



Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Ingeniería

**“ANÁLISIS DE LOS CONTRATOS
PETROLEROS EN MÉXICO, PRODUCTO
DE LA REFORMA ENERGÉTICA”**

T E S I S

Que para obtener el título de:

INGENIERO PETROLERO

Presentan:

**González Rodríguez Jatzira
Olvera López Javier Eduardo**

Director de Tesis :

Ing. Leonardo Meneses Larios

2015



AGRADECIMIENTOS

A mi **mamá**, la amiga y compañera que me ha ayudado a crecer. Por su amor y apoyo incondicional, y por estar conmigo en todo momento.

A **Chary** y a **Leila**, por existir.

A **Francisco**, por todo su amor y apoyo incondicional.

A **Javo**, por ser el mejor compañero de tesis que pude encontrar.

A **Giovanna**, por involucrarme en este asunto del petróleo.

A mi papá **Isaías**, que me cuida desde el cielo.

A la **UNAM** y a la **Facultad de Ingeniería**, por ser un pilar de mi formación.

A nuestro **director de tesis** y **sinodales**, por su tiempo, consejos y apoyo.

Jatzira

AGRADECIMIENTOS

Dedico este trabajo que representa la culminación de una etapa tan importante en mi formación...

A mi **mamá**, mejor amiga y principal motor en mi vida, por brindarme todo el apoyo y amor del mundo.

A mi **hermana y abuelita**, dos pilares fundamentales en mi formación.

A mi **padre** y al resto de mi **familia** por confiar en mi y apoyarme.

A **mi novia**, quien con su cariño siempre me alentó a seguir adelante.

A mis **amigos de la preparatoria** quienes, a pesar de que el universo conspire en mi contra, siempre podré contar con ellos.

A mis **amigos de la infancia**, por su compañía y por todos los buenos momentos que me han brindado.

A mi **director de tesis y sinodales** por orientarnos y aconsejarnos.

A mi **compañera de tesis**, quien con su vivacidad y humor hicieron de esta, una agradable experiencia.

A la **UNAM**, mi segundo hogar, por brindarme la oportunidad de adquirir un sinnúmero de conocimientos y experiencias.

Javier

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL	5
ÍNDICE DE TABLAS	9
ÍNDICE DE FIGURAS.....	11
Resumen.....	13
Abstract	14
Introducción	15
1 Conceptos Generales	16
1.1 Conceptos Técnicos.....	16
1.2 Conceptos legales.....	26
1.2.1 Sistema fiscal petrolero.....	26
1.2.2 Sistema de Concesiones.....	27
1.2.3 Sistema de Contratos	29
1.2.3.1 ¿Qué es un contrato?	29
1.2.3.2 Contratos de Producción Compartida.....	31
1.2.3.3 Contratos de Servicios.....	36
1.2.3.4 Contratos de Utilidad Compartida	39
1.2.3.5 Contrato de Licencia	41
1.2.4 Acuerdos Petroleros	43
1.2.4.1 Contratos de Asociación	44
1.2.4.2 Contratos de Tasa de Retorno.....	45
1.2.4.3 Contrato de Asistencia Técnica	47
2 Panorama de los yacimientos en México	49
2.1 Antecedentes	49
2.2 Provincias Petroleras de México.....	50
2.2.1 Provincia Petrolera Sabinas-Burro-Picachos.....	50
2.2.2 Provincia Petrolera Burgos	51
2.2.3 Provincia Petrolera Tampico-Misantla	52
2.2.4 Provincia Petrolera Veracruz	53
2.2.5 Provincia Petrolera Sureste.....	54
2.2.6 Provincia Petrolera Golfo de México Profundo	55

2.3	Ubicación Geográfica de los Yacimientos en México.....	56
2.3.1	Región Marina Noreste	56
2.3.2	Región Marina Suroeste	56
2.3.3	Región Norte.....	57
2.3.4	La Región Sur.....	58
2.3.5	Distribución de Campos	59
2.4	Reservas totales en México	59
2.5	Reservas marinas y terrestres.....	60
2.6	Comparación Internacional	61
3	Tipos de yacimientos en México.....	65
3.1	Yacimientos Marinos.....	65
3.1.1	Yacimientos en aguas someras	66
3.1.2	Yacimientos en aguas profundas.....	67
3.1.2.1	Desarrollo de Aguas Profundas en México	67
3.1.2.2	Retos en Aguas Profundas	68
3.1.2.3	Zonas de explotación de aguas profundas a nivel mundial.....	69
3.2	Aceite Pesado y Extrapesado.....	70
3.2.1	Aceite pesado y extrapesado en el mundo	72
3.2.2	Aceite pesado en México.....	74
3.3	Shale Gas/Oil.....	77
3.3.1	Shale Gas	78
3.3.2	Shale Oil.....	79
3.3.3	Desarrollo de Shale Gas/Oil en México	80
3.4	Chicontepec	82
3.4.1	Antecedentes	82
3.4.2	Ubicación geográfica	82
3.4.3	Características	84
3.4.4	Desarrollo.....	85
3.5	Campos Maduros	85
3.5.1	Panorama mundial de los campos maduros	87
3.5.2	Situación de los campos maduros en México.....	88

4	Reforma Energética de 2013 en México.....	91
4.1	Marco Histórico de la Reforma Energética	91
4.2	Decreto por el que queda sentados los cambios constitucionales	92
4.2.1	Modificaciones en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos	93
4.3	Leyes Secundarias	98
4.3.1	Disposiciones para las Asignaciones en México.....	102
4.3.1.1	Tributación a la que quedan sujetas las Asignaciones	104
4.3.2	Disposiciones para los Contratos en México	106
4.3.2.1	Contraprestaciones a los que quedan sujetos los Contratos	113
4.3.3	Regulación adicional para los Contratos y Asignaciones	116
4.4	Nueva administración de los campos petroleros en México	118
4.4.1	Ronda 0	119
4.4.2	Ronda 1	121
4.4.3	Asociaciones de Pemex	125
5	Tipos de contratos en el mundo.....	127
5.1	México antes de la Reforma Energética	127
5.2	Panorama internacional de los contratos petroleros	129
5.2.1	Brasil.....	131
5.2.2	Perú	137
5.2.3	Colombia	142
5.2.4	Ecuador	148
5.2.5	Estados Unidos.....	153
5.2.6	Noruega	160
5.2.7	Indonesia.....	168
6	Aspectos técnicos a considerar para la asignación de un contrato petrolero	175
6.1	Yacimientos terrestres.....	175
6.1.1	Criterios a considerar para la selección de contratos.....	176
6.1.2	Sugerencia de contrato a usar en yacimientos terrestres.....	178
6.2	Yacimientos en aguas someras	179
6.2.1	Criterios a considerar para la selección de contratos.....	179

6.2.2	Sugerencia de contrato a usar en aguas someras.....	181
6.3	Yacimientos en aguas profundas.....	183
6.3.1	Criterios a considerar para la selección de un contrato.....	183
6.3.2	Sugerencia de contrato a usar en aguas profundas.....	186
6.4	Yacimiento de aceite pesado y/o extrapesado.....	187
6.4.1	Criterios a considerar para la selección de un contrato.....	188
6.4.2	Sugerencia de contrato a usar en yacimientos de aceite pesado y extrapesado	190
6.5	Yacimientos de shale gas/oil	191
6.5.1	Criterios a considerar para la selección de un contrato.....	193
6.5.2	Sugerencia de contrato a usar en yacimientos de shale gas/oil.....	195
6.6	Yacimientos en Chicontepec	196
6.6.1	Criterios a considerar para la selección de un contrato.....	197
6.6.2	¿Qué tipo de contrato usar en Chicontepec?	199
6.7	Yacimientos maduros	200
6.7.1	Criterios a considerar para la selección de un contrato.....	200
6.7.2	¿Qué tipo de contrato usar en yacimientos maduros?	203
	Conclusiones.....	205

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 - Comparación entre yacimientos convencionales y no convencionales.....	23
Tabla 1.2 – Diferencias y semejanzas entre los CSR y CPC	40
Tabla 2.1 - Distribución de campos por Regiones	59
Tabla 2.2 - Distribución de campos por Activos.....	59
Tabla 2.3 – Reservas de hidrocarburos al 2013, en millones de barriles de petróleo crudo equivalente.....	60
Tabla 2.4 – Reservas probadas de petróleo crudo, principales países, 2013	62
Tabla 2.5 - Reservas probadas de gas natural, principales países, 2013	62
Tabla 2.6 - – Producción de petróleo crudo, principales países, 2012.....	63
Tabla 2.7 - Producción de gas natural, principales países, 2012	64
Tabla 3.1 - Distribución de los recursos prospectivos en lutitas por tipo y por cuenca ..	80
Tabla 3.2 - Distribución de campos en Chicontepec por Sector	84
Tabla 4.1 - Leyes Secundarias	102
Tabla 4.2 - Reservas y recursos prospectivos otorgados	120
Tabla 4.3 - Reservas y recursos prospectivos otorgados por tipo de yacimiento	120
Tabla 4.4 - Resumen de los recursos y reservas en la Ronda 1	123
Tabla 5.1 - Estructura de los contratos en México, antes de la Reforma Energética	127
Tabla 5.2 - Panorama internacional de los contratos petroleros.....	129
Tabla 5.3 - Ejemplo de contrato brasileño de producción compartida en bloque Libra	135
Tabla 5.4 - Ejemplo de concesión brasileña	137
Tabla 5.5 - Ejemplo de contrato peruano de licencia	140
Tabla 5.6 - Ejemplo de contrato colombiano de producción compartida	145
Tabla 5.7 - Ejemplo de contrato colombiano de evaluación técnica	147
Tabla 5.8 - Ejemplo de contrato colombiano de producción compartida	147
Tabla 5.9 - Ejemplo de contrato ecuatoriano de prestación de servicios.....	152
Tabla 5.10 - Ejemplo de contrato de servicios en Michigan	157
Tabla 5.11 - Ejemplo de contrato de servicios o producción compartida en Montana .	158
Tabla 5.12 - Ejemplo de contrato de servicios o de producción compartida en Texas ..	158
Tabla 5.13 - Ejemplo de contrato de servicios o de producción compartida en Luisiana	159
Tabla 5.14 - Datos de la Licencia 037 en Noruega.....	165
Tabla 5.15 - Datos de la Licencia 218 en Noruega.....	168
Tabla 5.16 - Datos de la Licencia 218 en Indonesia.....	173
Tabla 6.1 - Criterios generales a considerar para la selección de un contrato para un yacimiento terrestre	176
Tabla 6.2 - Criterios mínimos a considerar para la selección de un contrato en yacimientos terrestres	178
Tabla 6.3 - Criterios generales a considerar para la selección de un contrato para un yacimiento en aguas someras	180

