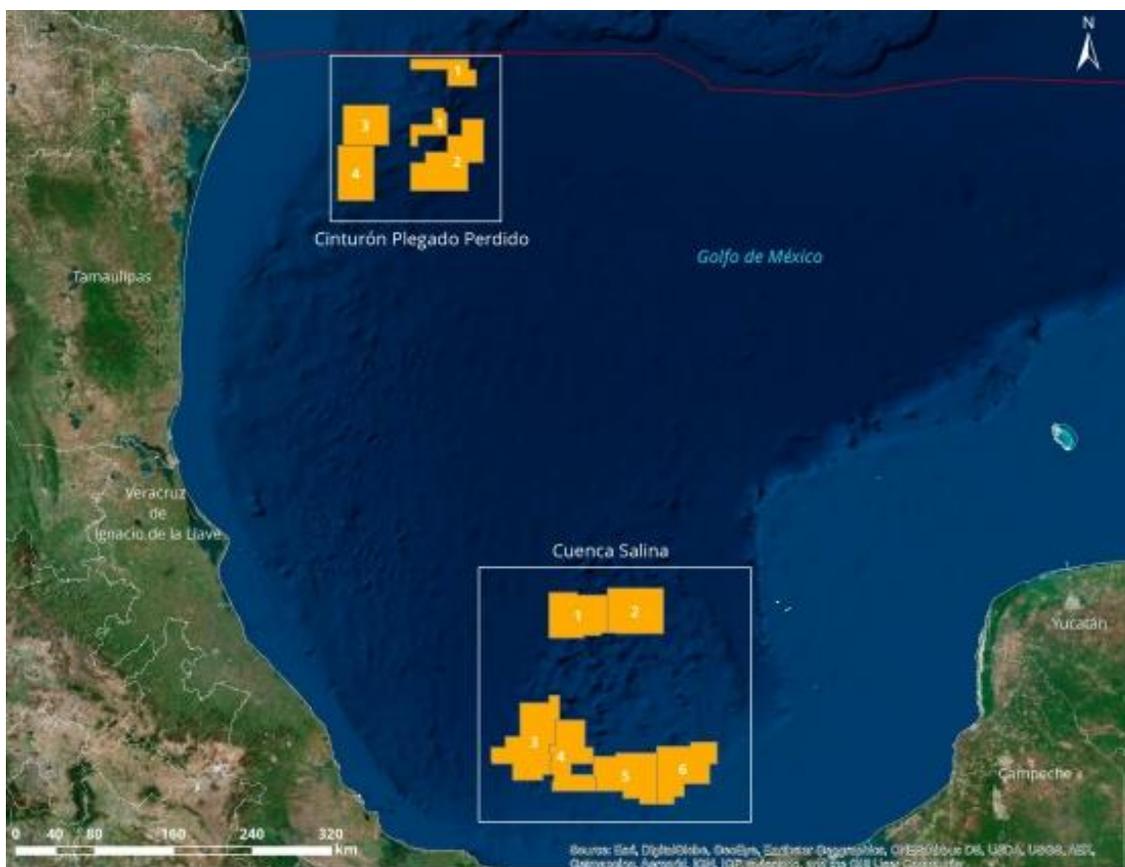


Fig. 30 Mapa de áreas licitadas durante Ronda Uno, licitación 1.4. Fuente: CNH, 2018.

3.4.3 Ronda Dos

En Ronda Dos, la CNH consideró únicamente áreas contractuales para exploración que permitan incrementar el nivel de reservas probadas y probables. Se ofertaron 68 áreas contractuales en campos terrestres, aguas someras y aguas profundas principalmente bajo la modalidad de contratos de licencia y producción compartida.

El 51% de áreas que no fueron adjudicadas en las dos primeras convocatorias de Ronda Uno fueron incluidas en la primera licitación de Ronda Dos.

Tabla 14 Licitaciones de Ronda 2.1. Fuente: CNH, 2018.

Ronda 2.1				
	Licitación 1	Licitación 2	Licitación 3	Licitación 4
Recursos prospectivos (MMbpce)	1,586	404	251	4,228
Reservas certificadas (MMbpce)	Volumen remanente: 869	Volumen remanente: 93	Volumen remanente: 328	-
Área total (Km²)	8,909	4,219	2,595	66,425.1
Tamaño de áreas (Km²)	466-972	373-479	-	1,853-3,254
Áreas contractuales	15	10	14	29
Categoría	Aguas someras	Terrestres convencionales	Terrestres convencionales	Aguas profundas
Tipo de contrato	Producción compartida	Licencia	Licencia	Licencia
Contratos adjudicados	10	7	14	19

3.4.3.1 Licitación 2.1

El 20 de julio de 2016 se publicó la primera licitación de Ronda Dos, en el cual se consideraron 15 áreas contractuales ubicadas en las Cuencas del Sureste, Tampico Misantla y Veracruz, bajo la modalidad de contratación de producción compartida, por las características geológicas de estas zonas el tipo de hidrocarburo que se podrá encontrar será aceite ligero, aceite pesado, gas húmedo y gas seco.

Las áreas licitadas tienen una extensión territorial de 8,900 km², con recursos prospectivos promedio de 180 mmbpce por área contractual y tienen un tirante de agua de hasta 500 metros.



Fig. 31 Mapa de áreas licitadas durante Ronda Dos, licitación 2.1. Fuente: CNH, 2018

3.4.3.2 Licitación 2.2

En agosto de 2016 se publicó la segunda convocatoria de Ronda Dos, licitando 12 áreas para exploración con reservas probadas de gas húmedo y una superficie de 5,066 km², con recursos prospectivos promedio de 53.9 mmbpce.

Las áreas licitadas incluyen 39 campos ubicados en los estados de Tamaulipas, Nuevo León, Tabasco y Veracruz.

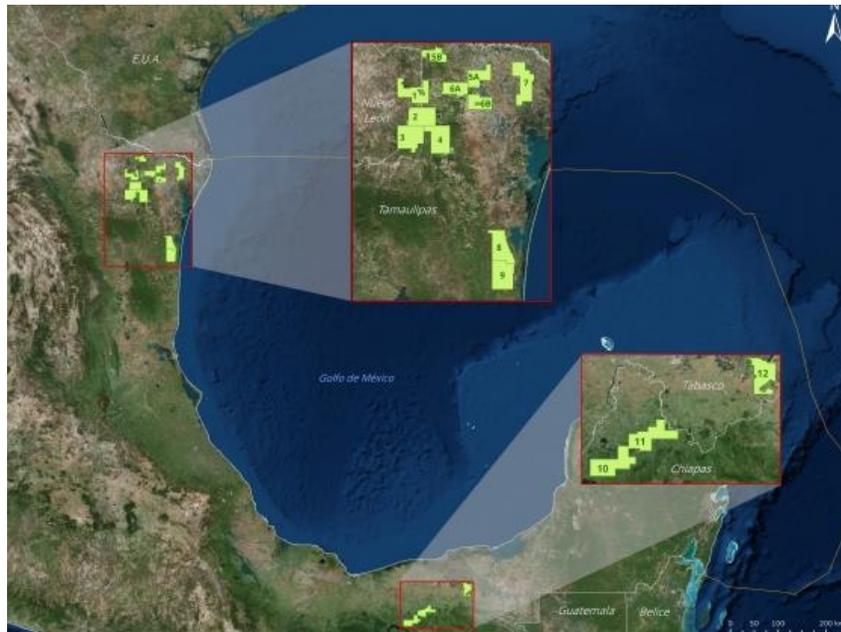


Fig. 32 Mapa de áreas licitadas durante Ronda Dos, licitación 2.2. Fuente: CNH, 2018.

3.4.3.3 Licitación 2.3

En noviembre de 2016 se publicó la tercera convocatoria de la Ronda Dos en la que se licitaron 14 áreas terrestres convencionales con una superficie de 2,595 km² en conjunto. Cuentan con 251 MMbpce de recursos prospectivos y 28 MMbpce de volumen original remanente.

Estas áreas se encuentran ubicados en los estados de Tamaulipas, Nuevo León, Veracruz y Tabasco e incluyen 25 campos.



Fig. 33 Mapa de áreas licitadas durante Ronda Dos, licitación 2.3. Fuente: CNH, 2018.

3.4.3.4 Licitación 2.4

El 19 de julio de 2017 se publicó la Cuarta Convocatoria de la Ronda Dos para exploración y extracción en aguas profundas. En esta convocatoria se incluyeron inicialmente 30 áreas ubicadas en el Cinturón Plegado Perdido, Cuenca Salina de Istmo, Cordilleras Mexicanas y Campeche. La superficie total de las 30 áreas fue de 70,866km² y un recurso prospectivo asociado de 4,228 mmbpce.

El 27 de septiembre la SENER solicitó a la CNH la exclusión del área 30 de la cuarta convocatoria de la Ronda Dos debido a que la SENER solicitó a la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) la elaboración de un estudio que analice a profundidad las implicaciones ambientales de la posible exploración y extracción de hidrocarburos respecto del área natural protegida llamada arrecife alacranes.

Considerando este cambio la superficie de las 29 áreas contractuales en la licitación disminuyó a 66,425.1 km² y el recurso prospectivo asociado de 4,228 MMbpce se mantuvo sin cambios.

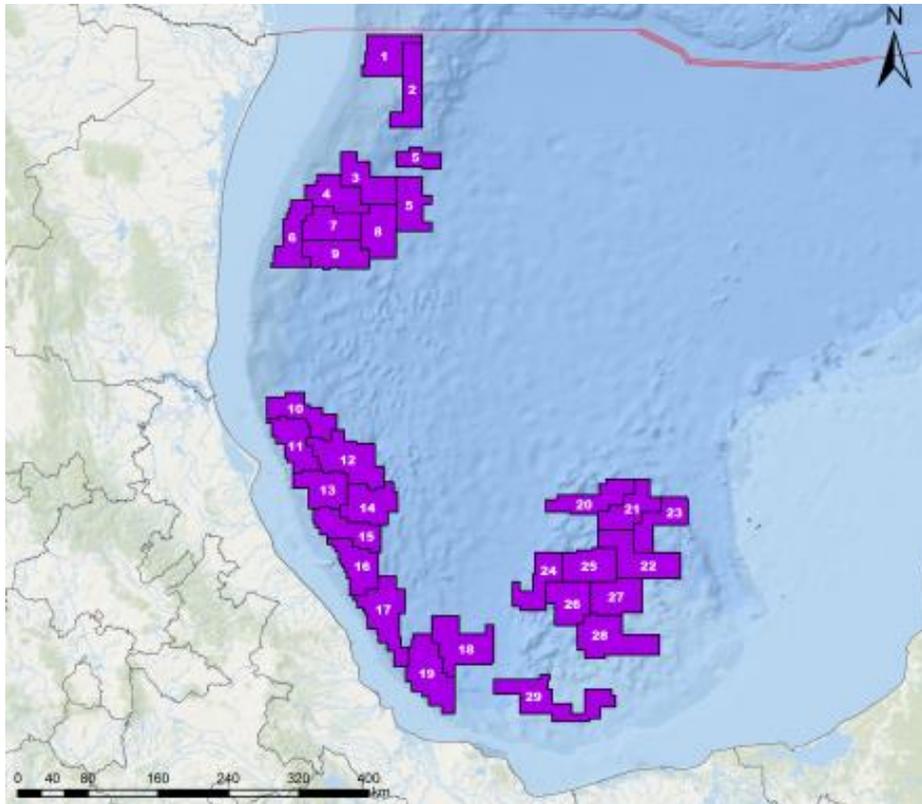


Fig. 34 Mapa de áreas licitadas durante Ronda Dos, licitación 2.4. Fuente: CNH, 2018.

Capítulo 4. Contratos de exploración y producción de hidrocarburos en el mundo.

4.1 Contratos petroleros en el mundo

Los contratos petroleros han estado presentes a lo largo del mundo como un documento oficial que tendrá validez legal e implica una o más partes participantes, un contrato en general otorga derechos y obligaciones a las partes involucradas, incluyendo términos, condiciones así como cláusulas y penalizaciones en caso de no cumplir las cláusulas del mismo, los contratos se utilizaran para regular la exploración y extracción de los hidrocarburos, comercialización etc. ¹³

Las principales partes involucradas en un contrato petrolero son el gobierno del país petrolero y las compañías petroleras ya sean nacionales o internacionales. Los contratos petroleros pueden involucrar compañías petroleras nacionales como PEMEX (México), PETROBRAS (Brasil), PETRONAS ECOPETROL (Colombia) entre otros, así como empresas de servicios de perforación, sísmica, exploración, bancos internacionales como inversionistas y empresas de transporte, refinación, comercialización, etc.

A lo largo de la historia los países petroleros han utilizado acuerdos para explorar y extraer hidrocarburos con la finalidad de incrementar sus reservas nacionales y abrir su mercado a un entorno internacional aplicando reformas energéticas que les permitan desarrollarse en la industria de los hidrocarburos.

Algunos de los principales intereses que buscan los contratistas es llegar a un acuerdo entre el riesgo del proyecto y la ganancia, flexibilidad contractual y estabilización regulatoria, además de recuperar los costos de inversión.

Los contratos petroleros utilizados en el mundo, son elegidos o propuestos con base a las reservas y los costos de producción que se tienen en cada país, a continuación describen algunos ejemplos de cómo los países utilizan los contratos y contraprestaciones para obtener mejores resultados.

- En países con reservas relativamente bajas y altos costos de producción como el Reino Unido, Estados Unidos y Noruega, los principales acuerdos son de regalías e impuestos.

¹³ Openoil. (2013). *Contratos Petroleros como leerlos y entenderlos*. Estados Unidos: Openoil (208p)

- En los países donde las reservas son grandes y los costos son medianos, como en Kazajstán, Indonesia y Nigeria, los contratos de producción compartida son los más utilizados.
- En los países con grandes reservas y bajos costos de exploración y extracción como en Kuwait, Irán y Venezuela los contratos más utilizados son los contratos de servicios puros y de riesgo.

Por otro lado muchos países petroleros prefieren contratar los servicios tecnológicos de empresas petroleras internacionales ya que no tienen el suficiente capital para desarrollar por si mismas la tecnología sobre todo cuando son empresas nacionales que cuentan con el respaldo de los gobiernos.

Algunos ejemplos de contratos o acuerdos petroleros de algunos países se mostraran en la figura 35 en que año se utilizaba cada tipo de contrato dependiendo las necesidades de cada país las cuales se explicaran mas adelante.

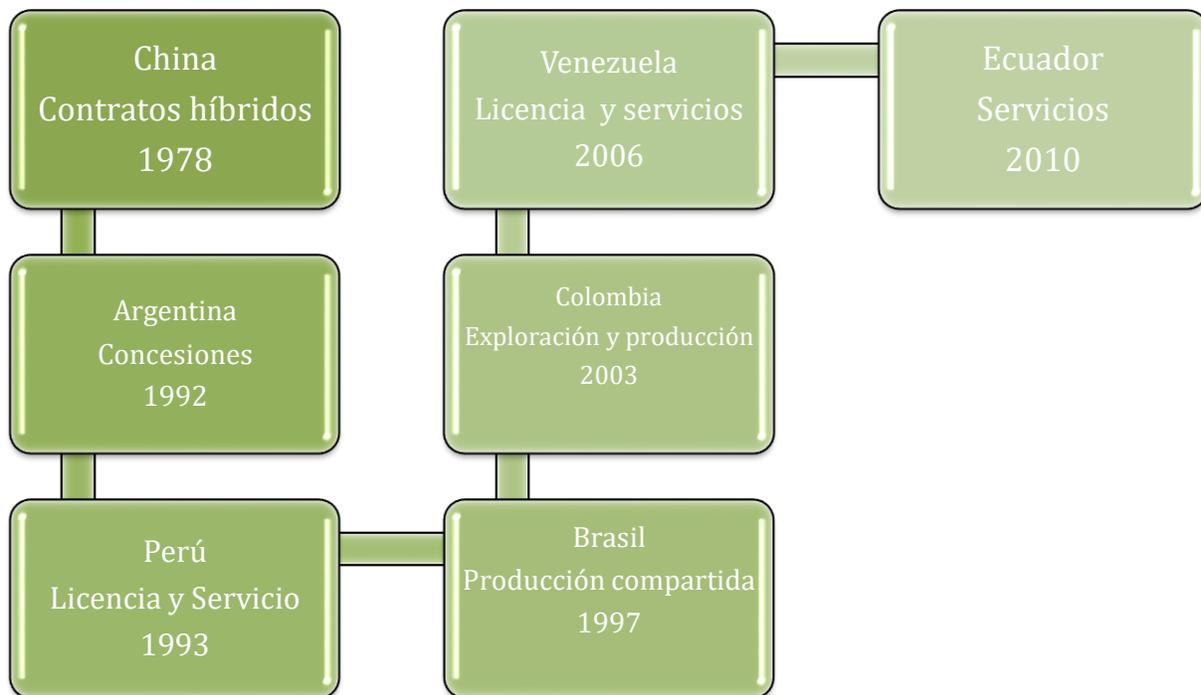


Fig. 35 Contratos petroleros en el mundo.