Tabla 6.4 - Criterios mínimos a considerar para la selección de un contrato en aguas someras.....	181
Tabla 6.5 - Criterios generales a considerar para la selección de un contrato en un yacimiento en aguas profundas.....	184
Tabla 6.6 - Criterios mínimos a considerar para la selección de un contrato en un yacimiento en aguas profundas.....	186
Tabla 6.7 - Criterios generales a considerar para la selección de un contrato para un yacimiento de aceite pesado y/o extrapesado.....	189
Tabla 6.8 - Criterios mínimos a considerar para la selección de un contrato en un yacimiento de aceite pesado y/o extrapesado.....	190
Tabla 6.9 - Criterios generales a considerar para la selección de un contrato para un yacimiento de shale gas/oil	193
Tabla 6.10 - Criterios mínimos para la selección de un contrato en un yacimiento de shale gas/oil.....	195
Tabla 6.11 - Criterios generales para la selección de un contrato en Chicontepec.....	198
Tabla 6.12 - Criterios mínimos para la selección de un contrato en Chicontepec	198
Tabla 6.13 - Criterios generales a considerar para la selección de un contrato para yacimientos maduros.....	202
Tabla 6.14 - Criterios mínimos para la selección de un contrato en yacimientos maduros	203

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 - Triángulo de los recursos convencionales y no convencionales.....	23
Figura 1.2 - Clasificación de los Sistemas Fiscales Petroleros	26
Figura 1.3 - Sistemas Fiscales utilizados alrededor del mundo	27
Figura 1.4 - Esquema ilustrativo de un Contrato de Producción Compartida	35
Figura 1.5 - Esquema ilustrativo de un Contrato de Servicios Puro	38
Figura 1.6 - Esquema ilustrativo de un Contrato de Utilidad Compartida.....	40
Figura 1.7 - Esquema ilustrativo de un Contrato de Licencia	42
Figura 1.8 – Factor R para los contratos en Perú	47
Figura 1.9 – Estructura en los proyectos de rehabilitación	48
Figura 2.1- Provincias Petroleras de México	49
Figura 2.2 - Ubicación y Distribución de campos de la cuenca Sabinas.....	50
Figura 2.3 - Ubicación y distribución de los campos de gas de la cuenca de Burgos	51
Figura 2.4 - Ubicación de la provincia Tampico-Misantla y principales campos de aceite y gas.....	52
Figura 2.5 - Ubicación y principales campos de la Cuenca de Veracruz.....	53
Figura 2.6 - Ubicación, Subprovincias y principales campos de la Provincia Sureste	54
Figura 2.7 - Provincias prospectivas de la parte mexicana profunda del Golfo de México	55
Figura 2.8 - Ubicación de la Región Marina Noreste	56
Figura 2.9 - Ubicación de la Región Marina Suroeste	57
Figura 2.10 - Ubicación de la Región Norte.....	58
Figura 2.11 - Ubicación de la Región Sur.....	58
Figura 2.12 - Distribución geográfica de las reservas	61
Figura 3.1 - Producción de petróleo en México.....	66
Figura 3.2 - Clasificación de las profundidades.....	66
Figura 3.3 - Distribución de profundidades en el Golfo de México.....	67
Figura 3.4 - Provincias geológicas del Golfo de México.....	68
Figura 3.5 - Ubicación de proyectos en aguas profundas a nivel mundial	69
Figura 3.6 - Viscosidad del aceite pesado	70
Figura 3.7 - Relación de escalas entre productos cotidianos e hidrocarburos.....	71
Figura 3.8 - Acumulaciones de aceite pesado en el mundo	72
Figura 3.9 - Ubicación de aceites pesados en Venezuela.....	73
Figura 3.10 - Ubicación de aceites pesados en Venezuela.....	74
Figura 3.11 - Producción en México por el tipo de aceite	74
Figura 3.12 - Producción en México por tipo de aceite en las distintas regiones	75
Figura 3.13 - Distribución de Reservas por tipo de aceite.....	76
Figura 3.14 - Distribución de aceite pesado por Región.....	77
Figura 3.15 - Yacimientos de shale gas y shale oil en el mundo.....	78
Figura 3.16 - Perspectiva Regional de Plays de Shale Oil/Gas en México	81

Figura 3.17 - Localización del Paleocanal de Chicontepec	82
Figura 3.18 - Ubicación de los 8 sectores del Paleocanal de Chicontepec	83
Figura 3.19 - Tendencia de producción de un campo maduro	86
Figura 3.20 - Campos maduros identificados en la Región Sur.....	89
Figura 3.21 - Campos maduros identificados en la Región Norte.....	90
Figura 4.1 - Bloques en los que se encuentran agrupadas las Leyes Secundarias.....	99
Figura 4.2 - Obligaciones de la CNH con respecto a asignaciones	104
Figura 4.3 - Pagos a los que quedan sujetos los Asignatarios	105
Figura 4.4 - Obligaciones de la SENER con respecto a contratos	111
Figura 4.5 - Obligaciones de la CNH con respecto a contratos.....	112
Figura 4.6 - Obligaciones de la SHCP con respecto a contratos	113
Figura 4.7 - Ubicación de las áreas otorgadas a Pemex en la ronda 0.....	121
Figura 4.8 - Ubicación geográfica de las áreas a licitar en la Ronda 1	122
Figura 4.9 - Paquetes de campos para asociación con Pemex	126
Figura 5.1 - Inversión de Pemex vs Producción de Petróleo	128
Figura 5.2 - Producción de Petróleo en México, Brasil y Colombia.....	128
Figura 5.3 - Ubicación geográfica de Brasil.....	131
Figura 5.4 - Ubicación del Bloque Libra.....	136
Figura 5.5 - Ubicación geográfica de Perú	137
Figura 5.6 - Ubicación del Lote 56 en Perú.....	141
Figura 5.7 - Ubicación geográfica de Colombia	142
Figura 5.8 - Ubicación del bloque CPO-9 en Colombia	146
Figura 5.9 - Ubicación geográfica de Ecuador	149
Figura 5.10 - Ubicación del Bloque Tigüino en Ecuador	152
Figura 5.11 - Ubicación geográfica de Estados Unidos.....	154
Figura 5.12 - Producción de petróleo de EUA por estado en 2009.....	155
Figura 5.13 - Ubicación del Bloque 29 en Walker Ridge	160
Figura 5.14 - Ubicación geográfica de Noruega	161
Figura 5.15 - Ubicación de los campos de Noruega y su distribución en bloques	162
Figura 5.16 - Ubicación de la Licencia 037 en Noruega	166
Figura 5.17 - Ubicación de la Licencia 218 en Noruega	167
Figura 5.18 - Ubicación geográfica de Indonesia	169
Figura 5.19 - Ubicación y distribución de los bloques petroleros en Indonesia	172
Figura 5.20 - Ubicación del Bloque B, Sur del Mar de Natuna	174
Figura 6.1 - Relación de convencionalidad y calidad de los hidrocarburos	192
Figura 6.2 - Parametros minimos en un proyecto de shale gas.....	194

Resumen

Análisis de los tipos de contratos petroleros en México, producto de la Reforma Energética

La producción de hidrocarburos en México ha venido a la baja considerablemente. Los principales campos petroleros mexicanos se encuentran en una etapa de maduración y declinación. La tecnología y los recursos con los que cuenta el país no son suficientes para acceder a nuevos yacimientos de petróleo y gas que siendo muy prometedores no cuentan con la convencionalidad a la que estábamos acostumbrados y se vuelven retos técnicos a superar. Lo que ha vuelto indispensable la búsqueda de mas recursos económicos y tecnológicos con el propósito de incrementar las reservas y, por consecuente, la producción. Debido a esto, y con el propósito de obtener más ingresos para el Estado, que contribuyan al desarrollo de la industria energética y en general de país, surge la Reforma Energética cuyo propósito principal es incrementar la cantidad de recursos energéticos producidos en el país.

Es así, como en diciembre del 2013 fue aprobada y promulgada la Reforma Energética en México, en la que se modificaron los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y se adicionaron diversas disposiciones en materia de energía. En dichas modificaciones se establece que las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos se llevaran a cabo mediante asignaciones con empresas productivas del Estado, como lo es Pemex, o a través de contratos con empresas particulares nacionales y/o internacionales. De tal forma que los contratos que podrán celebrarse dependiendo de la ventaja económica y técnica que ofrezcan para cada tipo de proyecto, serán: Contratos de Servicios; Contratos de Utilidad Compartida; Contratos de Producción Compartida; Contratos de Licencia; o cualquier combinación de los anteriores.

Para lograr los objetivos propuestos con este nuevo modelo de la industria petrolera en México, tanto Pemex como los inversionistas privados deben tener una evaluación de los distintos tipos de yacimientos que existen en el territorio nacional, considerando todos los parámetros técnicos involucrados, y determinar la mejor forma de explotarlos. Por ello la correcta clasificación y descripción de los yacimientos llevará a la mejor selección del contrato aplicable.

Abstract

Analysis of the Oil Agreements in Mexico, due to the Energy Reform

Hydrocarbon production in Mexico has been decreasing considerably over the last few years. The main Mexican oilfields are reaching a maturity stage and decay. Technology and resources available in the country are not good enough to incorporate new oil and gas reservoirs, these reservoirs could be very promising, however their unconventional nature has set out technical difficulties which can be very hard to overcome. Due to this fact, and in order to get more revenue for the state, which will contribute with the development of the energy industry and Mexico in general, Energy Reform comes up with the main purpose of increasing the amount of energy resources produced in the country.

Thus, in December 2013 it was approved and enacted the Energy Reform in Mexico, where Articles 25, 27 and 28 of the Political Constitution of the United States of Mexico were modified and several provisions were added in energy matters. Those amendments state that the exploration and extraction of oil and other hydrocarbons will be held from allocations with state oil companies, as Pemex, or through contracts with national and/or international private companies. Such contracts will be held depending on the economic and technical advantages offered for every type of project, these could be: Service Contracts; Profit-Sharing Contracts; Production Sharing Agreements; License Contracts; or any combination thereof.

To achieve the proposed objectives with this new model of the oil industry in Mexico, Pemex and private investors should have an assessment of the different kinds of reservoir that exist in the country, considering all the technical parameters involved, and determine the best way to exploit them. Therefore, the correct classification and description of the reservoirs will lead to the best selection of the applicable agreement.

Introducción

A partir de la aprobación de la Reforma Energética en México a finales de 2013, el panorama de la explotación de hidrocarburos cambió radical y sustancialmente. Es así que la participación del sector privado se hace inminente en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, lo que pretende incrementar y acelerar el desarrollo del país, con objetivos lejanos pero bien definidos que consisten en aumentar la producción y añadir reservas de hidrocarburos, que inmediatamente se traduce en ingresos monetarios para el Estado.

Dicha participación del sector privado se realizará por medio de contratos, los cuales de acuerdo a los cambios constitucionales, serán: Contratos de Servicios, Contratos de Utilidad Compartida, Contratos de Producción Compartida, Contratos de Licencia, o cualquier combinación de los anteriores.

Tomando en cuenta la amplia diversidad de yacimientos existentes en México, se debe hacer una relación entre las características de estos yacimientos con los intereses del país y los de las compañías. Debido a que el riesgo y la inversión son dos factores predominantes en la toma de dediciones de las compañías se debe revisar que se involucra en ellos, y de manera abreviada se puede decir que varían principalmente por la localización y convencionalidad de los yacimientos. A pesar que pueden manejarse con el mismo contrato de manera exitosa (como ejemplo Noruega), hay formas de optimizar el beneficio para ambas partes de acuerdo a sus políticas, en el caso de México por tener la oportunidad de variar y combinar contratos, además de contar con la presencia de una empresa estatal con experiencia en los yacimientos del país, Pemex, y por lo cual las asociaciones para la captura de capital, personal especializado y tecnología son una gran oportunidad. Es en este punto donde un análisis de las características de los contratos considerando sus beneficios, perdidas y alcances, aunado a las ventajas y desventajas de los yacimientos en México, es favorable para seleccionar un contrato.