En la industria de los hidrocarburos el tipo de contrato más utilizado es aquel que involucra al país anfitrión y una compañía petrolera internacional, este tipo de contrato es llamado en la industria como “*Contrato del gobierno anfitrión*” en este tipo de contratos el gobierno de dicho país representara los intereses de la nación y su gente además otorgara permiso a las compañías internacionales para realizar actividades para extraer

hidrocarburo. En el mundo este tipo de contratos puede ser llamado de diferentes maneras por ejemplo:

- Contrato petrolero.
- Contrato de exploración y explotación.
- Concesión.
- Acuerdo de licencia (o *license agreement*).
- Contrato de producción compartida (*Production Sharing Contracto PSC*).
- Contrato de servicios puros.
- Contratos de servicios de riesgo (contratos de recompra, *Buy-Back Contract* o *Buy-Back Agreement* (BBA)).

Aunque estos contratos son utilizados en diferentes países petroleros y tienen el mismo principio, cada país modifica estos contratos de acuerdo a sus leyes, regulaciones, necesidades y áreas de oportunidad.

A continuación se analizan algunos países cuyas regulaciones en materia de contratos se consideran exitosos

4.2 Brasil



La historia petrolera de Brasil inicia desde el año de 1858 donde se dieron las primeras concesiones para explorar y extraer hidrocarburos en el país. Inicialmente Brasil dependía de empresas privadas para extraer su petróleo hasta el año de 1907 en donde algunos organismos públicos comenzaron a involucrarse, desde ese año Brasil ha tenido grandes cambios en sus leyes, dependencias de gobierno y crearon la empresa estatal PETROBRAS. Hoy en día Brasil se ha posicionado

como uno de los principales países productores de hidrocarburos especialmente en aguas profundas.¹⁴ En 2013 logro convertirse en el segundo productor de América y decimo a nivel mundial según la Administración Americana de la Energía (EIA).

¹⁴ Witt, R. (2009). *Políticas de Hidrocarburos en Brasil: Petrobras y las políticas públicas del Brasil*. La plata: Centro de Estudios Sudamericanos.

A partir de la aplicación de su reforma energética (1997) se ha posicionado como uno de los países productores de hidrocarburos más importantes del mundo y uno de los líderes expertos en explotación de yacimientos en aguas profundas.

Mediante su empresa nacional PETROBRAS y empresas petroleras desarrollan sus cuencas petroleras principalmente marinas como Presal descubierta en 2005 y la cual se prevé tenga reservas de hasta 50,000 millones de barriles de crudo equivalentes, de alto valor comercial.

Brasil principalmente utiliza los contratos de producción compartida en el cual se estipula que un país adquiere el derecho de propiedad del hidrocarburo en especie, del volumen de la producción correspondiente a las regalías, así como la parte del excedente en petróleo, en proporción, condiciones y plazos de acuerdo al contrato y concesiones en donde en caso de riesgo de desabasto de combustibles en el país las concesionarias atenderán prioritariamente las necesidades del mercado interno.

Para la exploración y extracción de hidrocarburos, PETROBRAS participa como asociada de las empresas petroleras internacionales, la asociación puede celebrarse entre una o más empresas con el estado, las empresas extranjeras obtienen autorización para explotar hidrocarburos que pertenecen a Brasil a cambio de una parte de los resultados de la comercialización, la empresa extranjera asume el riesgo exploratorio y de extracción, una vez que se extrae hidrocarburos los asociados tendrán una participación menor al 50%, la comercialidad se declara cuando el precio por la cantidad recuperada sea mayor que el 100% de la suma de los reembolsos, intereses y remuneraciones pagadas al asociado, más los costos de producción del campo, en cuanto a las regalías y los impuestos son pagadas por PETROBRAS y son alrededor del 25% del dividendo.

4.3 Colombia



Colombia comienza a perforar pozos de petróleo por parte del estado en 1918 dando comienzo a su producción comercial, posteriormente se logró crear la empresa ECOPETROL como una empresa estatal y principal operador de hidrocarburos en el país, Colombia se ha convertido en un país exportador de petróleo

¹⁵mediante ECOPETROL principalmente hacia Estados Unidos el cual genera grandes ingresos al país.

Las principales modalidades de contratación petrolera en Colombia han sido el sistema por concesión utilizados a partir de 1905 aunque fueron abolidos en 1974 y en su lugar se utilizan contratos bajo el sistema de regalías/impuestos y por asociación utilizados desde 1969, aunque los contratos de concesión y asociación han dejado de otorgarse por parte del gobierno colombiano, muchos de ellos aún están vigentes.

Los contratos de concesión petrolera se celebraban entre el gobierno y un concesionario el cual recibía el derecho de poder explotar los hidrocarburos propiedad del país teniendo la obligación de pagar regalías a manera de contraprestación, esta podía ser en especie o en efectivo. El principal objetivo de estos contratos es otorgar derechos a una compañía extranjera con experiencia, tecnología y capacidad de inversión suficiente para poder realizar actividades de exploración y extracción bajo el riesgo del concesionario en una zona de hidrocarburos, en este tipo de contratos el gobierno podrá asociarse con una o más empresas las cuáles serán las encargadas de explorar y explotar el hidrocarburo en caso de ser comercialmente exitoso, se repartirá el volumen de hidrocarburos producidos en porcentajes previamente acordados, variable o fijo dependiendo el volumen extraído.

En los contratos de asociación el operador asumirá todos los riesgos y costos de exploración y extracción, si en los campos se encuentra potencial comercial el estado a través de su empresa estatal compartirá costos pasados y futuros en porcentajes definidos desde la celebración del contrato, los contratos de asociación petrolera en Colombia son lo equivalente a los contratos de riesgo en la etapa de exploración y de operación conjunta en la fase de desarrollo.

Los contratos de exploración y producción son una modalidad de contratación petrolera por parte de Colombia, desde su decreto en 2003 donde se implementó a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) como un regulador contractual la cual se encargara de dar seguimiento del cumplimiento de las obligaciones del contrato en general.

En los contratos de exploración y producción el contratista desarrollara un programa de trabajo y al ganador se le hará una asignación directa por parte del estado. Este tipo de contrato es un sistema de regalías donde el contratista define el programa de trabajo, construye y es dueño de las facilidades, y opera con autonomía,

¹⁵ Cardona. C. (2005). *CONSIDERACIONES EN TORNO A LA NATURALEZA JURÍDICA DEL NUEVO CONTRATO PARA EXPLORAR Y EXPLOTAR PETRÓLEO EN COLOMBIA –ORIGEN Y ANTECEDENTES*. Bogotá Colombia: Pontificia Universidad Javeriana, Facultad de Ciencias Jurídicas, (87p)

responsabilidad a su propio riesgo y costo, el contratista es dueño de todos los derechos de producción después de regalías y eventualmente tendrá que hacer pagos a la ANH por los ingresos adicionales cuando el precio internacional del crudo de referencia exceda un nivel de activación.

El periodo de exploración tendrá una duración de 6 años con prorrogas de 0 a 4 años a partir de la fecha efectiva. Por otra parte los periodos de producción tendrán una duración de 24 años por yacimiento y podrá tener una prórroga de 10 años, contados a partir de la fecha en la que la ANH reciba del contratista la declaración de comercialidad.

Otro tipo de contratos actuales en Colombia es el contrato de evaluación técnica (TEA) para áreas libres o especiales, el principal objetivo de estos contratos son evaluar el potencial de hidrocarburos de un área e identificar prospectos para celebrar un eventual contrato de exploración y producción sobre una porción o la totalidad del área contratada. El evaluador puede hacer actividades de exploración superficial de geología, pozos estratigráficos, Aero física, entre otras, con una duración máxima de 36 meses en áreas continentales y en áreas costa afuera, según el programa de trabajo. El evaluador desarrollara bajo su propio riesgo y responsabilidad operacional su programa de trabajo y podrá dar su aprobación para posteriormente poder entregar un contrato de exploración y producción.

4.4 Perú



Desde inicios de su actividad petrolera en 1863 Perú ha sufrido grandes cambios en el manejo de hidrocarburos, en sus leyes y en sus empresas nacionales, a lo largo de los años Perú ha desarrollado modelos contractuales no solo para sus empresas nacionales, también pensando en empresas extranjeras.

Las principales modalidades de contratación petrolera eran las concesiones para exploración y producción de hidrocarburos tomando en cuenta que el hidrocarburo era propiedad del estado peruano.

En el año de 1993 se promulgo la llamada *"Ley Orgánica que Norma las Actividades de Hidrocarburos en el Territorio Nacional"* en la cual los principales cambios se generaron en materia de contratos dando lugar a dos principales modelos de contratación como los son los contratos de licencia y de servicios principalmente para la exploración y producción de hidrocarburos, sin embargo también se mencionaron

algunos otros tipos de contrato para la comercialización, transporte y distribución principalmente de gas natural.

Otro de los principales cambios con la promulgación de esta ley fue la creación de PERUPETRO S.A., empresa estatal de derecho privado encargada de promover la inversión en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, así como negociar y suscribir los contratos de hidrocarburos en nombre del estado, ejerciendo la supervisión de los mismos una vez firmados y entregando los derechos para la exploración y extracción o solo extracción.

En los contratos de servicio los hidrocarburos nunca serán propiedad del contratista, siempre del estado, el contratista recibirá una contraprestación por parte del estado por los servicios brindados y en función a la producción fiscalizada de hidrocarburos, sin embargo el riesgo de la ejecución del contrato no recaerá sobre los contratistas será PERUPETRO quien lo asuma.

En los contratos de licencia el estado otorga al contratista autorización para exploración y extracción de hidrocarburos, el contratista recibe el derecho de propiedad por parte del estado y todos los riesgos correrán por parte del contratista, además tendrá que pagar una regalía la cual se establece en el contrato y será llamada "*punto de fiscalización*" en el cual se medirá el volumen de los hidrocarburos producidos a lo que se denomina "*producción fiscalizada*". Esta última es valorizada a través de una serie de precios internacionales, los cuales son usados de referencia específica a cada contrato en el cual es un porcentaje de la producción fiscalizada (valorización de los hidrocarburos producidos).

El convenio de evaluación técnica es un convenio que se utiliza en áreas denominadas frontera el cual de acuerdo a PERUPETRO se definen como aquellas áreas petroleras de las cuales se tiene nula o muy poca información en exploración (geológica y geofísica) además no cuentan con ningún pozo exploratorio, que tiene un acceso logístico difícil y no cuentan con infraestructura de transporte para hidrocarburos. En este tipo de convenios las empresas interesadas en obtenerlos deberán tener experiencia en exploración la cual brindara mayor información técnica del área para posteriormente poder utilizar esa información para otorgar contratos para la exploración y extracción en esas zonas.

4.5 Ecuador



Ecuador es el país más pequeño de los miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) debido a su baja producción aunque a nivel Latinoamérica ha logrado posicionarse como el sexto productor más importante. La historia petrolera de Ecuador inicia desde 1858 con los primeros estudios geológicos que demostraban la existencia de hidrocarburos en la cuenca amazónica, sin embargo fue hasta el año de 1878 que se otorgó la primera concesión para una empresa extranjera para la producción de hidrocarburos, desde ese año Ecuador ha otorgado concesiones a empresas extranjeras con la finalidad de obtener mayor producción.

Ecuador cuenta con importantes campos en las regiones amazónicas, en el golfo de Guayaquil y en su plataforma submarina. En 1989 el gobierno ecuatoriano creó la empresa estatal PETROECUADOR sustituyendo a la empresa llamada Corporación Ecuatoriana de Petróleos del Ecuador (CEPE), la empresa PETROECUADOR funciona como una empresa del estado ecuatoriano que se encarga de las distintas fases de la industria petrolera en el país.

Ecuador contaba con diferentes modalidades de contratos petroleros hasta la implementación de la reforma energética en 2010 en la cual se englobaban los contratos que anteriormente se utilizaban como el contrato de asociación, contratos de exploración en campos marginales y de participación.

Los contratos de servicios establecen que en todo momento la propiedad de los hidrocarburos son del estado una vez extraídos a las empresas se les compensará los costos, gastos, amortizaciones y una tarifa por el servicio prestado. PETROECUADOR tendrá la facultad de contratar servicios técnicos, administrativos y financieros ofrecidos por el contratista para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en el país, los gastos y riesgos durante la etapa de exploración serán por parte del contratista.

Algunas de las características más importantes de este tipo de contrato son:

- El contratista tendrá la preferencia de compra del hidrocarburo extraído en el área siempre y cuando cumpla con los precios acordados y no existan mejores ofertas económicas.

- El contratista tendrá derecho al reembolso de las inversiones, costos, gastos y del pago por sus servicios, siempre y cuando los hidrocarburos del área sean reconocidos como comercialmente explotables.
- En cuanto a la amortización de las inversiones realizadas por los contratistas, durante el período de exploración debe descontarse durante los primeros cinco años del período de explotación del bloque asignado, mientras que en el período de producción y desarrollo la amortización correspondiente a las inversiones realizadas por el contratista descontara los diez primeros años del período de explotación.

El objetivo de los contratos de asociación utilizados en Ecuador es ceder a una empresa extranjera los derechos sobre los bloques petroleros y yacimientos, el asociado realizara inversiones para la exploración y extracción de los hidrocarburos así como las operaciones bajo su propio riesgo. La participación del Estado y del asociado en el volumen de crudo extraído se establece también en función del nivel de producción de petróleo. Además el asociado pagara impuestos que genera la comercialización de los hidrocarburos de acuerdo a un porcentaje establecido.

En el caso de yacimientos que presenten baja prioridad operacional o económica por encontrarse alejados de la infraestructura de PETROECUADOR, por contener crudo de baja calidad (crudos pesados) o por requerir técnicas de explotación muy costosas que se encuentran fuera del alcance de la empresa estatal son llamados por el Ministerio de Energía y Minas de Ecuador como un campo marginal.

Los contratos en este tipo de campos se estipulan de la siguiente manera una vez que la extracción ha sido concedida al contratista, se establece una línea base de producción de crudo que es propiedad del estado y a cambio éste reconoce los costos de operación de la compañía como un contrato de servicio. Una vez que el volumen de producción ha superado la línea base, el crudo adicional es repartido entre el estado y el contratista de acuerdo a porcentajes de participación establecidos en los contratos y que se definen a partir del volumen de producción alcanzado en los campos, en estos contratos PETROECUADOR pagara las regalías correspondientes al contratista sin embargo el riesgo en exploración será por parte del contratista.

En los contratos de participación PETROECUADOR como representante del estado en materia de hidrocarburos otorga el derecho a las empresas extranjeras para realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en una zona acordada en la cual la empresa extranjera asumirá los gastos, inversiones y costos necesarios así como los riesgos para desarrollar los campos petroleros, en caso de descubrimiento comercial el contratista podrá tener derecho a la participación de la producción en el área

en base a los porcentajes pactados en el contrato, mediante la participación en la producción, de esta manera el contratista obtendrá sus ingresos brutos de los cuales realizara deducciones y se cancelara el impuesto sobre la renta. En este contrato el contratista podrá obtener pagos en especie o en efectivo, además PETROECUADOR se encargara de las regalías.

En caso de la devolución o cancelación del contrato por parte del contratista el estado no deberá nada a la misma y se revertirá la concesión de la exploración y explotación del crudo en esa área,

La participación en el volumen de crudo producido que corresponde al contratista constituye el ingreso por la actividad de la compañía que le permite amortizar sus inversiones, cubrir los costos y gastos de producción y generar una utilidad.

4.6 China



China comenzó a involucrarse en la industria de los hidrocarburos en 1907 sin embargo fue hasta a principios de 1950 cuando la explotación de campos petroleros fue exitoso. En 1982 se expidió por primera vez una legislación en materia de hidrocarburos la cual tenía 3 principales características:

- La protección de la soberanía nacional sobre los hidrocarburos y mantener el control de su desarrollo.
- Atraer la inversión extranjera en las actividades de exploración.
- Obtención de tecnología y equipos de última generación así como experiencia en prácticas de la industria a través de las compañías extranjeras.

Sin embargo en esta legislación no se contemplaba ningún tipo de contrato en materia de hidrocarburos por lo cual las empresas estatales tenían la libertad de elegir las clausulas y el modelo de contrato que mejor les convenga.

A principio de 1978 La República Popular de China ideó un tipo de contrato petrolero en el cual se analizaban las características de distintos tipos de contratos aplicados en el mundo de las cuales se planeaban utilizar las ventajas y evitar las desventajas de los mismos para poder aplicarlos a la industria nacional, este nuevo tipo de contrato tomó como principales modelos los contratos en ese entonces aplicados en Noruega, principalmente se consideró el porcentaje de participación del gobierno en los proyectos, los contratos de distribución de la producción de Indonesia del cual se tomó

como característica la forma de pago en especie y los contratos de riesgo de servicio de Brasil del cual se tomó como característica el manejo en la etapa de producción y el control compartido con el contratista para desarrollar el proyecto. A este tipo de contrato se le denominó contrato híbrido ya que contiene características de diferentes tipos de contratos petroleros en el mundo.

En 1978 se ideó el primer contrato híbrido originalmente para áreas costa afuera y en 1985 para áreas costa adentro con el cual se planeaba lograr un periodo de independencia de las compañías extranjeras y lograr un mayor autoabastecimiento para evitar exceder la exportación de hidrocarburos.

Algunas de las características de los contratos híbridos son que la propiedad de los hidrocarburos siempre serán del país, las empresas extranjeras pagaran un bono a la firma por contrato, las empresas estatales tendrán el derecho de explorar, producir y desarrollar cualquier campo dentro del país y en caso de que una empresa extranjera quiera participar en un proyecto compartido debe aportar tecnología, dinero y experiencia para las operaciones de extracción sin embargo en ningún momento tendrán derecho sobre la producción, los contratistas que trabajen en conjunto con empresas estatales tendrán que hacerse cargo de los gastos de exploración el cual si resulta que no es comercialmente explotable no se le dará reembolso sin embargo si es comercial la empresa estatal tendrá derecho a participar en los costos y utilidades del proyecto.

Obligaciones de la empresa estatal:

- Asistir al contratista en abrir cuentas en el Banco de China.
- Expedir las formas sobre cambios internacionales.
- Obtener las instalaciones necesarias para las labores administrativas.
- Hacer los trámites aduaneros.
- Obtener las visas para los empleados extranjeros.
- Obtener los permisos para la exportación de información para ser analizada.
- Emplear personal chino.

Obligaciones de los contratistas:

- Aplicar tecnología de avanzada y todas sus habilidades gerenciales en el desarrollo del contrato.
- Preparar el programa de trabajo y el presupuesto.
- Establecer programas de seguridad.
- Informar todos los aspectos de su trabajo a la junta encargada del manejo del contrato.

- Proveer a la empresa estatal toda la información relativa a la operación.

4.7 Venezuela

En el año de 1878 se perforaban los primeros pozos petroleros en Venezuela por medio de una compañía venezolana logrando producir pocos barriles de hidrocarburos, fue



hasta el año de 1901 donde abrieron el mercado para empresas extranjeras con la finalidad de poder aumentar la producción. A principios de 1920 Venezuela se convirtió en el primer exportador a nivel mundial de petróleo.

En el año de 1975 por decreto del ejecutivo nacional se crea Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) con la finalidad de que maneje las políticas nacionales en materia de hidrocarburos, haciendo de las concesionarias privadas filiales, por ejemplo la Shell, Maraven; la Mobil, Llanoven y otras once filiales, dejando así a PDVSA como la principal operadora en Venezuela obteniendo la mayor responsabilidad y manejando las 14 filiales establecidas. Esta estructura fue cambiada en 1998 eliminando por completo las filiales anteriormente establecidas para dar lugar a cuatro empresas funcionales de negocios como PDVSA Petróleo y Gas; PDVSA Exploración y Producción; PDVSA Manufactura y Mercadeo y PDVSA Servicios, responsables de ejecutar la actividad operativa.

En el año de 1920 se crea la primera ley en materia de hidrocarburos en el país la cual era la encargada de fijar los porcentajes de regalías, establecer la propiedad de los hidrocarburos etc. A lo largo de su historia Venezuela a echo modificaciones a su ley de hidrocarburos desde 1920, 1938, 1943, 2001, 2006 por mencionar los más importantes, siempre buscando la soberanía nacional, la seguridad en cuanto a producción así como su máximo aprovechamiento modificando y creando leyes.

A través de las concesiones Venezuela ha podido desarrollar su industria petrolera a lo largo de los años teniendo cambios principalmente en los porcentajes de regalías así como la distribución de la producción, el último gran cambio en cuanto a contratos petroleros se dio con la última modificación de la ley orgánica de hidrocarburos en 2006.

Los contratos en Venezuela se manejan de acuerdo al tipo de hidrocarburo explotado, la ley establece que la explotación de hidrocarburos líquidos se realiza mediante la firma de contratos de empresas mixtas (CEM) con una duración de 25 años con prórroga de hasta 15 años además se tendrá que pagar una regalía del 20-30% y la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos establece las licencias para la exploración y explotación de gas no asociado (LEEG) con una duración de hasta 35 años son una

prorroga no mayor a 30 años con el pago de regalía de 20% sobre el valor bruto de la producción.

Dentro de los impuestos más comunes a pagar en estos tipos de contratos son los impuestos de consumo propio, de consumo general, impuesto superficial, impuesto de extracción y el impuesto de registro de exportación, todos estos impuestos pueden variar dependiendo el caso específico del contrato y serán supervisados por el ejecutivo nacional.

Los contratos establecen que las actividades de exploración y extracción serán realizadas por empresas propiedad del estado o empresas sujetas a decisiones del estado en donde tenga una participación mayor al 50% del capital social, a este tipo de empresas se les denomina empresas mixtas mientras que las empresas que sean únicamente para actividades denominadas primarias (exploración y extracción) serán empresas operadoras. Todas las actividades realizadas por las empresas serán bajo su propio riesgo operativo y económico y el estado no tendrá la obligación de dar ninguna indemnización por los proyectos que no sean exitosos.

El gobierno a través del ejecutivo nacional podrá transferir o revocar los derechos a empresas operadoras para las actividades primarias así como los derechos de propiedad de bienes o inmuebles.

Para la selección de empresas operadoras el Ejecutivo Nacional por órgano del Ministerio de Energía y Petróleo, fijara las condiciones necesarias y seleccionara a las empresas. El Ministerio de Energía y Petróleo podrá suspender el proceso de selección o declararlo desierto, sin que ello genere indemnización alguna por parte de la República.

4.8 Argentina



Argentina comenzaba su historia de producción de petróleo a finales del siglo XIX, sin embargo fue hasta el año de 1907 donde se logró producir los primeros barriles de petróleo de manera exitosa, a partir de ese año el gobierno de Argentina otorgo contratos de locación de obras para explotar ciertas áreas, los hidrocarburos en caso de ser explotados eran otorgados a las empresas privadas que los descubrieran, el pago de impuestos y regalías formalizo a principios de 1930.

Después de años de conflictos en el país debido a la propiedad de los hidrocarburos en 1922 se creó Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) como una

empresa propiedad del estado argentino la cual se encargaría de actividades petroleras sin embargo desde sus inicios tenía problemas para auto abastecerse de manera productiva con lo cual algunos presidentes buscaron ayuda de empresas extranjeras para poder ayudar a la empresa estatal.

En el año de 1992, el gobierno de Carlos Menem desnacionalizó el petróleo, a través de la ley 24.145, así fue que se transfirió el dominio público de los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las provincias, pero esta ley también privatizó a YPF perdiendo el poder de su decisión de política petrolera.

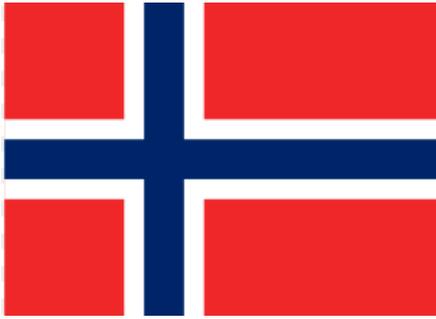
Desde el decreto de la ley en 1992 las provincias ahora son las dueñas de los hidrocarburos costa adentro, por ello ahora están facultadas para renegociar contratos, llamar a licitaciones, etc. En la actualidad Argentina utiliza las concesiones para exploración y extracción de hidrocarburos como su principal tipo de contrato, los precios de venta del petróleo son libres pero sujetos al pago de los derechos de exportación.

En Argentina los costos de operación durante las actividades exploración y extracción correrán por cuenta del operador sin embargo, como es posible renegociar con las provincias algunos términos contractuales, modificaciones en el sistema tributario y/o en los plazos de los contratos, el nivel de riesgo de las compañías se ve alterado.

Los contratos actuales en Argentina son del tipo regalías/impuestos con los cuales, el operador del campo puede disponer libremente de la producción siempre y cuando el abastecimiento del mercado interno, tanto en gas natural como petróleo, sea garantizado.

En cuanto a las regalías, la Ley de Hidrocarburos establece una regalía del 12% sobre el valor bruto de producción, sin embargo, en algunas provincias este porcentaje se incrementó 5%, además existe un impuesto sobre las ganancias del 35%, también existen el impuesto a los sellos de 0.5%, el impuesto sobre créditos y débitos bancarios de 1.2%, el impuesto sobre los bienes personales de 1.25% y para las ventas al mercado interno, existe el impuesto al valor agregado (IVA) con una tasa del 21%.

4.9 Noruega



en aguas profundas.

El modelo utilizado en la industria petrolera de Noruega se formó a partir de adaptaciones de leyes y modelos de diferentes países petroleros, es una referencia a nivel mundial, no solo en aspectos económicos sino también tecnológicos y sociales. Noruega reestructuro su industria petrolera en el año de 1971 y hoy es considerado uno de los líderes mundiales en materia de exploración y extracción de hidrocarburos

La reestructuración de la industria petrolera se dividió en tres áreas diferentes e independientes cada una como autoridades políticas y gubernamentales, entidades supervisoras y las empresas petroleras. En 1972 el gobierno noruego creó la empresa estatal llamada STATOIL la cual se encarga de cuidar los intereses nacionales así como mantener presencia en las actividades petroleras, el gobierno se encargó de proteger su empresa estatal dándole el 50% de participación en cada licencia concedida a empresas extranjeras hasta que fue capaz de desarrollar por sí mismo todas las actividades relacionadas con la industria hasta convertirse en una empresa de nivel internacional.

Noruega implementó un modelo de contratación de licencia para empresas petroleras internacionales con la finalidad de poder desarrollar y extraer sus reservas de hidrocarburos, al mismo tiempo este modelo buscaba un desarrollo de la industria petrolera nacional para poder realizar los trabajos petroleros por sí mismos y teniendo el control del desarrollo de la industria.

Durante la creación del modelo petrolero noruego se consideraron tres principales aspectos para desarrollar en la industria petrolera del país y además de tomar en cuenta los grupos sociales y modelos de negocios del país.

- El gobierno de Noruega abrió lugar dentro de su reestructuración petrolera a tres empresas petroleras nacionales con la finalidad de aprender y posteriormente transferir responsabilidades para desarrollar por sí mismos nuevos proyectos petroleros.
- Se estimularon empresas existentes para renovarse y adaptarse para poder convertirse en proveedores de la industria petrolera.

- En materia de educación el gobierno brindó apoyo económico a las universidades y a los centros de investigación para que desarrollaran conocimientos y programas en temas petroleros.

El desafío de la administración de la industria petrolera de cualquier país consiste en saber controlar todos los aspectos de la industria, para ello un elemento importante en la gestión de hidrocarburos es la creación de una empresa petrolera nacional, como una herramienta para el desarrollo económico nacional. Sin embargo, la experiencia ha comprobado que los monopolios a largo plazo representan un riesgo debido a que se vuelven ineficientes e ineficaces.

Capítulo 5. Análisis técnico y económico de los modelos de contratación implementados en la industria petrolera nacional e internacional.

5.1. Construyendo un régimen fiscal.

La aplicación de un régimen fiscal de manera adecuada puede ayudar a incrementar la rentabilidad de los campos petroleros. Debido a que en México existen diferentes tipos de proyectos petroleros, por ejemplo, de exploración y explotación terrestre, aguas someras y aguas profundas y debido a la variedad de contratos petroleros derivados de la reforma energética, es necesario diseñar diferentes tipos de regímenes fiscales.

La ventaja que se tiene al diseñar un régimen fiscal es la facilidad de adaptar las necesidades operativas de cada campo petrolero a diferentes escenarios económicos. Además es posible establecer un periodo de actualización de acuerdo a los requerimientos de los diferentes campos, otra ventaja significativa de un régimen fiscal es que se pueden combinar diferentes tipos de herramientas fiscales (regresivas, neutras o progresivas) de acuerdo a las necesidades de cada país, por ejemplo si un país requiere mayor inversión extranjera se puede diseñar un régimen fiscal adecuado a un contrato para obtener estos beneficios o si se requiere incentivar la etapa de exploración por parte de un contratista etc.

El diseño del régimen debe ser en función de las características de los yacimientos, por ejemplo, los yacimientos no convencionales en los cuales su sistema petrolero es complejo y requieren mayor inversión en tecnología para desarrollarlos, así como estudios especiales y precisos para su exploración, o simplemente técnicas diferentes para extraer hidrocarburos como fractura miento hidráulico etc. Otro ejemplo son los campos maduros donde la incertidumbre ha disminuido y solo se necesitan planes para decidir cómo incrementar el factor de recuperación a través de sistemas artificiales de producción, métodos de recuperación secundaria y mejorada para incrementar la rentabilidad.

En la mayoría de los países petroleros el tipo de régimen fiscal que se utiliza es progresivo, ya que beneficia tanto al país anfitrión como a los contratistas, este tipo de régimen fiscal toma en cuenta los costos, la producción y la rentabilidad que puede obtenerse en cada proyecto sin embargo cada país puede decidir qué tipo de régimen utilizar de acuerdo a sus necesidades y las características de los campos petroleros que se tienen.

Un factor muy importante al momento de evaluar la rentabilidad de un proyecto es el desarrollo de estudios de factibilidad técnica y financiera. En un proyecto petrolero se considera los costos por barril el cual incluye gastos de extracción, transporte y almacenamiento de los hidrocarburos, en México el costo de producción se encuentra en un promedio de 10 a 20 dólares por barril, este valor depende del tipo de yacimiento (convencional o no convencional, maduro etc.), además se consideran los precios internacionales de venta de hidrocarburos.

El precio del hidrocarburo a lo largo de la historia ha sufrido cambios de acuerdo algunos sucesos mundiales como guerras, situaciones sociales, etc. que afectan la economía mundial, por ejemplo, a principios del año 1973 inicio la llamada cuarta guerra Árabe-Israelí en donde la OPEP decidió recortar la producción de sus países miembros en contra de los países aliados a Israel creando un recorte en el suministro mundial de cerca 2.9 millones barriles al día provocando que el precio del hidrocarburo subiera, otro suceso importante que se llevó a cabo en el año de 1979 con los conflictos entre Irán e Irak que provocaría la reducción de la producción entre estos dos países, afectando principalmente a Irán el cual en ese tiempo era el segundo productor más importante a nivel mundial provocando un desplome de hasta 3.3 millones de barriles. En el año de 1985 el precio del crudo comenzó a caer como resultado del descubrimiento y explotación de nuevos yacimientos de crudo y el exceso de suministro por parte de la OPEP y en el año de 1990 el precio de hidrocarburo comenzó a subir debido a los conflictos por la invasión de Irak a Kuwait.



Fig. 36 Historial de precios de hidrocarburos en el mundo.

La figura 36 muestra un panorama general de las variaciones que han sufrido los precios de los hidrocarburos a lo largo de la historia, en ella se muestra la variabilidad de los precios del dólar americano desde 1960 en países que conforman la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo).

Como se muestra en el gráfico los precios pueden cambiar demasiado y no existe una tendencia clara sobre la estabilidad de los mismos, es por ello que se planea identificar 2 escenarios principales dentro de este trabajo para poder identificar los regímenes que mejor funcionen de acuerdo a los precios mundiales del hidrocarburo considerando las características de cada campo.

5.2. Planteamiento de escenarios para la construcción de un régimen fiscal.

5.2.1. Precios favorables

En un escenario donde se tiene un precio de hidrocarburos favorable (más de 60 dólares) los proyectos pueden ser más estables y los costos de producción suelen ser bajos en comparación con las ganancias, esto genera mayor capacidad de inversión para los contratistas, además, de aumentar la producción al invertir en tecnología o incrementar el número de pozos. Al desarrollar proyectos rentables se ve favorecido el contratista y el estado al recuperar rápidamente su inversión en comparación con otros escenarios, a su vez se obtiene mayor margen de estabilidad al proyecto para desarrollar campos más complejos como son los yacimientos no convencionales, incluso se pueden dar asociaciones con mayor facilidad entre el estado y el contratista bajo la modalidad de farm out o algún otro tipo de acuerdo.

Un régimen fiscal progresivo es el ideal ante ese tipo de escenarios debido a las características de este régimen fiscal en el cual el estado obtendrá más ganancias al incrementar la rentabilidad del campo y el contratista podrá utilizar herramientas a escala variable como las regalías, el reparto de beneficios, las comisiones por servicios o los impuestos basados en la rentabilidad o beneficios económicos, etc.

Sin embargo los precios pueden disminuir hasta mantenerse en un rango de precios intermedios, esta disminución puede llegar a afectar los proyectos de yacimientos no convencionales que requieren mayor inversión por lo que los precios de hidrocarburos será un condicionante importante para que se lleve a cabo la inversión en dichos proyectos y ajustar un régimen fiscal adecuado.