Es así que con el presente trabajo se pretende ofrecer este análisis que apoyará en la selección de un contrato de acuerdo a un conjunto de criterios técnicos y económicos, los cuales serían los mas favorables a considerar para determinar si un contrato es ideal para algún tipo de yacimiento en particular. Sin embargo, se hace la aclaración de que este trabajo no es una guía que pretenda marcar dogmáticamente la selección de contratos, sino que sea tomada solo como referencia o como base para la toma de decisiones. Lo que si pretende es que sea un comienzo en la discusión de este tema, para profundizar en el análisis de los contratos petroleros y su relación con los yacimientos de forma que no se vean ajenas las características de ambos, así que se espera genere interés en el resto de los participantes de la industria complementando esta investigación con otros sectores involucrados de igual importancia.

1 Conceptos Generales

En el presente capítulo se definen los conceptos generales que servirán como base para una mejor comprensión de los capítulos subsecuentes. En primera instancia, se definen aspectos técnicos de la ingeniería petrolera, para posteriormente pasar a una breve explicación acerca de los contratos petroleros, tema principal de esta tesis.

1.1 Conceptos Técnicos

Aceite

Porción de petróleo que existe en fase líquida en los yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de sustancias que no son hidrocarburos. Es práctica común clasificar al aceite en función de su densidad y expresada en grados API.

Activo

Subdivisión administrativa de cada región. Como resultado de la reestructuración de las regiones en torno a sus principales activos integrales, quedan distribuidos de la siguiente manera:

- 💧 Región Marina Noreste: Cantarell y Ku-Maloob-Zaap.
- 💧 Región Marina Suroeste: Abkatún-Pol-Chuc y Litoral de Tabasco.
- 💧 Región Sur: Bellota-Jujo, Cinco Presidentes, Macuspana-Muspac y Samaria-Luna.
- 💧 Región Norte: Burgos, Poza Rica – Altamira, Aceite Terciario del Golfo y Veracruz

Campo

Área consistente de uno o múltiples yacimientos, todos ellos agrupados o relacionados de acuerdo a los mismos aspectos geológicos estructurales y/o condiciones estratigráficas. Pueden existir dos o más yacimientos en un campo separados verticalmente por una capa de roca impermeable o lateralmente por barreras geológicas, o por ambas.

Complejo

Serie de campos que comparten instalaciones superficiales de uso común.

Condiciones Estándar

Son las cantidades a las que la presión y temperatura deberán ser referidas. Para el sistema inglés son 14.73 libras por pulgada cuadrada para la presión y 60 grados Fahrenheit para la temperatura.

Cuenca

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

Densidad API (°API)

Medida de la densidad de los productos líquidos del petróleo, derivado a partir de su densidad relativa de acuerdo con la siguiente ecuación: $Densidad\ API = (141.5 / densidad\ relativa) - 131.5$. La densidad API se expresa en grados; así por ejemplo la densidad relativa con valor de 1.0 equivale a 10 grados API

Desarrollo

Actividad que incrementa, o reduce, reservas por medio de la perforación de pozos de explotación.

Descubrimiento

Incorporación de reservas atribuible a la perforación de pozos exploratorios que prueban formaciones productoras de hidrocarburos.

Factor de recuperación

Es la relación existente entre el volumen original de aceite, o gas, a condiciones atmosféricas y la reserva original de un yacimiento.

Gas asociado

Gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).

Gas asociado libre

Es el gas natural que sobreyace y está en contacto con el aceite crudo en el yacimiento. Puede corresponder al gas del casquete.

Gas Licuado del Petróleo (GLP)

Gas que resulta de la mezcla de propano y butano. Se obtiene durante el fraccionamiento de los líquidos del gas o durante el fraccionamiento de los líquidos de refinación. Fracción más ligera del petróleo crudo utilizado para uso doméstico y para carburación. En Pemex se produce en todas y cada una de las refinerías administradas por PR y en los centros procesadores de gas de Cactus, Nuevo Pemex, Morelos, Cangrejera, Poza Rica, Reynosa y Matapionche. En el proceso de refinación del crudo se obtiene el gas licuado de refinación: (Liquefied refinery gas, LRG) que está compuesto por butano y/o propano y puede diferir del gas LPG en que el propileno y el butileno pueden estar presentes.

Gas natural

Es una mezcla de hidrocarburos parafínicos ligeros, con el metano como su principal constituyente con pequeñas cantidades de etano y propano; con proporciones variables de gases no orgánicos, nitrógeno, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico. El gas natural puede encontrarse asociado con el petróleo crudo o encontrarse independientemente en pozos de gas no asociado o gas seco. Para su utilización debe cubrir ciertas especificaciones de calidad como: contenido de licuables 0.1 l/m³ máximo; humedad máxima de 6.9 lb/MMpc; poder calorífico mínimo de 1184 Btu/pc; azufre total 200 ppm máximo; contenido máximo de CO₂+ N₂ de 3% en volumen. Es utilizado para uso doméstico en industrias y generación de electricidad.

Gas seco

Gas natural sin o con muy poco contenido de hidrocarburos líquidos.

Hidrocarburos

Grupo de compuestos orgánicos que contienen principalmente carbono e hidrógeno. Son los compuestos orgánicos más simples y pueden ser considerados como las sustancias principales de las que se derivan todos los demás compuestos orgánicos. Los hidrocarburos más simples son gaseosos a la temperatura ambiente, a medida que aumenta su peso molecular se vuelven líquidos y finalmente sólidos, sus tres estados físicos están representados por el gas natural, el petróleo crudo y el asfalto. Los hidrocarburos pueden ser de cadena abierta (alifáticos) y enlaces simples los cuales forman el grupo de los (alcanos y parafinas) como el propano, butano o el hexano. En caso de tener cadena abierta y enlaces dobles forman el grupo de los alquenos u olefinas como el etileno o el propileno. Los alquinos contienen enlaces triples y son muy reactivos, por ejemplo el acetileno. Tanto los alquenos como los alquinos, ambos compuestos insaturados, son producidos principalmente en las refinerías en especial en el proceso de desintegración (cracking). Los compuestos de cadena cerrada o cíclicos pueden ser tanto saturados (cicloalcanos) como el ciclohexano o insaturados. El grupo más importante de hidrocarburos cíclicos insaturados es el de los aromáticos, que tienen como base un anillo de 6 carbonos y tres enlaces dobles. Entre los compuestos aromáticos más representativos se encuentran el benceno, el tolueno, el antroeno y el naftaleno.

Kerógeno

Materia orgánica insoluble dispersa en las rocas sedimentarias que producen hidrocarburos cuando se somete a un proceso de destilación.

Petróleo

Mezcla de hidrocarburos compuesta de combinaciones de átomos de carbono e hidrógeno y que se encuentra en los espacios porosos de la roca. El petróleo puede variar

entre sólido y gaseoso, pero el término se utiliza generalmente para hacer alusión al petróleo crudo líquido. Las impurezas, tales como el azufre, el oxígeno y el nitrógeno, son comunes en el petróleo. Además existe un grado considerable de variación en lo que respecta al color, la gravedad, el olor, el contenido de azufre y la viscosidad en los petróleos provenientes de áreas diferentes

Petróleo Crudo Equivalente

El petróleo crudo equivalente es la forma de representar el inventario total de hidrocarburos; en él se incluyen el aceite crudo, los condensados, los líquidos de planta y el gas seco transformándose a líquido. Es importante mencionar que este último se obtiene al relacionar el contenido calorífico del gas seco. El resultado es una equivalencia que normalmente se expresa en barriles de aceite por millón de pies cúbicos de gas seco.

Play

Conjunto de campos y/o prospectos en determinada región, que están controlados por las mismas características geológicas generales (roca almacén, sello, roca generadora y tipo de trampa).

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 a su objetivo y resultado como: pozos de aceite y gas asociado, pozos de gas seco y pozos inyectores.

Producción

Es la cantidad acumulativa de petróleo que ha sido recuperada en cierta fecha. Mientras todos los recursos recuperables son estimados y la producción se mide en términos de las especificaciones del producto de ventas, las cantidades de producción bruta (ventas más no-ventas) también son medidas y son necesarias para brindar soporte a los análisis de ingeniería basados en vaciamiento del yacimiento.

Provincia geológica

Es toda parte cartografiable de la superficie sólida del planeta, de centenares a millones de kilómetros cuadrados de extensión, 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 Petrolera

Es un área donde ocurren cantidades comerciales de petróleo o en la que se ha identificado condiciones favorables para la acumulación de hidrocarburos (Potencial Medio-Bajo).

Recursos Prospectivos

Son esas cantidades de petróleo estimados, a fecha dada, de ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas a través de la aplicación de proyectos futuros de desarrollo. Los Recursos Prospectivos tienen tanto una oportunidad asociada de descubrimiento como una oportunidad de desarrollo. Los Recursos Prospectivos son adicionalmente subdivididos de acuerdo con el nivel de certeza asociado con estimaciones recuperables suponiendo su descubrimiento y desarrollo y pueden sub-clasificarse basado en la madurez del proyecto.

Reservas

Son esas cantidades de petróleo que se anticipan como recuperables comercialmente a través de la aplicación de proyectos de desarrollo a las acumulaciones conocidas desde cierta fecha en adelante bajo condiciones definidas. Las reservas deben además satisfacer cuatro criterios: deben estar descubiertas, recuperables, comerciales, y remanentes (en la fecha de la evaluación) basado en el/los proyecto(s) de desarrollo aplicado(s). Las reservas pueden además ser categorizadas de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y pueden ser sub-clasificadas basado en la madurez del proyecto y/o caracterizadas por el estado de desarrollo y producción.

- 💧 Reservas Posibles.- Volumen de hidrocarburos en donde el análisis de datos geológicos y de ingeniería sugiere que son menos probables de ser comercialmente recuperables que las reservas probables.
- 💧 Reservas probables: Reservas no probadas cuyo análisis de datos geológicos y de ingeniería sugiere que son más tendientes a ser comercialmente recuperables que no serlo.
- 💧 Reservas probadas: Volumen de hidrocarburos evaluados a condiciones atmosféricas, las cuales por análisis de datos geológicos y de ingeniería se estima con razonable certidumbre que serán comercialmente recuperables a partir de una fecha dada proveniente de yacimientos conocidos y bajo condiciones actuales económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales. Dicho volumen está constituido por la reserva probada desarrollada y la reserva probada no desarrollada.
- 💧 Reserva 1P: Es la reserva probada.

- 💧 Reservas 2P: Suma de las reservas probadas más las reservas probables.
- 💧 Reservas 3P: Suma de las reservas probadas más las reservas probables más las reservas posibles.