La inversión de escenarios con precios favorables suele ser buena pero siempre reservada, es decir no se dan grandes inversiones en cuanto a exploración, en yacimientos con alto riesgo hasta que la incertidumbre disminuya de manera importante tanto los contratistas como el estado buscan incrementar la producción y así recuperar su inversión de manera rápida ante una posible caída de precios.

5.2.2. Precios bajos

Frente a un panorama con un escenario donde los precios son considerados bajos (menos de 60 dólares) es difícil que los contratistas recuperen sus ganancias en el tiempo estipulado ya que no solo tienen que considerar las leyes del gobierno local (impuestos, contraprestaciones, etc.) de esta manera se vuelve más complicado para los contratistas invertir en los proyectos petroleros con alto grado de complejidad o incertidumbre.

Para estos escenarios se propone un tipo de régimen fiscal regresivo en la mayoría de herramientas fiscales, ya que al no ser un proyecto completamente rentable el estado tendrá que generar ingresos que sean independientes a la rentabilidad, producción o costos de los proyectos, esto quiere decir que el gobierno puede obtener ingresos antes que el contratista recupere por completo su inversión.

Para esto se debe considerar la etapa de desarrollo en la que se encuentra el campo petrolero, ya sea en exploración con campos nuevos o en la etapa de producción.

Tomando en cuenta lo anterior México necesita definir la mejor etapa para obtener la mayor ganancia posible, lo óptimo sería percibir ganancias desde la etapa de exploración y tomar en cuenta el régimen fiscal adecuado para obtener mayor beneficio.

5.2.3. Exploración.

Esta etapa es fundamental para el éxito de un proyecto así como la inversión de un contratista ya que se evaluará el potencial de los campos al obtener información mediante sondeos y compra de datos geológicos, posteriormente a través de los estudios sísmicos como la herramienta más común y confiable, se disminuye la incertidumbre sobre la localización o existencia de hidrocarburos, finalmente se perforan pozos exploratorios con la finalidad de conocer más las características petrofísicas de los yacimientos así como la extracción de muestras para seguir obteniendo datos y delimitar el campo petrolero.

Los riesgos que se tienen durante la exploración son los más grandes dentro la etapa de vida de un campo ya que solo se cuenta con estimaciones y la incertidumbre

es alta sobre todo en yacimientos que presentan características geológicas peculiares o yacimientos en aguas profundas donde el tirante de agua representa un reto.

5.2.4.Extracción.

Una vez que se ha descubierto y evaluado el potencial de un campo declarado comercialmente viable una empresa prosigue a realizar más estudios para comenzar el plan de desarrollo en infraestructura definiendo el tipo y número de pozos que se perforaran (horizontales o verticales etc.), mecanismos de transporte y almacenamiento.

Aunque los riesgos han disminuido considerablemente siempre existen dificultades tanto mecánicas como operativas que incrementan los costos de inversión y deben ser tomados en cuenta durante el plan de desarrollo de los campos.

Además de considerar los costos y las etapas de vida de un yacimiento una de las características más importantes a tomar en cuenta es el tipo de campo que se planea desarrollar ya que de esto depende la mayoría de las herramientas fiscales a utilizar.

5.3. Metodología para elegir un régimen fiscal.

Basado en los escenarios planteados en la sección 5.2 y considerando diferentes tipos de yacimientos se establece una metodología para elegir un régimen fiscal y de esa manera fortalecer los contratos petroleros en México.

5.3.1.Yacimientos convencionales.

Los yacimientos convencionales son aquellos en los que el hidrocarburo pudo migrar desde la roca madre hasta la trampa geológica, además cuenta con buenas condiciones petrofísicas. Estos yacimientos no requieren pozos a gran profundidad, generalmente son yacimientos terrestres o se encuentran en cuencas de aguas someras.

En muchos países se cuenta con yacimientos convencionales maduros por lo que será necesario invertir en nuevas herramientas como sistemas artificiales de producción, métodos de recuperación secundaria, mejorada, considerar perforar nuevos pozos para mantener la producción. Un régimen fiscal para este tipo de yacimientos se puede adaptar para promover la inversión de empresas extranjeras mediante herramientas fiscales principalmente progresivas que protejan al estado y hagan atractivos los contratos en cada etapa de vida del yacimiento para que los contratistas decidan seguir desarrollándolos.

ASIGNACIÓN

Como se ha mencionado en los capítulos anteriores la asignación de contratos a empresas participantes mediante licitaciones celebradas contienen un Bono a la firma como una de las contraprestaciones principales de los contratos de Licencia, tiene características regresivas de acuerdo a la rentabilidad del proyecto es decir el contratista paga al gobierno esta contraprestación sin tener alguna proyección clara de producción o incluso si es rentable.

- Bono a la firma: La ventaja de esta contraprestación hacia el estado es que se puede incrementar el porcentaje que se pida al contratista si se tiene una reserva ya comprobada de hidrocarburos a la firma del contrato. Si las reservas aumentan en el país los yacimientos pueden volver a ser atractivos para que los contratistas decidan invertir ya sea con precios altos o bajos, esta contraprestación puede ser utilizada en contratos de Licencia y Producción Compartida.

ETAPA DE EXPLORACIÓN

Algunos de los inconvenientes más comunes durante esta etapa consisten en encontrar los puntos adecuados para la acumulación de hidrocarburos, es decir un sistema petrolero adecuado que no presente problemas en estratigrafía aunque este tipo de problemas suelen ser los más sencillos de resolver son de los más costosos ya que se requieren diferentes estudios sísmicos, registros geofísicos, estudios gravimétricos para lograr una caracterización completa del yacimiento y eliminar la incertidumbre y complejidad que se pueda presentar al desarrollar los pozos.

Dentro de esta etapa es conveniente que el gobierno anfitrión considere los costos y los riesgos que estén dispuestos a asumir mediante su empresa productiva del estado, es por ello que los contratos y herramientas fiscales deberán estar en función de esas características. Las herramientas fiscales que podrían funcionar en esta etapa son las siguientes:

- Riesgos en exploración: En yacimientos recién descubiertos que se encuentren en exploración se podrán asumir los costos del proyecto cuando se tengan precios altos principalmente en contratos de Producción Compartida y asociaciones donde el estado tiene participación directa durante el desarrollo de los campos. El riesgo en exploración que puede asumir el estado en escenarios de precios bajos podrá ser participación con interés parcialmente amortizado en el cual el gobierno no cubrirá todos los gastos en la etapa de exploración, esto permitirá al estado elegir de mejor manera donde invertirá durante esta etapa.

ETAPA DE PRODUCCIÓN

En esta etapa se concentran la mayoría de las herramientas fiscales que podrán definir el éxito de los proyectos petroleros, además será necesario promover la inversión de las empresas extranjeras.

La producción en yacimientos convencionales utiliza diferentes métodos de desarrollo que varían dependiendo la localización de los yacimientos ya que cada uno presenta sus propios problemas durante la etapa de producción ya sean problemas mecánicos durante la perforación, daño por precipitación y depósito de compuestos orgánicos e inorgánicos por mencionar solo algunos de los problemas más comunes.

También se pueden presentar problemas en el yacimiento por ejemplo el avance del contacto agua aceite que de no tratarse posteriormente llevara a producir grandes cortes de agua, también se pueden presentar casos de baja presión del yacimiento, alta viscosidad en los hidrocarburos etc. Todos estos problemas hacen que el desarrollo de algunos yacimientos sea complejo y esto a su vez requiere mayor inversión para remediar los problemas que se presentan, además, de requerir sistemas artificiales de producción o métodos de recuperación secundaria y/o mejorada.

Considerando los retos y costos para desarrollar este tipo de yacimientos las herramientas fiscales que se podrán aplicar para tener mayor beneficio para el estado y el contratista.

- Percepción de ganancias al estado: En los campos con yacimientos maduros la percepción de ganancias hacia el estado puede ser de manera inmediata considerando las características de estos campos los cuales se tienen buenas expectativas para aumentar la producción de hidrocarburos ante un escenario de precios favorables, por su parte en un escenario de precios bajos una de las opciones a fortalecer los contratos sería una percepción de ganancias de tipo back end loaded, es decir, se podrán obtener ingresos solo cuando el contratista recupere su inversión y el proyecto sea completamente rentable, esto no generará ingresos de manera inmediata al estado pero permitirá la consolidación del proyecto.
- Regalías: Las regalías a escala variable en contratos de Licencia y Producción Compartida ayudará al gobierno a recibir mayores ganancias además de promover el desarrollo principalmente de campos maduros ya que como se ha mencionado se ajustará tanto a los precios como a la producción, además, de tomar en cuenta el tipo de hidrocarburo con el que cuenten los campos, Otra de

Las ventajas es que mientras aumenta la rentabilidad aumentara también el government take y hace más atractiva la inversión del contratista, por lo tanto mientras mayor sean los ingresos mayor podrá ser el porcentaje de la regalía.

Por otro lado cuando los precios sean bajos una regalía de tasa fija es una buena opción en campos marginales y maduros o en campos licitados bajo una asociación de los cuales no es necesario invertir demasiado, sin embargo el objetivo en estas asociaciones es incrementar las reservas por lo que es posible cambiar a una regalía variable basada en los gastos de producción.

- Bono de producción: En yacimientos convencionales con contratos de Licencia es una buena opción para obtener ingresos para el gobierno sobre todo en precios favorables, en precios bajos tendrá que ser muy reservada esta contraprestación de acuerdo a las características del yacimiento.

Los bonos de producción pueden tener diferentes cantidades a pagar de acuerdo a la producción que se alcance, se puede establecer un porcentaje fijo por cada cantidad de producción con la finalidad de obtener ingresos fijos por cada periodo de tiempo, en campos maduros puede omitirse si se trata de asociaciones bajo un esquema de contrato de Licencia ya que al utilizar una regalía variable basada en la producción este tipo de ingresos serán cubiertos por el contrato.

- Cost Oil: El cost oil (recuperación de costos al contratista) en los yacimientos convencionales al no tener un límite para asegurarse que la inversión se recupere en los primeros años lo cual es importante para el futuro del proyecto, considerando precios bajos se puede proponer un cost oil que no tenga limite en yacimientos pequeños y maduros donde es difícil tener una recuperación rápida además el desarrollo de este tipo de campos y sin un límite de cost oil así se podría generar mayor re inversión y desarrollo de nuevos descubrimientos.

5.3.2. Yacimientos no convencionales.

Los yacimientos no convencionales a diferencia de los yacimientos convencionales no tienen un sistema petrolero bien definido, es decir la roca madre o generadora es la misma que la roca sello/trampa y el hidrocarburo no logro migrar debido a la poca porosidad y permeabilidad del sistema petrolero, también se denominan yacimientos no convencionales a aquellos de difícil acceso. En general se tienen diferentes clasificaciones de estos yacimientos de acuerdo a las características del hidrocarburo que contienen o las características petrofísicas por ejemplo gas metano de carbón, hidratos de gas, gas de arenas compactas (tight gas), yacimientos fracturados naturalmente gas o petróleo de lutitas (shale gas-shale oil), los cuales serán abordados en la primera sección y posteriormente serán abordados los yacimientos de aguas profundas.

Para que los contratistas decidan invertir en países con potencial en este tipo de yacimientos, el régimen fiscal y las ofertas deberán ser atractivas combinando herramientas fiscales tanto progresivas como regresivas para que los contratistas decidan desarrollar estos campos.

ASIGNACIÓN

Una característica principal de estos yacimientos es el gran riesgo que se toma en la etapa de exploración por lo que las herramientas fiscales que se necesitan deben incentivar la exploración e inversión dependiendo de las características del yacimiento. En la etapa de asignación el estado puede obtener ganancias sin importar la rentabilidad del campo ofertado con las siguientes herramientas fiscales:

- Bono a la firma: Este tipo de contraprestación se puede utilizar mediante los contratos de Licencia de manera más reservada en el caso de precios bajos incluso podrá no ser requerido si los riesgos y la inversión son demasiados grandes como suele ser en este tipo de yacimientos, además se tendrá que considerar las reservas que el yacimiento tenga para poder otorgarse, en México se tiene que incentivar al contratista para explorar y sobre todo desarrollar este tipo de campos por lo que un bono de este tipo tendrá que ser bajo o inexistente de acuerdo al propósito del estado.

ETAPA DE EXPLORACIÓN

La exploración de yacimientos no convencionales se lleva a cabo de la misma manera que los convencionales, por ejemplo, se define el área a explorar, se realiza el levantamiento de datos en las cuencas, se utilizan los métodos de sísmica, gravimetría, etc. Sin embargo muchas veces no se logra disminuir la incertidumbre como en los yacimientos convencionales. La falta de datos durante la exploración puede generar que se perfora con el método denominado “perforación a ciegas” mediante la correlación con otros pozos perforados en campos con características similares, es por ello que la exploración en estos campos suele ser complicada por la difícil caracterización de los yacimientos lo cual genera mayores riesgos y costos durante esta etapa por lo que se debe tomar en cuenta estas dificultades al momento de elegir las herramientas fiscales que complementen el contrato petrolero.

- Riesgos y participación en exploración: En cualquier escenario de precios se puede dar la participación del estado con un capital con interés parcialmente amortizado ya que aunque los precios son favorables los riesgos y poca experiencia del estado podrá ser un inconveniente. Los riesgos podrán ser

aceptados al 50% estos porcentajes podrán disminuir dependiendo las características de cada yacimiento así como el tamaño de reservas estimadas sobre todo en contratos de Producción Compartida y asociaciones donde el estado podrá tener participación directa en el desarrollo de los campos.

Si se decide desarrollar los campos bajo un esquema de Farm out y un contrato de Licencia la participación equitativa será una opción rentable sobre todo para promover la inversión del contratista, se podrá decidir participar desde cualquier etapa ya sea desde exploración o en la etapa de producción, esto se decidirá por la complejidad del campo a desarrollar y los precios internacionales de hidrocarburos aunque la participación desde la exploración es un buen incentivo para promover la inversión sobre todo en precios bajos ya que le dará mayor protección al contratista y le permitirá negociar los gastos a cubrir.

ETAPA DE PRODUCCIÓN

Durante la etapa de producción de los yacimientos no convencionales se tendrá que tomar en cuenta que cada tipo de yacimiento contara con diferentes estrategias de desarrollo, desde métodos convencionales hasta métodos como perforación direccional, perforaciones a gran profundidad, métodos de fracturamiento etc.,

Otra característica que se toma en cuenta al desarrollar estos yacimientos es la baja permeabilidad que tienen, es por ello que se tienen que generar conductos para que se pueda desplazar el hidrocarburo, el método más utilizado es el fracturamiento hidráulico en el cual se inyecta agua para generar conductos que logren producir hidrocarburo sin embargo es una técnica demasiado costosa, además de necesitar grandes cantidades de agua se tiene aún controversia por el impacto ambiental que puede generar el uso de esta técnica a nivel producción ya que se dice puede generar contaminación y afectaciones a las poblaciones cercanas a los campos explotados.

A continuación se mostraran las herramientas fiscales que se podrían utilizar para generar mayor interés de inversión del contratista de acuerdo a las características geológicas de los campos considerando los retos que representa el desarrollarlo, así como los diferentes precios que se pueden dar durante la vida productiva de cada campo.

- Percepción de ganancias al estado: La percepción de ganancias puede darse una vez que la inversión inicial sea recuperada cuando se pruebe la rentabilidad del proyecto, esto quiere decir que el gobierno no recibirá dinero hasta que se compruebe el éxito en exploración con la finalidad de incentivar al contratista a desarrollar estos campos sobre todo si el estado no planea tener participación en etapas anteriores a la producción. En caso de que el estado decida tener

participación en exploración podría ser de manera neutra, es decir que el estado y el contratista obtendrán ganancias al mismo tiempo durante la primer etapa de desarrollo y se asumirán los mismos riesgos.

- Regalías: Regalías fijas en yacimientos no convencionales para contratos de Licencia y Producción Compartida o en asociaciones pueden funcionar de buena manera, si el precio es favorable se pueden utilizar para obtener ganancias adicionales y asegurar la inversión extranjera, en precios bajos las regalías a escala variable podrían ser una buena opción ya que se espera que se tengan más ingresos cuando el hidrocarburo aumente de precio, además se promueve la exploración y desarrollo de estos campos.
- Cost oil: En yacimientos no convencionales sin importar el precio se puede aplicar un límite alto (80%) para permitir que el gobierno obtenga mayores ganancias una vez que se consolide el proyecto para ayudar al contratista, esto se puede ver en el caso de yacimientos con poca producción así como no convencionales que no representen grandes rentabilidades, esto aplicara para cualquier tipo de contrato con la finalidad de promover el desarrollo de este tipo de campos.
- Arrendamiento: Los arrendamientos son una herramienta que se puede utilizar en los contratos de yacimientos no convencionales, el gobierno puede obtener ganancias anuales fijas sin depender de los precios del hidrocarburo o la producción en este tipo de proyectos donde la incertidumbre y la inversión es grande, el arrendamiento puede adaptarse cada año dependiendo las etapas de cada proyecto.