Roca almacenadora

Roca sedimentaria (calizas, arenas o lutitas) con un alto grado de permeabilidad que permite que el petróleo emigre hacia ellas, y dadas, sus características estructurales o estratigráficas forma una trampa que se encuentra rodeada por una capa sello que evitará el escape de los hidrocarburos.

Roca generadora

Roca sedimentaria compuesta de grano muy fino y con abundante contenido de carbono orgánico que se deposita bajo condiciones reductoras y de baja energía, propiciando a través del tiempo la generación de hidrocarburos.

Trampa

En exploración petrolera, define un yacimiento petrolífero con una geometría que permite la concentración de hidrocarburos y los mantiene en condiciones hidrodinámicas propicias impidiendo que estos escapen.

Volumen Original de aceite

Cantidad de petróleo que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.

Volumen Original de gas

Cantidad de gas que se estima existe originalmente en el yacimiento, y está confinado por límites geológicos y de fluidos, pudiéndose expresar tanto a condiciones de yacimiento como a condiciones de superficie.

Yacimiento

Porción de trampa geológica que contiene hidrocarburos, que se comporta como un sistema hidráulicamente interconectado, y donde los hidrocarburos se encuentran a temperatura y presión elevadas ocupando los espacios porosos.

Yacimientos convencionales

En los yacimientos convencionales, los hidrocarburos se forman en lo que se conoce como roca generadora. La misma está compuesta por una acumulación de material orgánico y rocas que se almacenaron durante largos períodos de tiempo. Con el paso de los años, y a medida que se acumula una mayor cantidad de sedimentos y rocas, se

generan ciertas condiciones de presión y temperatura que hacen que la materia orgánica se transforme y descomponga, obteniendo así los hidrocarburos. Posteriormente, estos migran a través de las diferentes formaciones geológicas, hasta encontrar una roca impermeable que impida su paso, conocida como sello.

La roca generadora puede ser lutita o bien roca caliza, además se requiere de una temperatura mayor a 120° centígrados para la generación de petróleo, entre mayor temperatura mayor petróleo gasificado.

En el supuesto de que no existan condiciones para que se forme la roca generadora, simplemente no se obtiene petróleo ya que es un elemento fundamental sin el cual el petróleo, gas o aceite no existirían. En geología se le llama sincronía, se debe tener sincronía entre los elementos y procesos.

En México se han venido explotando en los últimos años yacimientos convencionales, en donde después de estudiar todo el sistema petrolero, el explorador decide que hay una estructura adecuada y la perfora, al perforarla encuentra petróleo, éste fluye porque tiene energía propia.

Yacimientos no convencionales

Los hidrocarburos no convencionales son petróleo y gas natural que pese a que se encuentran en grandes cantidades en la naturaleza, debido a su localización, tipo de yacimiento y características físicas, no pueden ser explotados con las tecnologías de extracción tradicionales, sino que necesitan de procedimientos especiales para su recuperación.

Otra definición describe los recursos no convencionales como aquellos que están contenidos en grandes volúmenes pero son difíciles de desarrollar y necesitan de tecnología especializada. Se puede observar que este triángulo indica que los yacimientos no convencionales incluyen al gas de arenas compactas o tight gas, los sistemas de baja permeabilidad, aceite pesado y extrapesado, shale gas, Coalbed Methane (CBM), shale oil, así como hidratos de gas (Figura 1.1).

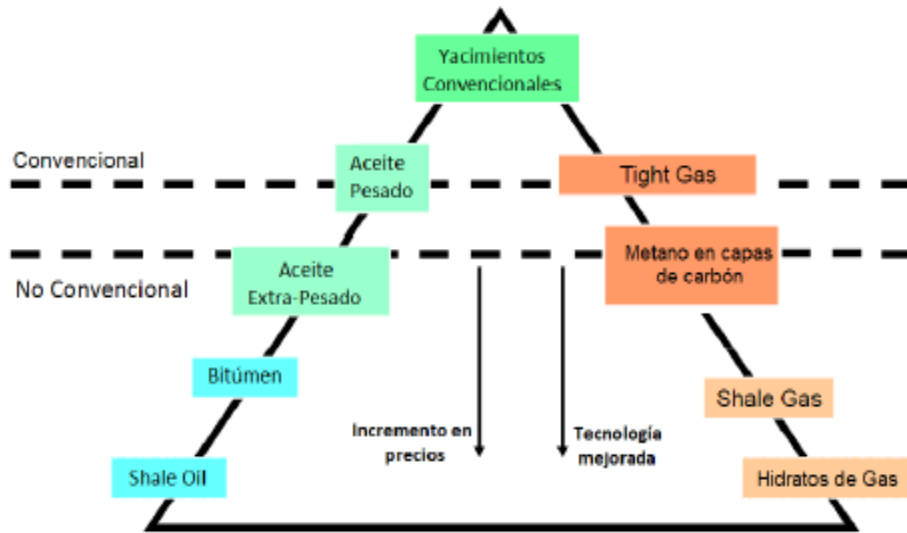


Figura 1.1 - Triángulo de los recursos convencionales y no convencionales

*Fuente: <http://cienciahoy.org.ar/>

La siguiente tabla muestra una comparación entre yacimientos convencionales y no convencionales, donde se presentan las diferencias entre ellos de acuerdo a sus propiedades físicas (Tabla 1.1).

Yacimiento Convencional	Yacimiento No convencional
Se forman como acumulaciones discretas tanto en trampas estructurales, estratigráficas y mixtas.	Se presentan como acumulaciones predominantes regionales, extensas, la mayoría de las veces independiente de la presencia de trampas estructurales y estratigráficas.
Presentan un buen porcentaje de porosidad en sus litologías (>10%) y presentan umbrales de permeabilidad, entre 0.1 y 1 Darcy.	Poseen bajas porosidades (<10%) y permeabilidades del orden de nano darcies, además de pobre propiedades petrofísicas.
Su explotación requiere el uso de tecnologías existentes.	Su explotación está limitada al desarrollo de nuevas tecnologías.
Están relacionados con las reservas limitadas las cuales pueden ser explotadas dentro de pocos años.	Se les asocian una gran cantidad de reservas de hidrocarburos. Son capaces de producir por varias décadas.

Tabla 1.1 - Comparación entre yacimientos convencionales y no convencionales

A continuación se presentan definiciones para los hidrocarburos no convencionales que se indican en la Figura 1.1.

Petróleo extra pesado (Extra Heavy Oil)

Es un crudo cuyo grado API es menor a 10 y una viscosidad por debajo de los 10,000 centipoise y fluye a condiciones de yacimiento.

Bitumen natural (Oil sands / Tar sands)

Al igual que el crudo extra pesado, este hidrocarburo tiene un grado API menor a 10, sin embargo su viscosidad es mayor de los 10,000 centipoise, por lo que a condiciones de yacimiento, no tiene fluencia o movilidad. Está contenido en arenas o rocas porosas formadas principalmente de carbonatos y se encuentra mezclado con compuestos inorgánicos.

Aceite en lutitas (Oil Shale)

Es un compuesto orgánico llamado kerógeno, contenido en rocas inorgánicas poco porosas de grano fino (lutitas). El kerógeno tiene propiedades intermedias entre el petróleo y el carbón mineral, es insoluble en aceites orgánicos y precursor del petróleo en las rocas sedimentarias. El kerógeno es de interés energético debido a que al calentarlo anaeróbicamente hasta los 500 °C, se convierte en petróleo.

Gas de arenisca de baja permeabilidad (Tight Gas)

Es un gas natural contenido en formaciones de areniscas o carbonatos de muy baja permeabilidad (menor a 0.1 mD). Estas formaciones pueden tener o no fracturas naturales, aunque por lo general carecen de ellas. Sin embargo el gas puede fluir a través de los poros muy lentamente, por lo que no se pueden obtener volúmenes de recuperación económicos sin recurrir al fracturamiento hidráulico.

Gas en lutitas (Shale Gas)

Se localiza en las fracturas naturales y poros de los esquistos o rocas arcillosas sedimentarias de baja permeabilidad. Se le conoce también como gas de pizarra. Puede también encontrarse adsorbido por el material orgánico y la superficie mineral de dichas formaciones geológicas. Al igual que el tight gas se requiere de fracturamiento hidráulico para su recuperación económica.

Hidratos de Metano (Gas Hydrate)

Son moléculas de metano atrapadas en capas permanentes de hielo formando estructuras cristalinas con las moléculas del agua. Se localizan en regiones de muy baja temperatura y alta presión, principalmente en el ártico a profundidades mayores a los 200 metros respecto al nivel del mar y en sedimentos marinos a profundidades de más de 500 metros. Aunque el potencial energético estimado de este recurso es enorme, no existen en la actualidad proyectos en ejecución para su recuperación económica.

Gas de carbón mineral o gas grisú (Coalbed Methane)

Es gas natural rico en metano que se encuentra principalmente adsorbido en la superficie interna del carbón mineral y en menor magnitud atrapado como gas libre en los poros y fracturas de este mineral. Siendo el carbón mineral el recurso energético fósil más abundante en el mundo, el potencial del gas de carbón mineral es también muy significativo, siendo uno de los hidrocarburos no convencionales de mayor producción en América del Norte.

1.2 Conceptos legales

A continuación se define el panorama fiscal petrolero internacional, que incluye los contratos petroleros que van a aplicarse en México con la entrada en vigor de la Reforma Energética.

1.2.1 Sistema fiscal petrolero

Un sistema fiscal petrolero se refiere a los términos y las condiciones establecidos en un contrato de común acuerdo entre el Estado y la compañía petrolera internacional. Se compone de pagos realizados por concepto de impuestos y derechos que tiene una empresa petrolera nacional o extranjera con el Estado en donde realiza sus operaciones y que implica obligaciones de ambas partes, tales como el otorgamiento de información y el volumen de producción determinado.

Para diseñar un sistema fiscal petrolero los países consideran el marco legal relacionado con los recursos petroleros, las estrategias de desarrollo, las actividades a estimular, las experiencias obtenidas, por lo que cada régimen posee características que lo diferencian del resto. El diseño de un sistema fiscal petrolero eficiente debe tomar en consideración tanto los riesgos políticos y geológicos, como los beneficios potenciales.

En general, los sistemas fiscales petroleros se dividen en dos grupos básicos (Figura 1.2):

- 1) Sistema de Concesiones
- 2) Sistema de Contratos

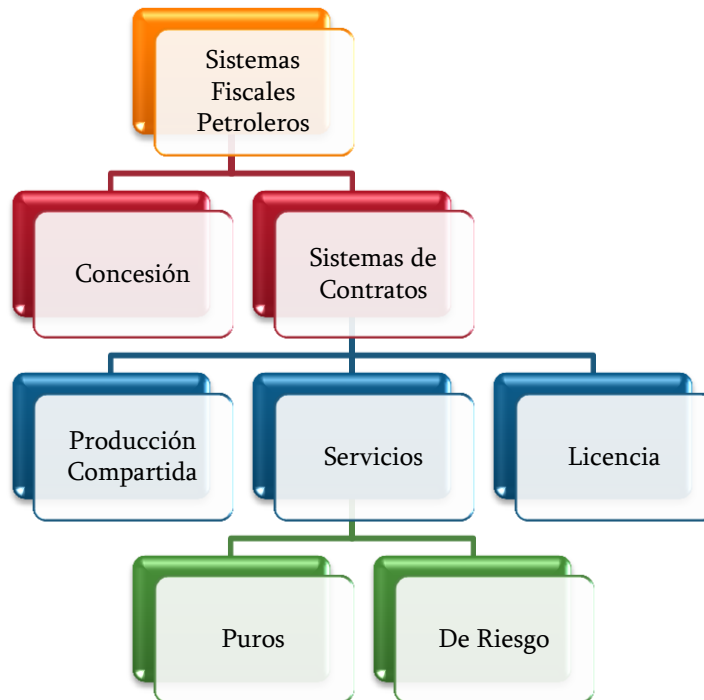


Figura 1.2 - Clasificación de los Sistemas Fiscales Petroleros

*Fuente: OLADE. (2010). Contratos de exploración y explotación de hidrocarburos

Todos los países tienen regímenes distintos con los cuales administran sus recursos mineros y petroleros, esto se debe a varias circunstancias, desde políticas hasta sociales. En la Figura 1.3 se puede observar el tipo de contrato utilizados en el mundo.

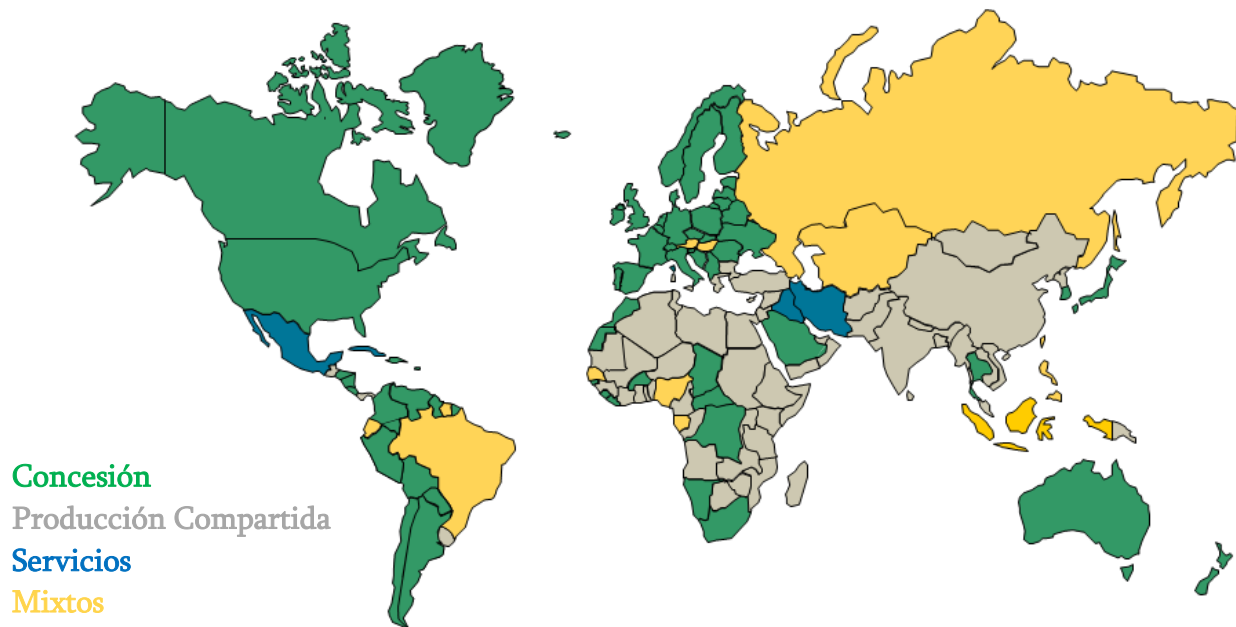


Figura 1.3 - Sistemas Fiscales utilizados alrededor del mundo

*Fuente: CNH

1.2.2 Sistema de Concesiones

Las concesiones petroleras consisten en el otorgamiento de algunos derechos exclusivos a una empresa. Este conjunto de derechos permite a la empresa explorar y, en caso de que haya un descubrimiento comercial, el desarrollo y producción de los recursos. Estos derechos incluyen la propiedad de los recursos producidos, es decir, cuando estos emergen a la boca del pozo petrolero. Los derechos concernientes al control de los terrenos y a la ejecución del plan de trabajo han sufrido una disminución considerable por la capacidad y eficacias crecientes de las partes otorgantes de la concesión. De hecho, mientras que en el pasado el concesionario podía incluso tener derechos sobre los recursos en el subsuelo, sin tener que explotarlos jamás, hoy día los derechos que provienen de la concesión se han convertido más en una “mera autorización” para explorar y producir en tanto que la propiedad sobre los recursos queda condicionada a que estos sean producidos.

Los sistemas de concesiones predominaron hasta principios de 1960. Los primeros acuerdos consistían en sólo un pago de regalías para el Estado. Los acuerdos de regalías simples fueron seguidos por las regalías de mayor tamaño. Se añadieron impuestos una vez que los gobiernos adquirieron más poder de negociación. A finales de 1970 y

principios de 1980, una serie de gobiernos creó impuestos adicionales para capturar el exceso de beneficios de forma inesperada traían los altos precios del petróleo. Ahora existen numerosos dispositivos fiscales y fórmulas sofisticadas que se encuentran en los sistemas de concesión.

En lo que respecta a las contraprestaciones, las concesiones más antiguas garantizaban tan sólo una especie de “regalía” que en varias ocasiones no se establecía en función del valor de la producción, como sucede hoy. Se estipulaba, en todo caso, un pago fijo sobre toneladas producidas de crudo, independiente del valor de mercado del mismo. Por otra parte, en lo que concierne a impuestos, la regla general de entonces era que las empresas no los pagaran. En cambio, hoy en día, como resultado de la evolución de estos instrumentos, los Estados tienen derecho al pago de una regalía equivalente a un porcentaje de la producción, más otros pagos e impuestos estipulados en la concesión.

En resumen, se puede decir que en las concesiones tempranas, el control total sobre las operaciones recaía en las empresas. Este control se extendía a decisiones tan importantes como la tasa de exploración, la decisión de explotar nuevos campos, la determinación de niveles de producción, el derecho a transportar y refinar el crudo, la contratación de personal y la fijación de precios. La participación del Estado no era más que simbólica, ya que no trascendía a las decisiones del proyecto y no tenían derecho a participar en las decisiones ni técnicas ni gerenciales del proyecto. Así pues, es claro que lejos de una postura de “soberano”, el Estado, o el gobernante, asumía un sitio de espectador, un receptor pasivo, de las operaciones petroleras que se desarrollaban en su país.

Concesiones modernas

Poco tiene que ver el estilo de las primeras concesiones con las modernas. La vigencia, las obligaciones de información, las obligaciones de reversión y muchas otras características hacen de ellas negociaciones radicalmente distintas a sus predecesoras. Independientemente de las variaciones que hubiere por su lugar de origen, las concesiones modernas tienen las características siguientes:

- 💧 La empresa concesionada tiene el derecho exclusivo de explorar y, de haber un hallazgo comercial, explotar el petróleo a su propio costo y riesgo, en determinada área y mediante el pago de una regalía, frecuentemente pactada en especie, calculada sobre la producción.
- 💧 La empresa es propietaria de la totalidad de la producción y puede disponer de ella libremente, con las limitaciones que haya sobre demanda nacional y, en su caso, de la regalía pagable en especie.
- 💧 Durante la exploración, y también durante la explotación, la empresa paga los derechos por el uso de suelo al Estado otorgante, si son terrenos propiedad del Estado, salvo el caso de concesión de los Estados Unidos.

- 💧 La empresa paga impuestos sobre los ingresos derivados de la explotación, además de cualesquiera otros impuestos aplicables.
- 💧 El equipo y las instalaciones utilizados para las actividades petroleras pertenecen a la empresa durante la vigencia de la concesión; sin embargo, puede pactarse que la propiedad de estos activos sea transferida al Estado una vez que la concesión expire.
- 💧 Al contrario de la concesión tradicional, las concesiones modernas frecuentemente contienen una o más cláusulas que obligan a llevar a cabo compromisos de trabajo determinados.

Con estos compromisos de trabajo, el Estado puede tener control (casi total) sobre la productividad de sus terrenos petroleros. Ello es especialmente importante en el esquema de concesiones, toda vez que el pago de regalías al Estado otorgante depende de que los recursos sean producidos. La postergación de los trabajos por parte de la empresa demora que el Estado reciba una contraprestación por los terrenos que la empresa tiene “cautivos” en razón a los derechos que derivan de la concesión. Por esta razón, las concesiones modernas contienen cláusulas de reversión y obligaciones específicas de llevar a cabo un programa de obras. Las cláusulas de reversión tienen el propósito de obligar al concesionario a desarrollar reservas comerciales o, de lo contrario, devolver el área al gobierno.

1.2.3 Sistema de Contratos

De manera introductoria se definirá el concepto de “Contrato” para conocer de raíz la diferencia entre contrato y concesión.

1.2.3.1 ¿Qué es un contrato?

Contrato es un término que nombra al convenio o pacto, ya sea oral o escrito, entre partes que aceptan ciertas obligaciones y derechos sobre una materia determinada. El documento que refleja las condiciones de este acuerdo también recibe el nombre de contrato.

El contrato, en definitiva, es un acuerdo de voluntades que se manifiesta en común entre dos o más personas (físicas o jurídicas). Sus cláusulas regulan las relaciones entre los firmantes en una determinada materia.

Para que un contrato alcance su eficacia, deben cumplirse tres condiciones:

- 1) Un consentimiento entre dos partes que libremente eligen firmarlo. Aunque parece evidente que los contratos son producto de la voluntad de las partes, pueden aparecer vicios del consentimiento (por encontrarse alterado el

discernimiento de alguna de las partes, sus intenciones o su libertad de ejercicio, por ejemplo).

- 2) Un objeto que representa el interés compartido para el contrato, ya sean los bienes comerciables, los servicios ajustados a la ley y al orden público o las voluntades que las relaciones suponen.
- 3) Una causa justa para la celebración del contrato. La razón que llevó a las partes a realizar el acuerdo debe ser verdadera y lícita.

Contratos petroleros

Retomando el término contrato en el ámbito petrolero, existe una diferencia abismal entre el Sistema de Contratos (Sistema Contractual) y el Sistema de Concesión. Esta diferencia parte del concepto de propiedad el cual define quien tiene los derechos sobre los hidrocarburos, es decir, quien tiene la capacidad de definir precios, volúmenes y mercados para la producción. En este sistema de contratos el Estado no permite la propiedad de los recursos a compañías estatales o privadas, reteniendo todos los derechos y brindando una retribución a las compañías en efectivo o en especie dependiendo el tipo de contrato que se utilice por sus labores de exploración, desarrollo y/o explotación. En comparación del Sistema de Concesión, donde el Estado solo recibía el pago de impuestos o regalías. Aunque en un sentido jurídico la concesión es un contrato porque es un acuerdo firmado por ambas partes se dice que las concesiones operan bajo un esquema sin límites regulatorios con una naturaleza jurídica de acto unilateral.