YACIMIENTOS EN AGUAS PROFUNDAS

La producción en yacimientos de aguas profundas ha tomado mayor importancia en los últimos años ya que las reservas de hidrocarburos convencionales empiezan a disminuir y las empresas petroleras comienzan a explorar nuevas fuentes de hidrocarburos. Tal y como su nombre lo menciona la principal característica de estos yacimientos son los tirantes de agua, el cual varía entre 500 y 1500 metros por debajo del nivel del mar. Desarrollar este tipo de proyectos incrementa el costo de inversión en plataforma, métodos de exploración y extracción además de los problemas particulares que presenta cada yacimiento al momento de perforar los pozos y producir hidrocarburos.

ASIGNACIÓN

Al igual que los yacimientos no convencionales del caso anterior se pretende promover la exploración de este tipo de yacimientos, en México se estiman campos en

aguas profundas con un alto potencial lo que lo hace realmente atractivo a pesar de la gran inversión y los riesgos que representan estos campos por lo que el régimen fiscal se encargara de hacer atractivos los contratos mediante las herramientas fiscales adecuadas.

- Bono a la firma: Los bonos a la firma como se ha mencionado anteriormente funcionan como una herramienta que ayuda a formalizar los contratos, en el caso de una asociación puede ser una de las maneras para elegir al contratista además de la capacidad tecnológica y económica que tengan ya que otorgara al estado la seguridad para desarrollar los campos. El estado puede tener la oportunidad de solicitar un bono más elevado a las empresas interesadas siempre y cuando el potencial del campo sea bueno en el momento de la asignación.

ETAPA DE EXPLORACIÓN

Durante la etapa de exploración se utilizan los mismo métodos que los yacimientos convencionales, es decir se realizan la toma de datos sísmicos en 2D y 3D, se utiliza geotecnia marina, electromagnetismo, iluminación de estructuras sub salinas, se realizan los modelos sísmicos así como la caracterización de los yacimientos con los datos recabados para evaluar el potencial del campo, una vez que se decida que es potencialmente viable comenzara la etapa de producción, la gran diferencia con los yacimientos convencionales es claramente el tirante de agua y la distancia que se necesita perforar para llegar al objetivo aunado a los tiempos y costos para desarrollar los yacimientos, es debido a este tipo de características el régimen fiscal es más conservador como se muestra a continuación.

- Riesgos y participación en exploración: Los riesgos que el estado decida asumir en yacimientos de aguas profundas podrá ser con un interés parcialmente amortizado funcionando en cualquier escenario de precios ya sea altos o bajos, el estado asumirá solo una parte de los riesgos en esta etapa debido a la poca experiencia que tiene el país en yacimientos de aguas profundas. Este porcentaje de participación que tendrá el estado puede incrementar en la etapa de producción una vez que se compruebe la existencia y rentabilidad de los hidrocarburos, principalmente aplicara para contratos de Producción Compartida y asociaciones. Este tipo de interés adicional puede tomarse del modelo implementado de Ghana en donde se da la opción a la empresa estatal de ejercer este interés solo durante un periodo de 3 meses, pasando esa fecha no tendrá la opción de ejercer ese nuevo interés, al implementarse ese tipo de riesgos se puede elegir la participación del estado una vez que este comience a producir, es decir dejara al

contratista la etapa de exploración en su mayoría con la finalidad de adquirir experiencia sobre cómo desarrollar los campos en aguas profundas.

ETAPA DE PRODUCCIÓN

Uno de los principales retos con este tipo de yacimientos es la falta de información y tecnología para la producción por lo que muchos países han abierto la posibilidad a empresas extranjeras con experiencia en el desarrollo de yacimientos en aguas profundas para explotar y compartir sus conocimientos, tecnología y riesgos.

Se estima que la inversión para estos yacimientos en etapa de exploración, perforación y terminación de un pozo puede ser entre 50 millones de dólares y 150 millones de dólares por pozo, además se tiene que tomar en cuenta el tipo de plataformas a utilizar para producir y almacenar el hidrocarburo ya que también representa una gran inversión.

Considerando las características, los costos y las estimaciones de hidrocarburos que se tiene en estos campos en México se proponen algunas herramientas fiscales que se prevé podrían funcionar para este tipo de campos.

- Percepción de ganancias al estado: La percepción de ganancias para este tipo de yacimientos se podrá dar cuando se consolide el proyecto, esto con la finalidad de darle mayor estabilidad al desarrollo del campo sobre todo en precios relativamente bajos tomando en cuenta la participación del estado y los riesgos que asumirá.
- Regalías: Una regalía a escala variable además de tomar en cuenta la producción y precios se toma en cuenta las características del hidrocarburo, si son de buena calidad su valor se incrementara al incrementar la producción y los precios internacionales del barril.

Una de las ventajas de este tipo de regalía es que se espera tener más ingresos una vez que se logre vender el hidrocarburo a un precio mayor además de promover la exploración y desarrollo de estos campos al hacerlos más atractivos para las empresas extranjeras y así proteger al estado, estas regalías funcionaran de buena manera ante cualquier precio, en algunos casos se utiliza el llamado factor R el cual se determina mediante la siguiente formula:

$$\text{Factor } R = \frac{\text{Ingresos acumulados de un proyecto}}{\text{Costos acumulados de un proyecto}}$$

Con el factor R calculado se pueden ajustar las regalías, es decir cuando R sea menor a 1 se podrá elegir una regalía mínima o fija a diferencia de un valor mayor a 1 que quiere decir que el proyecto apenas comienza y si tiene poca producción para poder realizar un mayor pago de la regalía y aun no se recupera por completo la inversión inicial.

Si los precios son bajos la regalía a tasa fija podría ser una buena opción en estos campos, otra opción podría ser a través de una asociación tomando como referencia la producción tenga en los primeros años.

- Bono de producción: Los bonos de producción al igual que en los yacimientos no convencionales se compensará con otro tipo de herramientas fiscales, principalmente con las regalías variables.
- Cost oil: Proponer un límite de cost oil alto (70% - 90%) funcionara para permitir al contratista una recuperación de inversión de manera rápida, incluso se puede no tener un límite de cost oil, sin importar el precio internacional de los hidrocarburos así como del tipo de contratos a utilizar, esta contraprestación funcionara muy bien para promover la inversión y desarrollo de los yacimientos en aguas profundas con la finalidad de que el proyecto se consolide y sea más estable a futuro. Este tipo de herramientas al igual que las regalías se puede calcular dependiendo la etapa de cada proyecto utilizando el factor R, al principio del proyecto cuando la producción aun no es rentable en su totalidad el cost oil puede ser alto o sin un límite como ya se ha planteado anteriormente.
- Arrendamiento: Es una herramienta que se puede utilizar en los contratos de yacimientos de aguas profundas al igual que los yacimientos no convencionales ya que prácticamente en ambos de tiene una incertidumbre mayor al explorar, este tipo de herramienta funciona principalmente en contratos donde no se tiene participación por parte del estado como por ejemplo de Licencia sin ser un formato de Farm out.

5.4. Aplicación en campos.

YACIMIENTOS CONVENCIONALES: Cárdenas-Mora.

En algunos de los yacimientos maduros como Cárdenas-Mora el estado podrá incentivar la exploración y perforación de nuevos pozos por parte del contratista para poder incorporar reservas e intentar tener la mayor recuperación posible y en conjunto con el gobierno podrá hacerse cargo de los costos que estas actividades generen.

Dentro de los campos que se licitaron bajo el formato de Farm out se encuentran los campos maduros Cárdenas-Mora con un tipo de aceite volátil, se encuentra dentro de un área terrestre y producen hidrocarburos con densidad entre 38 y 40 °API, además son denominados como campos convencionales.

Características del contrato de los campos Cárdenas-Mora.

- Se licito bajo un contrato de Licencia.
- El interés de participación entre las empresas es del 50% para cada uno.
- La contraprestación a favor del estado será del 13% del valor contractual de los hidrocarburos.
- El cálculo de contraprestaciones se realizará de manera variable considerando el porcentaje de comercialización que se tenga en cierto periodo así como referencias de precios internacionales.
- Cuando la comercialización de los hidrocarburos sea al menos el 50% se utilizarán precios del mercado de acuerdo a lo previsto en la Ley de ingresos sobre hidrocarburos.
- Si la comercialización es menor al 50% del volumen producido se utilizarán fórmulas para determinar el precio tomando en cuenta el tipo de hidrocarburo (°API) y se utilizarán precios de hidrocarburos internacionales como referencia.
- Cuando se encuentre almacenado se utilizarán las fórmulas correspondientes considerando el promedio de los precios de referencia así como cálculos de periodos anteriores.
- El cálculo de regalías al igual que las contraprestaciones se calculará de manera variable considerando los precios así como los mecanismos de ajustes por inflación.

Ya sea con participación directa o simplemente ceder los derechos del campo de los tipos de contrato que principalmente se utilizaran serán los contratos de Producción Compartida y Licencia, con lo cual se propondrá un tipo de régimen fiscal dependiendo los precios de hidrocarburos y el tipo de participación entre el estado y el contratista. Otra de las opciones que se pueden utilizar son las asociaciones bajo la modalidad de Farm Out, bajo este formato el contratista podrá tener participación directa con el estado a pesar de estar bajo un contrato de Licencia si es que el proyecto requiere mayor inversión de la que el estado pueda aceptar.

En la figura 36 se muestra un diagrama de flujo del proceso que ayudara a elegir de mejor manera herramientas fiscales de acuerdo a los objetivos de cada campo, para ello primero se debe tomar en consideración las características petrofísicas del yacimiento, la ubicación, infraestructura, potencial de producción así como las reservas

estimadas de hidrocarburos etc., en el caso de los campos nuevos se determinara el potencial para definir el tipo de participación que tendrá el estado ya sea en participación indirecta o con participación directa en cualquier porcentaje entre el estado y el contratista, en el caso de ser un campo maduro una vez determinado el potencial se da la opción de elegir si se desea mantener la producción con un contrato de Licencia o incrementarla.

En caso de decidir incrementar la producción se elegirá el método por el cual se realizara, ya sea perforando nuevos pozos por lo que se recomienda una participación indirecta, si se decide aumentar la producción mediante la estimulación ya sea con métodos de recuperación secundaria o terciaria, sistemas artificiales de producción etc., se recomienda una participación directa entre el estado y el contratista para cualquier tipo de campo y participación, se tomara en cuenta los precios de los hidrocarburos y las herramientas fiscales a utilizar.

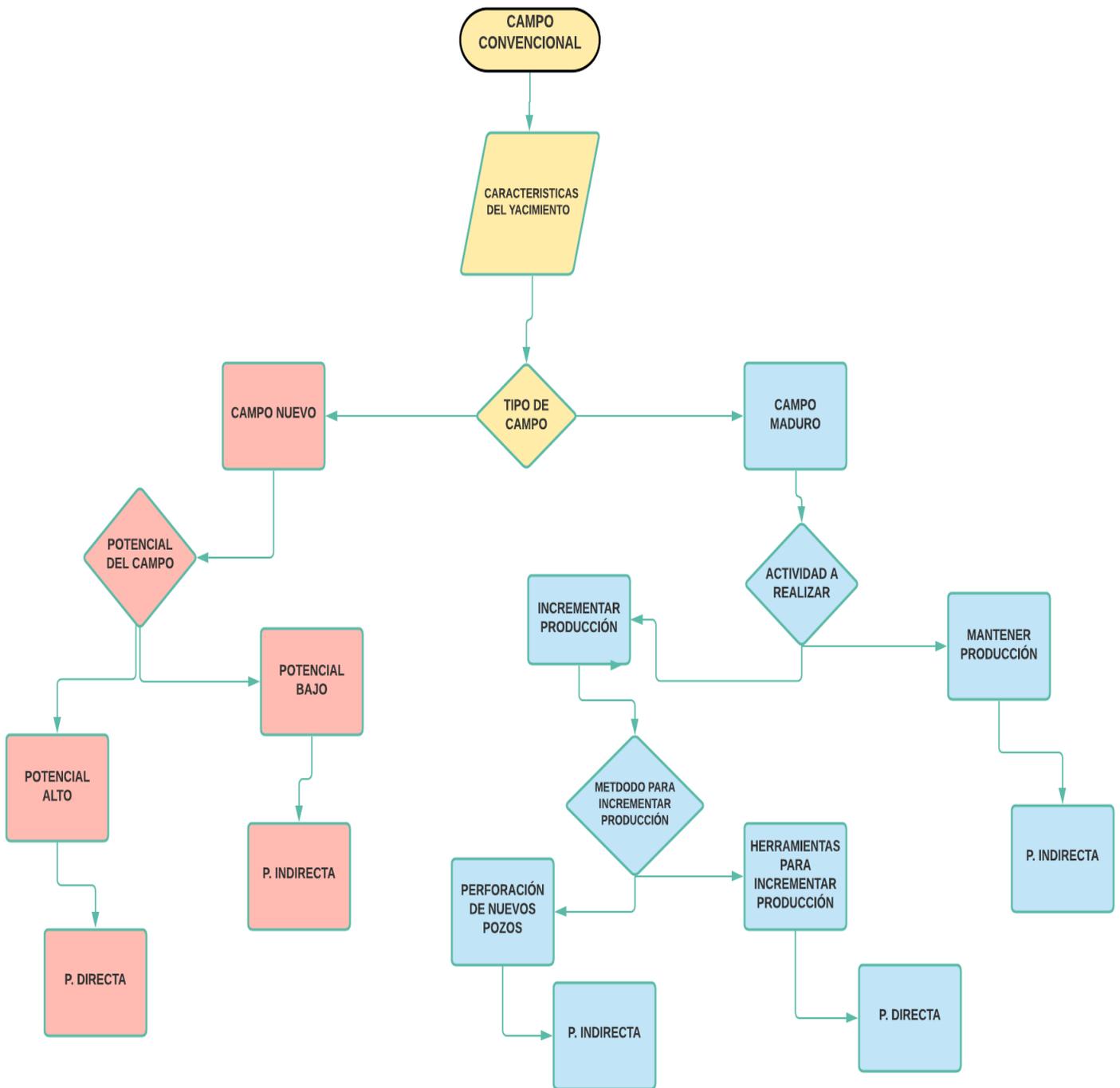


Fig. 36 Diagrama para selección de herramientas fiscales en yacimientos convencionales y maduros.

Retomando el caso de estudio del campo Cárdenas - Mora y utilizando el diagrama mostrado en la figura 36, se dará un ejemplo de cómo elegir las herramientas fiscales con las que se puede obtener un mejor desarrollo del campo.

El primer paso es tomar en cuenta las características del campo, como se ha mencionado es un campo terrestre ubicado al sureste del país, contiene aceite volátil, con una profundidad de entre 5000 y 6000 metros por lo que se considera un campo convencional en la etapa de desarrollo.

Una vez definidas estas características se considera como un campo maduro con un potencial de producción promedio de 5810 barriles diarios por lo tanto se considera buen potencial. Se decide incrementar su producción mediante la perforación de nuevos pozos con una participación indirecta por parte del estado ya que así se podrán evitar los riesgos de inversión durante la perforación, sin embargo con las herramientas fiscales como los bonos de producción, bono a la firma, las regalías variables, podrán estimular la inversión del contratista.

Si el precio de los hidrocarburos se encuentra en un punto donde se tenga un margen de ganancia baja (precios bajos) se podrán considerar algunas de las herramientas fiscales para proteger al estado ante una caída de precios y garantizar al contratista ganancias para no generar pérdidas y seguir produciendo con utilidades bajas, un bono a la firma podrá utilizarse de buena manera para promover la inversión de los contratistas además de asegurar ingresos al estado al asignar el campo ya que se tiene comprobado el potencial, si los precios internacionales son demasiado bajos es posible eliminar o disminuir el bono a la firma y se podrá compensar al estado con otro tipo de herramientas fiscales.

Para la etapa de producción durante una caída de los precios se podrán modificar las herramientas iniciando con la manera en que se repartirán las ganancias ya que no se dará de manera neutra como en otros escenarios, una modificación podría ser de tipo back end loaded, esto ayudara al contratista y compensara los riesgos que asumió durante la etapa de exploración combinado con un cost oil sin límites tanto el contratista como el estado podrán decidir la mejor manera de establecerlo para que se recupere la inversión inicial de manera rápida, otra herramienta que se tendrá que cambiar son las regalías variables por fijas ya que no dependerá de la producción, rentabilidad o costos que genere la producción, estas herramientas funcionaran principalmente para promover el desarrollo e inversión de los campos con utilidades muy bajas.