En medida que la industria petrolera ha ido cobrando mayor complejidad (técnica y política) la variedad y especialidad de contratos ha incrementado, según el entorno en que se celebren. Se podría decir que hoy en día existen contratos de todos sabores, tamaños y colores según lo permitan las circunstancias políticas, jurídicas, sociales y económicas del país de origen.

Se tiene una división bien definida en este sistema de contratos: Contratos Producción Compartida (CPC) y Contratos de Servicio (CS), siendo su principal diferencia la forma de obtener su participación, en términos monetarios (efectivo) o en especie (producción). Pero también surgen otros tipos de contratos que se formaron por las distintas necesidades y posibilidades de las compañías, por ejemplo: Asociación (Joint Ventures, Farm Out), Asistencia Técnica (Technical Assistance Contracts - TAC's), Tasa de Retorno (Factor R), etc. Los cuales son variaciones y/o combinaciones entre los tipos de contratos principales y tienen fines específicos como obtener inversión o tecnología.

Debido a que no hay una regulación internacional de los tipos de contratos, los nombres de estos pueden variar de país en país, dando pauta a una gran desorganización y confusión para los que pretendan incursionar en este tema. Por lo cual en este trabajo se pretende agrupar a los distintos tipos de contratos con el fin de que pueda entenderse su concepto básico y el porqué de su uso en distintas circunstancias.

En resumen las características del Sistema de Contratos, son:

- 💧 El Estado conserva la propiedad de los recursos.
- 💧 Las empresas petroleras tienen derecho a recibir participación de la producción o de las ganancias de la venta de crudo y el gas, según lo estipulado en un contrato de producción compartida o de servicios.
- 💧 Pueden variar y combinarse los distintos tipos de contratos para que los países logren obtener el mayor beneficio de sus recursos.

1.2.3.2 Contratos de Producción Compartida

Los Contratos de Producción Compartida, en adelante CPC, son relativamente nuevos instrumentos legales en comparación con los sistemas de concesiones. Mucho se ha hablado del origen de los Contratos de Producción Compartida, sin embargo, no se puede hablar de un lugar o de un momento preciso de aparición del CPC. En Bolivia, durante los años 50, se tiene noticia de acuerdos que podrían llamarse de producción compartida, sin que pueda decirse que hay identidad de derechos y obligaciones entre estos instrumentos y los más recientes. Otros autores especializados en la materia dicen que los primeros contratos posibles de tipificar como CPC surgen en Venezuela. Sin embargo, existe un acuerdo unánime, de que el primer CPC como tal, replicado con variaciones en muchos sitios de la tierra, es el CPC indonesio, celebrado entre IAPCO y Pertamina en 1966, empresa estatal indonesia.

Los Contratos de Producción Compartida son ahora reconocidos como una estructura contractual común en muchos países en desarrollo o de reciente apertura. Su popularidad se debe en parte a la sencillez relativa de sus términos fiscales y a la amplitud de posibilidades de coparticipación estatal.

Características principales de los Contratos de Producción Compartida

Si bien, la estructura contractual de los Contratos de Producción Compartida ha evolucionado al mismo ritmo que las tendencias de cambio en las relaciones entre las empresas inversionistas y el Estado, los CPC han conservado las siguientes características básicas:

- 💧 La empresa inversionista es nombrada por el Estado directamente o a través de su empresa petrolera nacional como exclusivo "contratista" (y no como un concesionario) para llevar a cabo las operaciones petroleras en un área determinada durante períodos de tiempo específicos.
- 💧 El contratista opera bajo su propio riesgo, asumiendo los gastos y bajo el control del Estado.
- 💧 Si se produce petróleo, esta pertenece al Estado, con la excepción de una parte la producción por concepto de recuperación de costos y la división de ganancias.
- 💧 La empresa tiene derecho a recuperar costos valuados en el marco del Contrato de Producción Compartida a partir de una porción de la producción del área objeto del contrato.
- 💧 Después de la recuperación de costos, el balance de la producción es dividido, de acuerdo con un porcentaje pactado previamente entre la empresa y el Estado. El porcentaje de la división a menudo aumenta progresivamente en beneficio del Estado en la medida que aumentan los barriles, de conformidad con una fórmula preestablecida.
- 💧 La utilidad neta de la empresa está sujeto a impuestos, a menos que el CPC disponga lo contrario.
- 💧 Los equipos e instalaciones son propiedad del Estado, ya sea a partir de su instalación o de forma gradual a lo largo de la vigencia del contrato, según los calendarios pactados de recuperación de costos. Al vencimiento del CPC, si lo requiere el Estado, el contratista tiene la obligación de dismantelar las instalaciones y equipos en el área contratada.

Habida cuenta de que la empresa soporta la totalidad del riesgo, de no encontrar reservas comerciales, los contratos permiten una recuperación de costos y una renta determinada. Más aún, el contrato debe estipular lo siguiente, como componentes imprescindibles y mínimos del acuerdo: un programa de trabajo con una contribución monetaria mínima para este; la duración de las fases de exploración y desarrollo; y la división de los beneficios de la producción entre el contratista y la empresa estatal, si se lleva a cabo la producción.

Obligaciones y derechos de un contratista en un CPC

La condición de un contratista en virtud de un CPC se caracteriza por un conjunto de derechos y obligaciones que se incluyen, en todos los Contratos de Producción Compartida. Los más importantes de estos derechos y obligaciones se enlistan a continuación.

Derechos y obligaciones del contratista:

- 💧 Erogar todos los fondos necesarios para comprar o arrendar todos los materiales y equipos.
- 💧 Proveer toda la asistencia técnica necesaria, incluyendo el personal extranjero, que sea requerido.
- 💧 Ser responsable de la preparación y ejecución del programa de trabajo, mismo que debe ser llevado a cabo conforme a las prácticas de la industria.
- 💧 Tener el derecho de vender, ceder, de cualquier otra forma disponer de sus derechos y participaciones de conformidad con el contrato, con consentimiento previo y por escrito del Estado.
- 💧 Tendrá acceso y podrá hacer uso, dentro de los límites de lo permitido, de toda la información geológica, geofísica, de perforación, de los pozos y de cualquiera otra presente y futura, relacionada con las áreas colindantes al proyecto, que tengan en su poder la compañía paraestatal o cualquier otro órgano de gobierno.

Derechos y Obligaciones del Estado:

- 💧 Es el responsable último de las operaciones establecidas en el contrato, sin perjuicio de que este deberá consultar con el contratista, toda vez que el contratista es el principal responsable del programa de trabajo.
- 💧 Colaborar y agilizar el programa de trabajo en conjunto con el contratista al proveer instalaciones, materiales y personal. Si no tuviera acceso a propios, buscará su acceso por medio de terceros. Las erogaciones que haga el Estado a instancias del contratista serán reembolsadas por el último y se incluirán en los costos de operación incurridos por el contratista.
- 💧 El Estado tendrá derecho a todos los datos originales que deriven de las operaciones petroleras, en la medida que sean obtenidas por el contratista. Sin embargo, El Estado no podrá divulgar dichos datos a terceros sin el consentimiento expreso del contratista al que dará tiempo suficiente para discutir y analizar la divulgación de dichos datos.

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

Además, para la tranquilidad de las partes y el éxito de los contratos, es conveniente que los siguientes acuerdos, que son de interés sustancial para los Estados, queden claramente definidos en el contrato:

- 💧 El ritmo y extensión de los trabajos de exploración por área contratada.

- 💧 La posibilidad de que el Estado participe como socio en el proyecto con la opción de ser “soportado” por la empresa a lo largo de la fase de la exploración.
- 💧 El derecho del Estado a un porcentaje de la producción en función a su aportación como socio.
- 💧 Los ingresos a que tendrá derecho el Estado mediante una variedad de fuentes como bonos, regalías, rentas e impuestos.
- 💧 Mecanismos de acceso a los mercados de hidrocarburos, nacionales y de exportación.
- 💧 Derramas de beneficios sociales, provenientes del proyecto, como la contratación y capacitación de personal y la preferencia en la adquisición de bienes y servicios nacionales a ser utilizados en las operaciones petroleras.
- 💧 La posibilidad para el Estado de participar en actividades como el transporte, la refinación, y la comercialización de los hidrocarburos y en otras actividades relacionadas con estos, en conjunto con la empresa.

El CPC es un contrato mal llamado, pues la producción a boca de pozo nunca se comparte ni se divide. El puro nombre hace pensar que, de forma semejante a lo que sucedería en una concesión, en la que se obligue al concesionario a entregar una parte de la producción, el crudo que brota a la superficie se divide en un porcentaje que corresponde al contratista y otro que corresponde al Estado o a la empresa estatal. En términos estrictos, sin embargo, la producción al amparo de un CPC es en su totalidad propiedad del Estado. Esto es, de forma distinta a lo que sucede con la producción de crudo mediante una concesión, en la que el concesionario por regla general es propietario del 100% de esta; el contratista que opera bajo un CPC no es dueño de nada hasta el momento en que el Estado lo retribuye con un porcentaje de la misma, fijado de acuerdo con un precio previamente pactado en el contrato.

De tal suerte, el contratista, en términos del CPC, no es propietario de nada, ni es exacto decir que el Estado “comparte” la producción con el contratista. En todo caso, es más preciso decir que el contratista tiene derecho a una contraprestación en especie, pactada en el CPC, a manera de un porcentaje de la producción comercial. Lo que genera el CPC a favor del contratista es un derecho de crédito discutible contra el Estado contratante, consistente en un porcentaje de la producción. Este pago es de origen convencional y no confiere al contratista derecho alguno sobre los recursos en el subsuelo, ni en la boca del pozo.

Más aún, el derecho a explotar los recursos pertenece al Estado y/o a su empresa estatal; con lo cual, en términos del CPC la empresa contratada es sólo un contratista autorizado del área cubierta por el CPC. En realidad, el CPC es cercano a un Contrato de Servicios, con una cláusula de riesgo, en el que la contraprestación es pagada en especie.

Todo lo expuesto con anterioridad no tendría sentido de no llegar el momento en el que por la boca del pozo brota el crudo, propiedad del Estado, del cual una parte será destinada para retribuir al contratista por los servicios prestados, los costos de operación y los riesgos incurridos (crudo por costos). Esto es, si hay exploración exitosa, entonces el contratista tiene derecho a desarrollar y a producir (Figura 1.4).