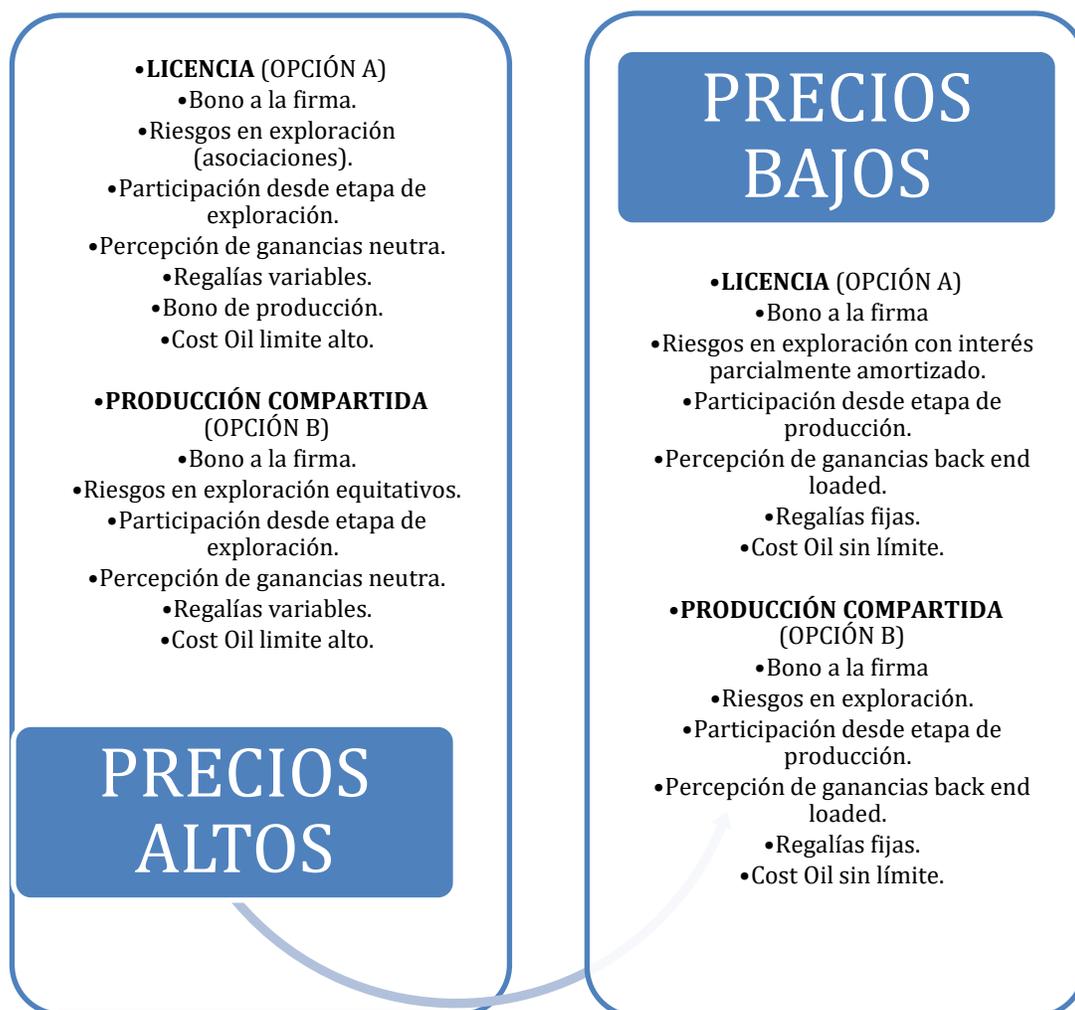
En caso de que los precios de hidrocarburos se encuentre en un escenario de precios altos y considerando las características de estos campos el régimen fiscal permite tomar decisiones que faciliten la recuperación de la inversión de manera rápida, las asociaciones en los campos maduros bajo el contrato de Licencia con participación directa por parte del estado lograra disminuir el riesgo e inversión requerida para cada

participante, se podrán utilizar en su mayoría herramientas progresivas en un régimen fiscal.

Otro punto para tomar en consideración para elegir las herramientas fiscales es el reparto de beneficios lo cuales se darán de manera equitativa una vez que se comiencen a generar ganancias mediante la producción, además combinado con un límite de cost oil 60% el contratista recuperara de manera rápida su inversión inicial lo cual permitirá re invertir en las siguientes etapas ya sea perforando nuevos pozos o implementando estrategias para incrementar la producción, en cuanto la producción sea mayor se aplicara el bono de producción para generar ganancias obteniendo así ingresos fijos hacia el estado sin considerar las características de los hidrocarburos producidos.

Otra herramienta que se puede aplicar son las regalías variables que tal vez sea la contraprestación más importante, se tomara en cuenta la calidad del hidrocarburo que se produzca para definir el monto de regalía a pagar, estas herramientas son ideales ya que se consideran los aceites ligeros los cuales tienen un gran valor en el mercado combinado con el buen precio 70 dólares o más y en campos convencionales la rentabilidad resultara favorable.

Tabla 15 Herramientas fiscales para campos convencionales.



La tabla 15 muestra a manera de resumen diferentes opciones de herramientas fiscales propuestas de acuerdo al tipo de contrato y precio del hidrocarburo, estas herramientas son específicas para los campos convencionales considerando las características tanto operativas como geológicas siendo flexible para ajustar las herramientas fiscales.

YACIMIENTOS EN AGUAS PROFUNDAS (campo Trión)

En México se han licitado un total de 28 campos en aguas profundas, ocho campos otorgados durante la ronda 1.4, diecinueve campos en la ronda 2.4 y un campo bajo el formato farmout. En total de las rondas 1.4, 2.4 y el farm out se tienen comprometidos por parte de los contratistas perforar veintinueve pozos de los cuales solamente se han perforado tres de la ronda 1.4 y dos se encuentran aún en proceso

derivados del farmout, es decir del total de los pozos que se pretendían perforar hasta el 2019 solo se ha perforado un 17% de lo previsto.

Los yacimientos en aguas profundas son los llamados a ser el futuro de la industria petrolera, para el desarrollo de este tipo de yacimientos en México la experiencia es prácticamente nula sin embargo se estima que se tiene un gran potencial por ejemplo en el campo Trión licitado bajo asociación para su desarrollo el cual se otorgó mediante un contrato de Licencia, se estima hasta el momento como un yacimiento de gas asociado y aceite ligero, sin embargo aún se encuentra en etapa de exploración.

Considerando principalmente el campo Trión como uno de los campos licitados más importantes por las dimensiones y el tipo de hidrocarburo estimado se utilizará como ejemplo para proponer las herramientas fiscales de acuerdo a los precios de hidrocarburos.

La asociación del campo Trion se da bajo el contrato de Licencia, en el cual el licitante ganador Billiton Petróleo Operaciones de México tendrá un porcentaje de participación del 60% y la empresa estatal un 40%. Las contraprestaciones a favor del estado se estipularon en un 4% del valor contractual de los hidrocarburos.

La determinación de las contraprestaciones es de tipo variable ya que toma en cuenta referencias de precios internacionales así como características de los hidrocarburos, al igual que las contraprestaciones las regalías se calculan de manera variable considerando los precios y periodos de producción.

En esta licitación se plantea al contratista el cumplimiento de los objetivos mediante una inversión aproximada de 1800 millones de dólares. Durante el programa mínimo de trabajo se considera la perforación de un pozo delimitador así como un pozo exploratorio el cual se encuentra en proceso.

En un esquema de asociación un contrato de licencia puede resultar adecuado debido a las condiciones de participación que se pueda tener para proteger al estado y dividir la inversión.

En la figura 37 se muestra el diagrama de flujo del proceso propuesto con el objetivo de ayudar a elegir las mejores herramientas fiscales para los yacimientos no convencionales. El diagrama se divide en yacimientos no convencionales el cual involucra terrestres y marinos.

El primer paso es elegir el tipo de campo que se tiene principalmente por su localización y el sistema petrolero, una vez que se elige el tipo de campo, como ejemplo práctico se tomara un campo en aguas profundas se toman en consideración los precios del barril de petróleo, si son altos se propondrá una participación directa desde la etapa de exploración y si son precios bajos se propone no tener participación en la etapa de exploración o bien una participación indirecta y tener una participación directa en la etapa de producción.

En caso de que un campo cuente con potencial bajo se propone que tenga participación indirecta si los precios de los hidrocarburos es alto, si el precio es bajo se podrá licitar ese campo como un campo laboratorio para que el contratista pueda realizar pruebas o desarrollar nueva tecnología.

Si el potencial se considera alto y los precios de los hidrocarburos son bajos podrá decidirse por una participación indirecta, por el contrario si son altos los precios se tiene la libertad de elegir en qué etapa poder participar ya sea desde exploración o producción, si se decide en la etapa de exploración podrá ser con participación indirecta debido a los riesgos que representa, si se planea participar en la etapa de producción podrá decidirse una participación directa una vez que se tenga un plan de desarrollo más seguro.

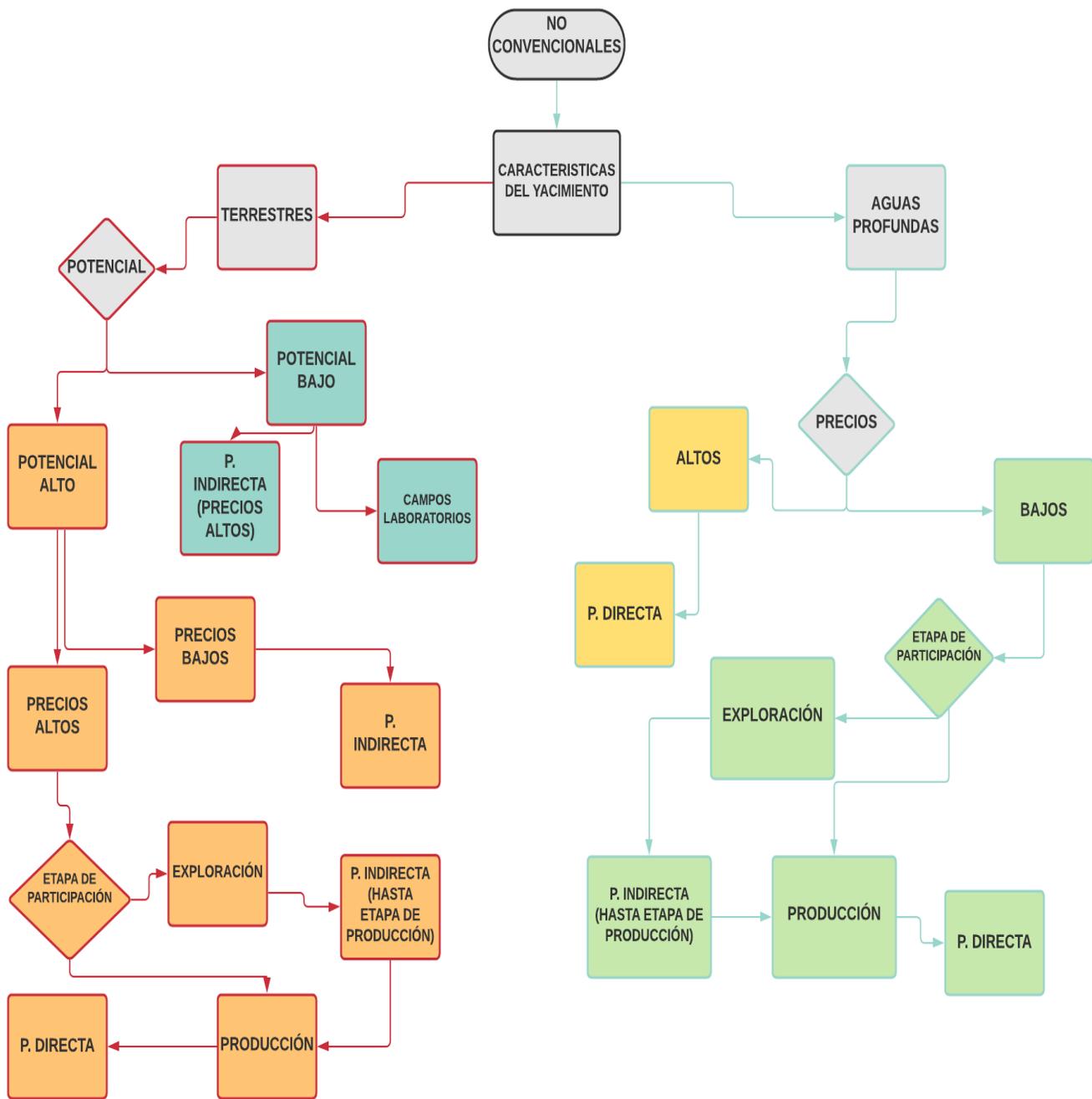


Fig. 37 Diagrama de campos no convencionales.

Una vez que se tienen las características se podrá decidir el tipo de participación que puede tener el estado, en este caso una participación directa es una buena opción

para obtener experiencia en este tipo de campos y aprender de ellos mediante una asociación en la modalidad de Farm Out se podrán tomar decisiones de manera directa.

Al tomar en cuenta los costos bajos de hidrocarburos, las herramientas fiscales tendrán que ser un poco más conservadoras para promover la inversión de los contratistas sin dejar de lado las ganancias para el estado así como protegerlo ante una posible caída de precios que comprometa la rentabilidad del proyecto.

Cuando los precios disminuyan al punto de tener un margen mínimo de ganancias las herramientas fiscales tendrán que ser las adecuadas para poder recuperar la mayor inversión posible combinando herramientas tanto progresivas como regresivas y neutras con la finalidad de hacer un régimen atractivo a los inversionistas.

Mientras más bajo sea el precio del hidrocarburo un bono a la firma podría ser bajo ya que se tiene potencial en dichos campos sin embargo si los precios comprometen demasiado la rentabilidad incluso podría omitirse y se compensaría con algunas otras herramientas fiscales, además durante la etapa de exploración los riesgos para el estado podrán ser con interés parcialmente amortizado en asociaciones así el estado solo cubrirá algunos gastos específicos ya que a pesar de las buenas características del campo los costos de inversión son demasiados y no se recuperara la inversión de manera inmediata, esto dará mayor margen de inversión al contratista con la finalidad de que recupere un porcentaje de la misma, además de proteger al estado ante los riesgos que implica desarrollar este tipo de campos sobre todo con la poca experiencia en tirantes de agua tan grandes.

Los grandes cambios en materia fiscal se darán durante la etapa de desarrollo, se utilizaran herramientas para que el contratista recupere de manera rápida su inversión como:

- Cost oil sin límite y una percepción de ganancias back end loaded con la finalidad de que se recupere en la primer etapa de la producción lo invertido en exploración para así re invertir en mejores prácticas de extracción y planear diferentes etapas de producción en donde se puedan cambiar los objetivos si cambia el costo de los hidrocarburos.
- Las regalías fijas se utilizaran a pesar de tener buena calidad de hidrocarburos para que el estado obtenga ganancias fijas sin importar la rentabilidad que se tenga durante el periodo de precios bajos, esto le dará mayor seguridad al estado ya que no dependerá de la producción que se tenga, sin embargo estas herramientas fiscales podrán modificarse de acuerdo a las etapas de producción que se tengan planeadas, por ejemplo si se descubre mayor potencial y se tiene que perforar nuevos pozos o si el precio de los hidrocarburos logra subir.

Si los precios son favorables el régimen fiscal podrá ser progresivo considerando un bono a la firma relativamente alto ya que el campo contiene hidrocarburo de calidad además de tener gran potencial, la participación del estado en estos campos deberá ser desde la etapa de exploración para poder compartir conocimientos y tecnología con la finalidad de desarrollar este tipo de campos.

Los riesgos en exploración se darán de manera equitativa debido a las grandes inversiones que requieren los campos sin embargo gracias a las buenas características del campo será atractivo para el contratista además se compensará con un alto límite de costo oil y una percepción de ganancias de tipo back end loaded para que el contratista recupere su inversión de manera rápida con ayuda de los precios altos, como ayuda al estado y seguir haciendo atractiva la inversión se utilizará la regalía variable la cual con los precios y tipo de hidrocarburo dará buenos ingresos al estado durante su etapa de producción.

Estas características pueden considerarse para precios altos y aun cuando disminuyan hasta llegar a un límite en el cual la rentabilidad del campo comience a ser menor, para este tipo de cambio en los precios se tendrán que considerar algunas de las herramientas fiscales por ejemplo si los precios se mantienen durante la etapa de asignación el bono a la firma será muy bajo o nulo dependiendo los costos que se lleguen a dar.

Tabla 16 Herramientas fiscales para campos no convencionales en aguas profundas.



Como se muestra en la tabla 16 se proponen las herramientas fiscales para los dos principales contratos considerando los precios de los hidrocarburos lo cual generara cambios en las herramientas fiscales para adaptarlas a cada contrato, etapa o precio en el que se encuentre, esta tabla puede utilizarse para elegir el mejor paquete de herramientas fiscales considerando los factores antes mencionados.

YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES (gas shale)

Este tipo de yacimientos son una alternativa a desarrollar y representan una gran oportunidad para México que cuenta con yacimientos con un gran potencial incluso en algún momento como el cuarto país a nivel mundial con reservas de gas shale (según el informe de la Agencia de Información Energética de los Estados Unidos de América), lo que genero un gran interés en el país hacia este tipo de yacimientos y se espera que a

partir de la reforma energética las empresas extranjeras puedan invertir en este tipo de proyectos.

En México se tienen estimados recursos no convencionales en las provincias de Sabinas, Burro-Pichachos, Burgos, Tampico – Misantla y Veracruz, principalmente con hidrocarburos de aceite y gas en lutitas, además de confirmarse existencia de hidrocarburos en la formación Eagle Ford, Agua nueva, Maltrata, Casita y Bone Spring Woodford.

El desarrollo de yacimientos no convencionales debido a sus altos costos de inversión suelen no ser demasiado rentables cuando los precios de los hidrocarburos son demasiados bajos por lo que es necesario poner un límite de costos de desarrollo, por ejemplo en Estados Unidos durante la caída del precio del gas se dio una pérdida considerable de inversión, los costos sobrepasaron las ganancias en un 80% en los pozos de gas shale.

En México en un periodo de un año (2011-2012) donde se tenía planeado la exploración de yacimientos no convencionales solo un pozo perforado fue productor de gas y condensado, mientras que en 2 solo se encontró gas sin producción de condensados y 3 mas no fueron exitosos, esto genera un 16% de efectividad en cuanto a pozos exitosos.

De acuerdo a lo anterior se estima que las grandes inversiones y los precios pueden ser un factor que no sea atractivo ante la inversión extranjera, en México el desarrollar un pozo con estas características oscila entre los 10 y 20 millones de dólares desde la perforación hasta la terminación del pozo por lo que se tiene que tomar en cuenta los costos al momento de licitar y aceptar los proyectos.

Considerando las características de este tipo de yacimientos se muestran las herramientas que ayudaran a tener mayor rentabilidad en el proyecto considerando los precios y tipo de contrato el cual podría cambiar para mejorar y dar mayor rentabilidad tanto para el contratista como para el estado considerando la etapa en que se encuentra el campo. La tabla 16 pretende ayudar a tomar decisiones de acuerdo a los factores mencionado anteriormente.

El éxito que se ha tenido en México en este tipo de yacimientos es muy poco en comparación con los yacimientos convencionales por ello se tiene que tener un régimen fiscal que sea atractivo para los inversionistas extranjeros en el cual se dé mayor libertad así como facilidades para recuperar su inversión y poder reinvertir para seguir

desarrollando los campos además de crear soluciones en casos específicos que se logren presentar.

Un escenario de precios favorables se podrán omitir algunas herramientas fiscales o simplemente hacerlas más amigables con el contratista, por ejemplo no será necesario un bono a la firma como contraprestación hacia el estado ya que no es una herramienta que promueva la exploración o inversión de una empresa extranjera, los ingresos que generaba esta herramienta se podrán sustituir con otro tipo de herramientas fiscales como los bonos de producción, o el tipo de interés que se necesite de acuerdo a las necesidades del campo.

La participación en este tipo de proyectos se dará desde la exploración con la finalidad de dividir la inversión y los riesgos con el contratista, sin embargo los riesgos que asumirá el estado serán con interés parcialmente amortizado. En la etapa de producción se podrá utilizar un bono de producción fijo este puede ser bajo o incluso inexistente si el campo no es lo suficientemente rentable, el utilizar este tipo de bono genera al estado ingresos fijos sin depender de manera directa de los costos o calidad de los hidrocarburos.

La percepción de ganancias será de manera neutra entre los participantes y al combinarlo con un cost oil sin límite se espera recuperar la inversión inicial de manera rápida ya que puede considerarse una prioridad para el estado y de esta manera obtener ganancias en etapas tempranas del proyecto tanto para el estado como el contratista. El uso de regalías fijas funcionara de manera adecuada ante las tasas de producción bajas y generaran ganancias al estado sin importar el tipo de hidrocarburo y precio al que sea comercializado.

En cuanto los precios de hidrocarburos comiencen a disminuir el proyecto comenzara a ser menos rentable, por lo que si aún se encuentra dentro de la etapa de recuperación de inversión, la percepción de ganancias de tipo back end loaded podrá fortalecer el proyecto al obtener ganancias una vez que el proyecto comience a tener buena producción y comience a ser rentable con la finalidad de proteger tanto al estado como al contratista con los ingresos generados.

Si los precios comienzan a disminuir tanto que el desarrollo de los campos comienza a comprometer la rentabilidad se pueden tomar diferentes medidas por ejemplo desde la asignación al contratista se podrá omitir el bono a la firma y se compensara con otro tipo de contraprestaciones ya que por las características de difícil extracción se requiere promover la inversión, sin embargo durante la exploración los riesgos serán principalmente hacia el contratista ya que el estado no tendrá participación

directa en esta etapa solo hasta la etapa de producción de manera práctica sin embargo participara en la inversión con un capital parcialmente amortizado para ayudar al contratista a que la inversión realizada sea recuperada en un porcentaje establecido de acuerdo a la dificultad de extracción que se llegue a presentar.

Para seguir promoviendo la inversión y participación del contratista ante precios bajos se utilizara un límite de recuperación (cost oil) sin límite combinado con una percepción de ganancias rentable al contratista (back end loaded) para que el contratista tenga la facilidad de recuperar su inversión inicial de manera rápida y al mismo tiempo fortalecer el proyecto al obtener ganancias por parte del estado, se utilizaran regalías variables solo en etapas específicas de la exploración, la producción y el tipo de hidrocarburo ayudaran a generar ganancias e incrementaran cuando la producción o el precio aumente es decir no solo dependerán de una característica para obtener ingresos.

Tabla 17 Herramientas fiscales para campos no convencionales.



Conclusiones

En los contratos que se utilizan en México no se contempla el uso de algunas de las herramientas fiscales, tales como el tipo de participación que tendrá el estado o los tipos de bonos y regalías que se utilizaran. Es por ello que en este trabajo se estudió, de manera teórica como fortalecer los contratos implementados en México para la exploración y extracción de hidrocarburos utilizando información de algunas herramientas fiscales aplicados por países líderes en la industria petrolera.

Se propone modificar el régimen fiscal ya que se espera pueda ser más flexible al momento de poder cambiar algunas características de los contratos de acuerdo a las necesidades que busque cada usuario, teniendo la facilidad de poder elegir herramientas fiscales para cualquier tipo de contrato dependiendo del tipo de campo, precio del hidrocarburo, objetivos requeridos, características geológicas o algunos aspectos como tipo de participación, tipo de regalías, bonos, la manera en que se repartirán las ganancias etc., esto creó un área de oportunidad para fortalecer el sistema de contratos en el país con la finalidad promover la inversión, exploración y desarrollo de los campos que se liciten.

Una razón más por la cual se optó usar nuevas herramientas fiscales es proteger tanto al estado como al contratista ante una caída de precios que comprometa la utilidad de cada proyecto, por tal motivo las herramientas fiscales que se proponen consideran el tiempo en el que los contratistas podrán recuperar su inversión y se minimizan los riesgos hacia el estado siendo flexible con el contratista para que decida mantener su inversión.

Debido a sus características algunos campos petroleros requieren mayor inversión por lo que se propusieron herramientas especiales que cubran estos aspectos además de considerar algunos riesgos compartidos dependiendo del tipo del campo en el que sea aplicado (convencional o no convencional). Las áreas de oportunidad que se encontraron fueron sobre todo al momento de incentivar al contratista a invertir y desarrollar los campos además de proteger su inversión ante una posible caída de precios en los hidrocarburos.

En los campos maduros el desafío más importante que se encontró fue el tema de la inversión sobre todo con precios bajos en la venta de los hidrocarburos de acuerdo a la investigación que se realizó, las herramientas fiscales que se proponen son principalmente para promover esta inversión ya sea para poder incrementar la producción o mantenerla, estas herramientas fiscales consideran la etapa en la que se

encuentren así como el escenario de precios y el tipo de participación que puede tener el estado para desarrollar el campo.

En los campos en aguas profundas la decisión principal que se considero fue la etapa en la que el estado tendrá participación ya sea directa o indirecta según se decida para cada caso en particular ya que sin importar el escenario de precios el principal objetivo es desarrollar estos campos en conjunto con un contratista que cuente con la experiencia necesaria para el desarrollo de estos campos, sin embargo en un escenario de precios bajos se tendrá que tomar en cuenta la participación que quiera tener el estado.

RECOMENDACIONES

Dentro de las recomendaciones que se pueden realizar para poder profundizar este estudio se encuentran las siguientes:

Proponer herramientas fiscales que promuevan el cuidado del medio ambiente, ya que el proceso de exploración y producción de los campos no convencionales puede involucrar actividades de gran impacto ambiental debido a las herramientas que se utilizan para desarrollarlos como por ejemplo los yacimientos con baja permeabilidad se aplican técnicas de fracturamiento hidráulico, el cual es uno de los métodos más utilizados para desarrollar este tipo de campos, para ello se requiere de grandes cantidades de agua la cual es tratada y una vez utilizada no puede ser re utilizada por lo que se desecha pudiendo contaminar el medio ambiente si no se trata de manera correcta, el tema ambiental es un tema recurrente para poder obtener las autorizaciones necesarias para comenzar a trabajar en estos campos, en México se tiene un potencial en este tipo de campos y pueden llegar a ser importantes en un futuro así que será importante considerar todas las herramientas o leyes necesarias para poder desarrollarlos.

Es necesario implementar un régimen fiscal adecuado así como una planeación para desarrollar los campos no convencionales como una alternativa diferente ya que en algún momento tendrán un papel importante dentro de la industria en México, las nuevas herramientas fiscales que se busquen tendrán que promover la inversión y desarrollo de estos campos enfocándose principalmente en la etapa de exploración ya que suele ser muy costoso además de tener riesgos importantes porque no siempre se puede obtener datos sólidos en esta etapa, también pueden promover el utilizar métodos diferentes para producir hidrocarburos como el perforar pozos horizontales y realizar el fracturamiento hidráulico, sin embargo las herramientas fiscales adecuadas pueden promover incluso métodos no tan comunes de extracción como métodos de extracción en frío para hidrocarburos extra pesado, así como métodos tipo mineros extrayendo directamente material rocoso que contenga el hidrocarburo, al igual que las herramientas utilizadas en los campos en aguas profundas se pueden utilizar algunas para compartir riesgos e inversión además de poder utilizarse solo en algunas etapas ya sea exploración o extracción según convenga más al estado.

Desarrollar herramientas fiscales para los contratos de Servicios y utilidad compartida para obtener mayores beneficios considerando los diferentes escenarios de precios en los hidrocarburos, por ejemplo, en los contratos de servicio no se otorga ningún derecho sobre el campo a los contratistas por lo que las herramientas fiscales pueden estar enfocadas en campos convencionales maduros o campos no

convencionales terrestres, en los contratos de utilidad compartida podrán tener herramientas que protejan al estado mientras aseguren la inversión segura como los campos en aguas profundas.

Anexo A definiciones

Tipo de régimen fiscal

Un régimen fiscal puede ser definido como un conjunto de derechos y obligaciones que surgen a partir de realizar una actividad remunerada, un régimen se conforma por leyes e instituciones que regulan actividades tributarias. Dentro de la industria petrolera existen diferentes tipos de regímenes fiscales que se pueden adaptar de acuerdo a las leyes del país, así como a las diferentes etapas en las que se encuentren los proyectos, incluso pueden ir cambiando de acuerdo al tiempo y necesidades que se requieran.

Un régimen fiscal en materia de hidrocarburos se puede clasificar en tres grupos diferentes:

- Regresivo cuando el estado obtiene menos ingresos si la rentabilidad no es buena, sin embargo protege al estado cuando el proyecto no es rentable o al inicio de los proyectos ya que obtiene ganancias por la producción sin importar el precio o rentabilidad del proyecto.
- Neutro en el cual el estado y la compañía obtienen los mismos ingresos si la rentabilidad aumenta.
- Progresivo donde el estado obtiene un mayor beneficio en ingresos cuando la rentabilidad del proyecto aumenta, sin embargo un régimen de este tipo puede no ser muy atractivo para una empresa extranjera que decida invertir en el país ya que no percibe ganancias sin antes pagar regalías, impuestos, bonos, etc.

Estos tres tipos de regímenes dependen principalmente del precio, los costos y la producción que se obtenga en las actividades petroleras, sin embargo en la mayoría de los países se combinan algunas herramientas sin importar si es regresiva, progresiva o neutra.

Regalías

Dentro de las contraprestaciones a favor del estado se encuentran las regalías que se calcularán considerando el tipo de hidrocarburo del que se trate y se les aplicarán tasas correspondientes a los ingresos que genere la producción, cada país tiene su manera de calcular este tipo de contraprestaciones considerando sus leyes vigentes en materia de hidrocarburos.

Las regalías se pueden clasificar como regalía fija la cual determina un porcentaje que no cambiara con el tiempo y no dependerán de los costos o el nivel de producción,

en este tipo de regalías el estado obtiene ganancias sin importar la rentabilidad del proyecto, sin embargo una tasa muy alta no sería atractivo para una empresa extranjera, las regalías también puede ser variable la cual dependa principalmente del nivel de producción de los costos (bajos o recuperados) y los precios (altos) del mercado.

Las regalías podrán ajustarse de acuerdo a las características del proyecto como por ejemplo la profundidad a la que se perfora, el lugar de medición como la cabeza del pozo, terminal etc. Además se podrán justificar algunos pagos de regalías si se reinyecta el hidrocarburo para beneficio de la producción o si se utiliza en otro tipo de operaciones del proyecto. El estado también podrá realizar el cobro en especie como se define en los contratos de producción compartida.

Tipos de bonos en los contratos

Los contratos petroleros además de utilizar regalías e impuestos utilizan algunos tipos de bonos petroleros como contraprestaciones ya sea a favor del estado o a favor del contratista, algunos de los bonos más utilizados son los bonos de entrada, de asignación o bono a la firma que se da cuando el gobierno otorga un área contractual al contratista, cada contrato tendrá estipulado el monto del bono a pagar, otro tipo de bono son los de producción, el cual se determinara de acuerdo al nivel de producción de hidrocarburos y su pago quedara acordado desde el inicio del contrato.

Impuestos

Otra manera en que el gobierno obtiene ingresos por las actividades petroleras es a partir de los impuestos, las obligaciones fiscales no son exclusivas del sector petrolero sin embargo no se exentan de algunos impuestos como impuesto sobre la renta (ISR), derechos de exportación e importación, derechos de registro, impuestos a la propiedad, impuesto al valor agregado (IVA), tributación de los subcontratistas, entre otros, cabe señalar que los impuestos que el gobierno decida aplicar a las empresas extranjeras o contratistas dependen del tipo de actividad realizada así como el tipo de hidrocarburo al que se le aplique ya que se tendrán que ajustar.

Impuesto sobre la Renta (ISR): Es un impuesto aplicado sobre los ingresos adquiridos, excepto sobre las herencias y las donaciones. Es un tipo de impuesto directo, ya que grava directamente las fuentes de riqueza.

Impuesto sobre el Valor Agregado (IVA): Este es un tipo de gravamen, siendo un impuesto indirecto, los contribuyentes no lo pagan directamente, siendo trasladado o cobrado mediante una tercera persona, hasta que alcanza al consumidor final.

Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS): Este impuesto se aplica sobre la producción, venta o importación de gasolinas, bebidas alcohólicas, cerveza y tabaco. Siendo en este caso un impuesto cubierto por los fabricantes, productores o importadores de gasolina o diésel.

Participación del estado

Dentro de las actividades de la industria petrolera el estado podrá tener participación en conjunto con el contratista, en el caso de México, los cuatro tipos de contratos que se manejan en la actualidad tienen un porcentaje de contenido nacional sin embargo los principales contratos en los que el estado puede participar a través de su empresa productiva del estado son los contratos de producción compartida, el estado podrá decidir el porcentaje de participación que tendrá en cada proyecto así como la inversión que realizara, los gastos que absorberá y en que parte del proyecto podrá participar.

Algunos países petroleros tienen la capacidad de poder decidir el tipo de participación que tendrán en cada proyecto compartido de acuerdo a su capacidad de operación, su capacidad económica y los riesgos que está dispuesto a asumir, por ejemplo una participación equitativa en la cual se hará cargo del total de costos que le corresponden, también podrá tener una participación con interés parcialmente amortizado en la cual el contratista se hará cargo de todos los costos antes de que el estado decida participar, el estado tendrá la obligación de pagar algunos gastos o el total de las actividades anteriores a su incorporación.

En los contratos de producción compartida el gobierno anfitrión siempre dejara en claro el porcentaje de hidrocarburos que le corresponderán a cada participante una vez extraído el mismo, la manera en que se dividen los hidrocarburos puede ser una parte clave para el desarrollo de cada proyecto, por lo general los países dividen la producción en ganancias hacia el contratista en dos etapas:

- En la primer etapa el contratista obtendrá una parte de la producción para recuperar los costos que la operación le genere, dicho límite deberá ser diseñado para que tanto el contratista como el gobierno obtengan beneficios, es decir por una parte el contratista recuperaría sus gastos de manera rápida para poder reinvertir una parte de sus ganancias al proyecto y el estado obtendría un beneficio al hacer que la empresa extranjera reinvierta sus ganancias en el país, teniendo siempre un límite de producción que le podrá ser otorgada para recuperar sus costos.

- En la segunda etapa una vez que el contratista logro recuperar la inversión, la producción se dividirá entre el contratista y el estado, en donde el contratista tendrá que pagar al estado una vez más por los impuestos que le generen las actividades desarrolladas, es decir que la parte que el contratista obtendrá de hidrocarburos se dividirá en tres partes, para recuperar costos, para pagar al estado impuestos y para que pueda comercializarlo, mientras tanto el estado obtendrá su parte correspondiente y este se encargara de comercializarla en el mercado extranjero.

Una de las consideraciones más importantes que toman en cuenta los países anfitriones es el riesgo que el estado está dispuesto a asumir durante su participación de acuerdo a las etapas en las que se planea incorporar al proyecto, principalmente los mayores riesgos en las actividades petroleras se dan durante la etapa de exploración, es por ello que el estado tendrá que decidir si tiene participación en esa etapa y que riesgos asumirá, si un estado requiere de un mayor control en las actividades y toma de decisiones es normal que decida participar con un alto porcentaje de riesgos.

El estado tendrá la capacidad de elegir en que momento del proyecto podrá obtener ganancias, generalmente se da desde la firma del contrato, la decisión del estado de donde obtener mayor ganancia dependerá de que tan sólido es económicamente ya que tiene que decidir entre ganar lo más rápido posible o esperar a que se consolide un proyecto para poder obtener mayores ganancias, dentro de la industria petrolera se pueden considerar principalmente tres opciones para el estado de recuperar ganancias, la primera es obtener ganancias antes de que el contratista logre consolidarse por completo en el proyecto, es decir que el estado obtenga ganancias antes de que el contratista logre recuperar toda su inversión, la segunda opción será cuando el estado decida obtener ganancias solo hasta que el contratista logre recuperar todos sus gastos y la última opción será que el estado obtenga ganancias cuando un proyecto petrolero sea rentable, todas estas opciones dependen del régimen fiscal así como las contraprestaciones que el estado implemente de acuerdo a sus necesidades

Otra manera de obtener ganancias es como lo hace China que están generando cambios positivos dentro del país anfitrión es intercambiar una parte de la producción de hidrocarburos por infraestructura para el país como carreteras, escuelas, etc. En este tipo de acuerdos los contratistas se comprometerán a construir infraestructura para cierta parte del país a cambio de producción o le podrían perdonar ciertas regalías, el estado tendrá que calcular la equivalencia que la infraestructura tendrá en producción de hidrocarburos así como las necesidades del país.

Anexo B Definiciones

Área Contractual: área determinada por la Secretaría de Energía en la que se realiza la Exploración y Extracción de Hidrocarburos a través de la celebración de Contratos para la Exploración y Extracción.

Área de Asignación: área determinada por la Secretaría de Energía en las que se realiza la Exploración y Extracción de Hidrocarburos a través de una Asignación.

Asignación: El acto jurídico administrativo mediante el cual el Ejecutivo Federal otorga exclusivamente a un Asignatario el derecho para realizar actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en el Área de Asignación, por una duración específica.

Asignatario: Petróleos Mexicanos o cualquier otra empresa productiva del Estado que sea titular de una Asignación y operador de un Área de Asignación.

Bases de Licitación o Bases: Documento en el cual se pone a disposición de los interesados, los requisitos y formalidades que deben cubrir para participar en un determinado concurso público de libre participación contemplado en la Ley de Hidrocarburos.

Campo: Área consistente de uno o múltiples yacimientos, todos ellos agrupados o relacionados de acuerdo con los mismos aspectos geológicos estructurales y/o condiciones estratigráficas.

Contrato para la Exploración y Extracción: Acto jurídico que suscribe el Estado Mexicano, a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, por el que se conviene la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en un Área Contractual y por una duración específica

Comité Licitatorio: Grupo de servidores públicos de la CNH responsables de coordinar y ejecutar el proceso de Licitación, conforme a lo establecido en las Bases.

Cuenca sedimentaria: Receptáculo donde se deposita una columna sedimentaria, y que comparte en varios niveles estratigráficos una historia tectónica.

Exploración: Actividad o conjunto de actividades que se valen de métodos directos, incluyendo la perforación de pozos, encaminadas a la identificación, descubrimiento y evaluación de Hidrocarburos en el Subsuelo, en un área definida.

Extracción: Actividad o conjunto de actividades destinadas a la producción de Hidrocarburos, incluyendo la perforación de pozos de producción, la inyección y la estimulación de yacimientos, la recuperación mejorada, la Recolección, el acondicionamiento y separación de Hidrocarburos, la eliminación de agua y sedimentos, dentro del Área Contractual o de Asignación, así como la construcción, localización, operación, uso, abandono y desmantelamiento de instalaciones para la producción.

Lineamientos Técnicos: Las especificaciones, que corresponde establecer a la Secretaría de energía para regular cada proceso de licitación y Contratos de Exploración y Extracción.

Licitación: Conjunto de actos, etapas, Bases, información y procedimientos para la adjudicación de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Licitante Ganador: Licitante declarado ganador de la Licitación por cada Área Contractual, en los términos de las Bases y las Leyes Aplicables, que por ese hecho se asume los derechos y obligaciones previstos en el Contrato.”

Modelo de Contratación: La modalidad que elige la Secretaría y bajo la cual se licita o adjudica un Área Contractual, entre las que se encuentran la modalidad de servicios, de utilidad compartida, de producción compartida y de licencia.

Participante. Aquél que participe de forma individual o en conjunto en los procesos de Licitación.

Pozo: Perforación para el proceso de búsqueda o producción de petróleo crudo gas natural o para proporcionar servicios relacionados con los mismos. Los pozos se clasifican de acuerdo con su objetivo y resultado como: pozos de aceite y gas asociado, pozos de gas seco y pozos inyectoros. Glosario de términos petroleros, SENER 2015.

Provincia geológica: Región de grandes dimensiones caracterizada por sus rocas, por su estructura y por una secuencia de eventos tal que integre una historia evolutiva singular diferente a la de las áreas adyacentes, de las cuales está separada por límites estratigráficos, tectónicos o por ambos.

Provincia Petrolero: Una Provincia Petrolera está definida como el área donde ocurren cantidades comerciales de petróleo o en la que se han identificado condiciones favorables para la acumulación de hidrocarburos (PEP, 2013).

Recurso: Volumen total de hidrocarburos existente en las rocas del subsuelo o volumen original in situ.

Recursos contingentes: son aquellas cantidades de petróleo que se estiman, a partir de una fecha dada, sean potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, a través de la aplicación de proyectos de desarrollo, pero donde el o los proyecto(s) aplicado(s) aún no se consideran suficientemente maduros para el desarrollo comercial debido a una o más contingencias.

Recurso descubierto: Volumen de hidrocarburos que se estiman que se pueden producir de las acumulaciones descubiertas.

Recurso no descubierto: Volumen de hidrocarburos del que no se tiene evidencia, pero cuya existencia se infiere en cuencas geológicas a través de factores favorables resultantes de la interpretación geológica, geofísica y geoquímica. Si comercialmente se considera recuperable se le llama **recurso prospectivo**.

Recurso no recuperable: es aquella porción de “petróleo descubierto” o “no descubierto” inicialmente in-situ que se estima, a una fecha dada, no son recuperables con futuros proyectos de desarrollo. Una porción de estas cantidades puede llegar a ser recuperable en el futuro a medida que cambien las circunstancias comerciales, ocurran desarrollos tecnológicos o se cuente con nueva información.

Recurso prospectivo: son aquellas cantidades de petróleo que se estiman, a una fecha dada, sean potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas a través de la aplicación de futuros proyectos de desarrollo. Los recursos prospectivos tienen una probabilidad de descubrimiento geológico asociada, además de una probabilidad de desarrollo.

Reservas: Son aquellas cantidades de petróleo comercialmente recuperables a través de la aplicación de proyectos de desarrollo bajo condiciones definidas. Además, las reservas deberán cumplir cuatro criterios: deben estar descubiertas, ser recuperables, ser comerciables y ser remanentes (a la fecha de la evaluación).

Reservas originales: Son las reservas de hidrocarburos al inicio de la extracción.

Reservas posibles: son aquellas reservas que, a partir de un análisis de datos de geociencias y de ingeniería, se estiman son menos probables a ser recuperadas comparadas a las reservas probables. Debería haber por lo menos una probabilidad del 10% a que las cantidades reales recuperadas igualarán o superarán la estimación.

Reservas probables: son aquellas reservas que se estima es menos probable al ser comparadas con reservas probadas, pero más ciertas a ser comparadas a las reservas posibles. Debería haber por lo menos una probabilidad del 50% de que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación.

Reservas probadas: son aquellas cantidades de petróleo que, a partir del análisis de datos, se estiman con certeza razonable a ser recuperables comercialmente a partir de una fecha dada en adelante, de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas, métodos de operación, y reglamentación gubernamental definidas Si se utilizan métodos probabilistas, debería haber por lo menos una probabilidad de 90% que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación.

Cabe señalar que la Reserva Probada se subdivide en:

- Reservas Probadas Desarrolladas (RPD):
- Reservas Probadas Desarrolladas Produciendo (RPDP)
- Reservas Probadas Desarrolladas No Produciendo (RPDNP)
- Reservas Probadas No Desarrolladas (RPND)

Yacimiento: “Un cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y permitir el paso de fluidos. Un yacimiento es un componente crítico de un sistema petrolero completo.” (GTH, GNG)

Bibliografía

J. Patiño, L. Valdés, M. Aranda & U. Hernández. (2013). *Provincias petroleras de México. 2013*, de PEMEX exploración y producción Sitio web: <https://docplayer.es/24069373-Provincias-petroleras-de-mexico.html> (10p), 7-10.

Rodríguez Padilla, V. (2016), *Reforma energética en México, minimizar al Estado para maximizar los negocios privados*, Cámara de Diputados, junio 2016, (294p), 80-83.

González J. & Olvera E. (2015). *Análisis de los Contratos Petroleros en México, Producto de la Reforma Energética*, Universidad Nacional Autónoma de México, México C.D.M.X. (218p), 9-11.

Centro de Investigación Económica y Presupuestaria, A.C. (CIEP). (2016). *Las Reformas Estructurales: Reforma Energética. 2016*, de Auditoría Superior de la Federación Sitio web:https://www.asf.gob.mx/uploads/61_Publicaciones_tecnicas/4._Las_Reformas_Estructurales._Reforma_Energetica.pdf (56p), 16-18.

O. Gutiérrez, Fernando, M, L M., A. Álvarez. R. Quintana, Jaime, Aranda-Gómez, J. J., Nieto-Samaniego, Á. F., & Morán-Zenteno, D. J., 1991, *Geologic provinces of Mexico -a new proposal and bases for their definition*: Universidad Nacional Autónoma de México, Instituto de Geología; Universidad Autónoma de Hidalgo. Convención sobre la evolución geológica de México y Primer Congreso Mexicano de Mineralogía, Pachuca, Hidalgo, p. 143- 144.

SENER (2018). Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética: 2018 de SENER Sitio Web: https://www.diputados.gob.mx/leyesBiblio/pdf/LORCME_110814.pdf

Petróleos Mexicanos.. (2020). Incrementó PEMEX producción de crudo en el 2020. 2020, de Sistemas de Portales de Obligaciones de Transparencia de las Empresas Productivas Subsidiarias Sitio web: https://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_nacionales/Paginas/2021-050-nacional.aspx

Statista Research Department. (2021). México: pozos petrolíferos perforados 2009-2019. 2021, de Statista Research Department Sitio web: <https://es.statista.com/estadisticas/1135387/pozos-petroleros-perforados-por-operador-mexico/>

SENER (2018). Ley de Hidrocarburos: 2018 de SENER Sitio Web:
https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5516472&fecha=16/03/2018

(2018). Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos: 2018 de DOF Sitio web:
http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/1_090819.pdf

Petróleos Mexicanos. (2012). Libro Blanco COPFs Bloques Norte (Contratos de Obra Pública Financiada Bloques Norte). Abril 29,2019, de Petróleos Mexicanos Sitio web:
http://www.pemex.com/transparencia/Documents/2018-mdylb/43_LB_PEPCOPFsBloquesNorte.pdf

Rodríguez Padilla, V. (2010). Contratos de servicios múltiples en Pemex: eficacia, eficiencia y rentabilidad. *Problemas del Desarrollo. Revista Latinoamericana de Economía*, 41 (163), 119-140.

Petróleos Mexicanos. (nd). Hoja de Términos y Condiciones Contrato de Servicios Integrales de Exploración y Extracción (CSIEE). 29 abril, 2019, de Petróleos Mexicanos Sitio web:
http://www.pemex.com/procura/procedimientos-de-contratacion/proyectosdebases/Lists/ProyectosBasesPEP/Attachments/12/02_Terminos_y_Condiciones.pdf

J. Quiroz, M. Ramiro, C. Reyes & M. Tapia. (2014). *El destino está en los detalles: las leyes secundarias y la reforma energética. 2014*, de Instituto Mexicano para la Competitividad A.C. Sitio web: https://imco.org.mx/banner_es/reforma-energetica-leyes-secundarias/

Rodríguez Padilla, V. (2016), *Reforma energética en México, minimizar al Estado para maximizar los negocios privados*, Cámara de Diputados, junio 2016, (294p), 155-160.

CNH. (2018). Rondas México. 2018 de CNH Sitio web:
<https://rondasmexico.gob.mx/media/1449/09-jun-18.pdf>

EITI. (2018). Transparencia Presupuestaria. 2018 de EITI Sitio web:
<https://eiti.transparenciapresupuestaria.gob.mx/swb/eiti/hidrocarburos>

SENER. (2015). Programa Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2018. (17). Ciudad de México: SENER.

González J. & Olvera E. (2015). *Análisis de los Contratos Petroleros en México, Producto de la Reforma Energética*, Universidad Nacional Autónoma de México, México C.D.M.X. (218p), 31-43.

González J., Cervantes R, Orozco J. & Merodio L. (2014). *Ley de Hidrocarburos. 2014*, de Secretaría de Gobernación. Sitio web:

Arnulfo Rodríguez. . (2013). *Producción compartida de petróleo: una estimación de los ingresos públicos adicionales hasta 2018.* 2013, de BBVA Sitio web: https://www.bbvaesearch.com/KETD/fbin/mult/131129_ObsEcoMexico_41_tcm346-414429.pdf.

Isaza, J. (1982). *Consideraciones sobre el contrato de asociación petrolera en Colombia*. Colombia: Colombia.

SENER. (2015). Explicación ampliada de la Reforma Energética. 2019, de SENER Sitio web: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/10233/Explicacion_ampliada_de_la_Reforma_Energetica1.pdf

González J. & Olvera E. (2015). *Análisis de los Contratos Petroleros en México, Producto de la Reforma Energética*, Universidad Nacional Autónoma de México, México C.D.M.X. (218p), 127-168.

Castro, C., Rey, p. (2004). *Cronología de contratación petrolera en Colombia*. Colombia: Universidad de la Sabana, Facultad de Derecho Chía. (194p) 48-53, 73-79, 104-109.

Bustamante, T., Zapata, O. (2007). *Características de los contratos petroleros*. En *Detrás de la cortina de humo, dinámicas sociales y petróleo en el Ecuador*,(165p) 106-118. Ecuador: Flacso-Ecuador.

Castagnino, R,.. (2010). *Formas Contractuales en la Industria de Hidrocarburos Peruana*. Revista Derecho y sociedad Perú, 1, 7p. 2010.

Cardona. C. (2005). *CONSIDERACIONES EN TORNO A LA NATURALEZA JURÍDICA DEL NUEVO CONTRATO PARA EXPLORAR Y EXPLOTAR PETRÓLEO EN COLOMBIA –ORIGEN Y ANTECEDENTES*. Bogotá Colombia: Pontificia Universidad Javeriana, Facultad de Ciencias Jurídicas, (87p) 38-53.

Openoil. (2013). *Contratos Petroleros como leerlos y entenderlos*. Estados Unidos: Openoil (208p) 25-32.

Witt, R. (2009). *Políticas de Hidrocarburos en Brasil: Petrobras y las políticas públicas del Brasil*. La plata: Centro de Estudios Sudamericanos.

Medinaceli, M. (2010). *Contratos de exploración y explotación de hidrocarburos en América Latina*. Ecuador. Olade. (75p) 24-25, 59-60.

Risuelo F. (2012). *Historia del petróleo en Argentina*. Buenos Aires Argentina: FODECO.