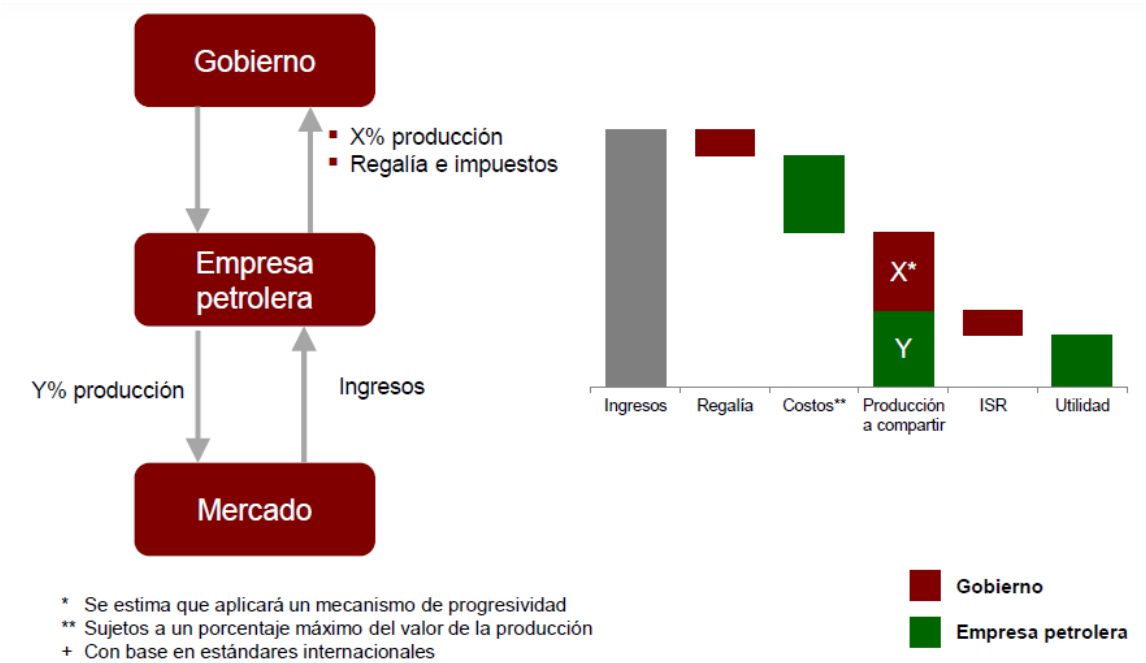


Figura 1.4 - Esquema ilustrativo de un Contrato de Producción Compartida
 *Fuente: Expo Foro Pemex 2014

Existen dos diferentes sistemas para dicho reparto de la producción. En el primero de ellos se opera bajo un esquema en el que la empresa primero percibe una parte de la producción llamada “crudo por costos”, sobre una base de los hidrocarburos producidos, para reembolsar sus costos y gastos. Después de recibir este porcentaje de la producción, la empresa recibe un porcentaje adicional del balance de producción correspondiente al pago por concepto de “crudo por ganancias.” En el segundo sistema, las empresas reciben una cantidad única de la producción total del crudo como pago único para cubrir sus costos, gastos y ganancias.

En un principio, este modelo fue celebrado pues simplificaba algunos de los obstáculos contractuales propios de los CPC. Sin embargo, el más utilizado es el primer sistema.

El reembolso o recuperación de costos existe en los CPC por una razón de lógica contractual relacionada con la propiedad de los recursos, de las instalaciones y el riesgo incurrido. Esto es, como los CPC son en esencia un contrato de operación y servicios de

exploración y producción, en el que el contratista asume los riesgos financieros totales, entonces, el Estado debe compensar los costos en los que ha incurrido por extraer los recursos por él y para él.

Por sus mayores costos, la división del crudo por ganancias suele ser ajustada a favor de la empresa en operaciones costa afuera.

Bajo el régimen de CPC las empresas deben pagar los impuestos de los ingresos que generen sus operaciones, los cuales incluyen, entre otros factores, las ganancias derivadas de su parte correspondiente de la producción.

1.2.3.3 Contratos de Servicios

En este punto es pertinente precisar la terminología “Contratos de Servicio”, para lograr una conceptualización correcta del mismo. En México, cuando nos referimos a un contrato de servicio es natural, y porque así lo hemos estado aplicando los últimos 50 años, imaginar una empresa extranjera o nacional brindando soporte técnico especializado en algún punto de la exploración o explotación, algunos casos de ejemplo son los siguientes: “Toma de registros geofísicos por la compañía Schlumberger”; “Terminación en un pozo por parte de la compañía Halliburton”; “Renta de equipo de perforación por IPC”, etc.

Siendo que el concepto de “Contratos de Servicio” en el ámbito internacional es distinto y la expresión por sí sola no permite definir un tipo genérico de contrato y mucho menos su estructura. Algunos ejemplos del mal uso del término lo tenemos en Latinoamérica, donde a pesar de haber tenido intentos por homologarlo, se tiene mucha discrepancia en el término. En Ecuador, se refieren a “contratos de prestación de servicios”; en Bolivia a “contratos de servicios” y es utilizada para referirse a una contratación de alcance más restringido. Y esta confusión no solo continúa sino que se expande fuera de la Latinoamérica por las distintas traducciones y usos, empleándose expresiones como: Risk Service Contracts (contratos de servicio de riesgo o contratos de servicio con cláusula de riesgo).

A pesar de todo este conflicto terminológico, algunos autores e instituciones han logrado delimitar el concepto de “Contrato de Servicio” con algunas características que presentan en común. En principio básico parten de una relación de subordinación en la que por una parte se encuentra el Estado que a través de un organismo regulador o de la empresa operativa del estado puede celebrar el contrato y por otra parte esta una empresa de servicios, en donde el Estado mantiene los derechos de propiedad sobre las reservas y la producción de hidrocarburos, además controla los planes de desarrollo y niveles de inversión, mientras que la empresa de servicios simplemente es operador técnico en la vida económica del proyecto y pocas veces puede acceder a la producción.

De acuerdo al concepto original y estricto, los Contratos de Servicios no son para empresas que buscan autonomía operativa o la captación de reservas comerciales.

Los Contratos de Servicios pueden dividirse en dos categorías:

- 1) Contratos de Servicios Puros - El Estado otorga a la compañía privada un porcentaje fijo (tarifa) de los ingresos con lo cual la compañía debería cubrir los costos incurridos, ya sea de operación o inversión, en la operación del campo.
- 2) Contratos de Servicios de Riesgo - La retribución a la compañía se realiza sobre el beneficio de la operación.

Contratos de Servicio Puros (CSP)

Dependen del simple intercambio de servicios por un pago fijo (en efectivo) sin que este sea proporcional a los volúmenes de producción o a los resultados del proyecto (Figura 1.5). Estos

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

“... Un acuerdo entre un contratista y un gobierno que típicamente cubre un servicio técnico definido que tiene que prestarse por un tiempo determinado o completarse en un plazo específico. La inversión del contratista está típicamente limitada al valor de los equipos, herramientas y personal usados para prestar el servicio. En la mayoría de los casos el reembolso a la empresa de servicios se establece en el contrato, sin que este tenga vínculos significativos con el desempeño del proyecto factores de mercado. El pago por servicios está normalmente basado en tarifas diarias o por hora, un monto fijo por entrega llave en mano, u otro monto específico. Los pagos pueden ser efectuados periódicamente o cuando se complete el servicio. Los pagos en algunos casos pueden estar ligados a la operación del campo, la reducción de costos operativos o a otros parámetros relevantes. Los riesgos del contratista en este tipo de contrato están usualmente limitados a sobre-costos no recuperables, pérdidas derivadas del incumplimiento del contrato por el cliente o por el contratista, o disputas contractuales. Estos acuerdos generalmente no tienen exposición al volumen de la producción ni a su precio de mercado, y en consecuencia usualmente no se reconocen reservas conforme a los mismos.”

En resumen las principales características del CSP son:

- 💧 Los derechos y obligaciones entre las partes son de carácter personal (de crédito) y no confieren derecho alguno sobre las reservas, ni siquiera como contraprestación pagadera en especie.

- Se paga una tarifa por las obras y servicios prestados. Estos servicios pueden estar desagregados en diversas tareas (estudios sísmicos, geofísicos, perforación y puesta en prueba de pozos, etc.) o pueden realizarse en paquete mediante un solo Contrato de Servicios integrados.
- Suelen ser celebrados por empresas de servicios que no participan directamente en el mercado del crudo. Por esta razón, estos contratos no tienen por objeto una contraprestación ligada al crudo producido, ni están vinculados con un contrato de compraventa del mismo.
- El contratista no asumen directamente el riesgo geológico ni el del mercado y por tanto no participa en la renta económica del proyecto.
- El pago al contratista al no estar atado a los ingresos del proyecto, puede provenir del flujo de la caja de la empresa contratante.

Con estas características presentadas, se puede apreciar que la definición del CSP se acoplan a los que en México llamamos “Contratos de Servicio” y que eran los únicos que se podían aplicar hasta ahora con la Reforma Energética de 2013. Estos contratos se denominaban también como Contratos de Servicio Múltiple o Contratos Integrales de Servicios para Exploración y Producción.

En la Figura 1.5 se presenta un esquema ilustrativo de la repartición de lo bienes en un CSP, donde se observa que la recepción de ingresos por parte del estado es considerable.

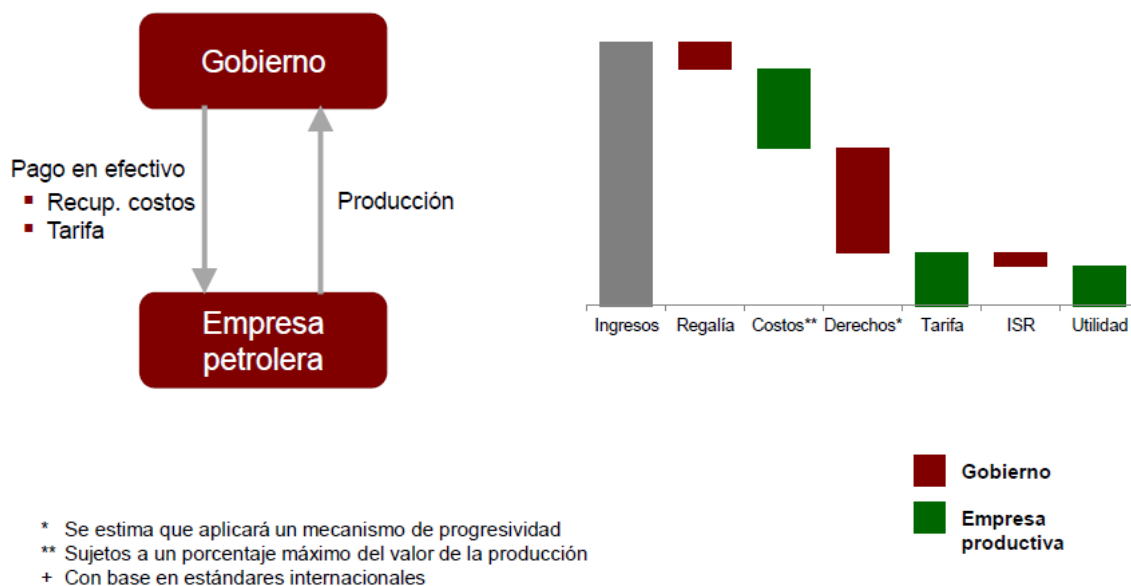


Figura 1.5 - Esquema ilustrativo de un Contrato de Servicios Puro

*Fuente: Expo Foro Pemex 2014

Contrato de Servicios de Riesgo (CSR)

Este tipo de contratos se celebra entre el Estado y una compañía nacional o internacional, para ejercer los derechos de exploración y explotación. Esta compañía provee todo el capital necesario para la exploración y, en caso de ser exitosa, se le permitirá llevar a cabo los trabajos de explotación. Una vez extraídos los hidrocarburos estos son entregados al Estado o a la empresa operadora estatal permitiendo así que ellos se hagan cargo de su comercialización y recaudación de beneficios, con lo que posteriormente se le retribuirá en efectivo a la empresa por su inversión y servicios prestados, siendo este pago proporcional a la producción obtenida, pero sujeta a impuestos.

Si se presta atención este tipo de contrato recae precisamente en la noción del Contrato de Utilidad Compartida (CUC) que se manejará en México, y con la finalidad de comprender mejor este tipo de contrato con el termino de utilidad compartida, se explicara más a detalle a continuación.

1.2.3.4 Contratos de Utilidad Compartida

Los Contratos de Utilidad Compartida (CUC) son un sistema muy parecido a los Contratos de Producción Compartida, siendo la única diferencia significativa la forma de pago, debido a que mientras el CPC el pago que recibe el contratista es en especie, en el CUC el pago es en efectivo. Sin embargo no se debe olvidar que el CUC es un Contrato de Servicio de Riesgo

En la siguiente tabla se han resumido algunas diferencias y semejanzas entre ambos contratos (Tabla 1.2).

	CUC	CPC
Semejanzas	<ul style="list-style-type: none">• El riesgo geológico, operativo y de mercado recae sobre el contratista.• El plan de trabajo, en todas sus fases distintas, es presentado al estado para su aprobación.• El contrato genera derechos personales de crédito entre Estado (o empresa estatal) y contratista.	
Diferencias	<ul style="list-style-type: none">• Aplican pago de un cargo por servicio (Service Fee) en beneficio de la empresa privada.• La compañía privada no obtiene	<ul style="list-style-type: none">• Aplican una regalía en benéfico del estado.• La compañía privada obtiene un porcentaje de la producción.

	una parte de la producción, sino un porcentaje de las ganancias.	
--	--	--

Tabla 1.2 – Diferencias y semejanzas entre los CSR y CPC

*Fuente: Johnston, D. (2014). *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*

La remuneración en efectivo ha permitido que las empresas privadas puedan explorar, desarrollar y producir en terrenos sensibles sin provocar conflictos políticos sobre la propiedad de los recursos en el subsuelo o sobre la producción.

En resumen los Contratos de Utilidad Compartida tienen las siguientes características:

- 💧 Las empresas asumen todos los riesgos y sólo reciben pago en caso de éxito.
- 💧 El petróleo se entrega al Gobierno quien se encarga de la comercialización.
- 💧 El Gobierno recibe la totalidad de los recursos económicos a la venta.
- 💧 Una vez que le Gobierno toma su utilidad paga en efectivo a la empresa la parte que le corresponde.
- 💧 La empresa recupera costos y obtiene una utilidad razonable sobre la que paga un impuesto sobre la renta (ISR).
- 💧 Los ingresos totales del Gobierno son acordes a la práctica internacional.

Para comprender mejor como funciona la fiscalización en este tipo de contratos, la Figura 1.6 presenta un esquema de como es la repartición de bienes. Se debe considerar que en un principio la empresa petrolera es la que entrega la producción integra al gobierno con lo cual posteriormente se le paga en efectivo a la empresa.

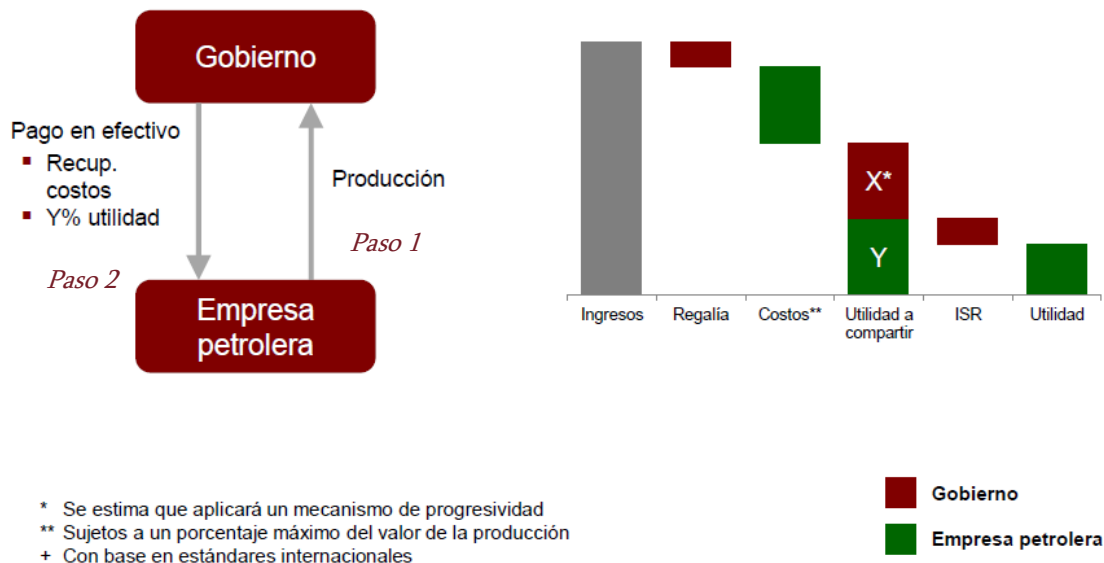


Figura 1.6 - Esquema ilustrativo de un Contrato de Utilidad Compartida

*Fuente: Expo Foro Pemex 2014

1.2.3.5 Contrato de Licencia

Dentro de la presente Reforma Energética se incluye un contrato muy peculiar al cual denominan “Contrato de Licencia”. Tal término debe esclarecerse porque al igual que otros términos fiscales, en el ámbito internacional, cambia su concepto de país en país y de acuerdo a sus legislaciones pueden o no distinguirlo del régimen concesionario.

En el caso particular de nuestro país, se dice que las Licencias no son lo mismo que las Concesiones, para evitar un conflicto en el que se vea involucrado el dominio del hidrocarburo, por lo cual se busca una alternativa para abrir una gran brecha entre estos dos sistemas fiscales siendo las principales diferencias aspectos jurídicos y administrativos. La Comisión Nacional de Energía en México define a las Licencias como un contrato que le permite al Estado mexicano dar una área, que pueda ser otorgado, en un momento determinado, para trabajar o explotar por una empresa ya sea privada o en sociedad con Pemex, a cambio de una contraprestación que consistirá en pagar derechos e impuestos (parte en regalías y otra parte de la utilidades), que se constituirán en ingresos para los mexicanos.

Aunque esta definición no esclarece el término “Licencia” y mucho menos la diferencia que pueda haber con la concesión, podemos entenderla mejor a partir de la definición de su contraparte, la concesión. Así, rescatando del subtema anterior la definición de concesión se puede encontrar una diferencia clara entre licencias y concesiones. Mientras las licencias se reducen a permitir el ejercicio de un derecho preexistente, las concesiones crean, en beneficio del concesionario, un derecho del que carecía totalmente. Y ello vendría siendo su principal diferencia con respecto a su naturaleza jurídica. Pero mas allá de esta diferencia la única verdad es que son muy similares y buscar una diferencia sustancial sería adentrarnos en un rubro legal y administrativo que nos alejaría del objetivo del presente trabajo.

Todo lo anterior fue para diferenciar la licencia de la concesión pero ¿cuál es la diferencia entre la licencia y el resto de los contratos?. Para ilustrar esta diferencia, la Figura 1.7 presenta el régimen tributario al que esta sometido la licencia y que se explica a continuación.

El Estado contrata a una compañía que se encargará de hacer todos los trabajos tanto de exploración como de explotación en caso de haber un volumen recuperable, así la compañía producirá el hidrocarburo con el permiso del Estado, y no será en ningún momento propietario del mismo, sino hasta que pague los derechos determinados en el contrato. Solo hasta después de este pago, podrá hacer uso de tal producto para poder comercializarlo con lo que recuperará los costos de producción y los de los derechos pagados. El sobrante será la utilidad bruta del contratista y la cual estará sometida a pago de impuestos.

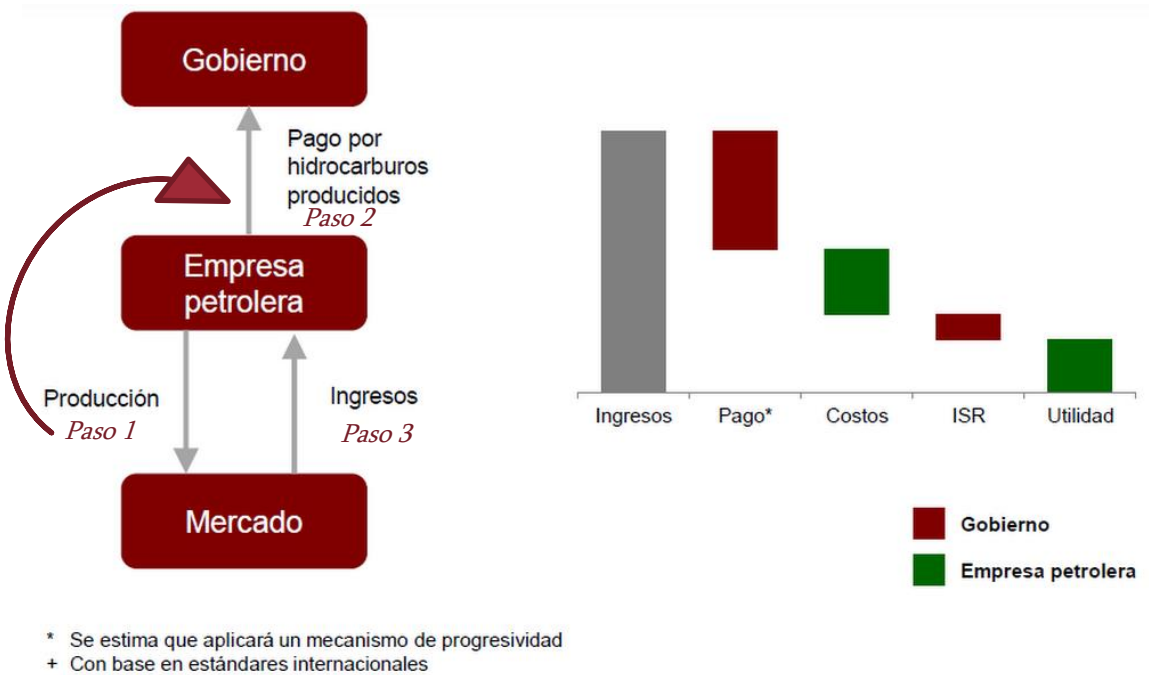


Figura 1.7 - Esquema ilustrativo de un Contrato de Licencia

*Fuente: Expo Foro Pemex 2014

Si bien la definición de Contratos de Licencia varía de país en país, y en muchos de los casos se utiliza como sinónimo de concesión, en México será aplicado prácticamente como una “concesión moderna”, cuyas características se explicaron con anterioridad, y que no hay motivo de alarma, puesto que la concesión ha evolucionado y con los debidos órganos reguladores no habrá motivo de pérdida de la renta petrolera.

Características generales de los contratos de Licencias

- 💧 El procedimiento usual para el otorgamiento de licencias supone una investigación pública para permitir a las autoridades evaluar la competencia técnica y financiera de los solicitantes.
- 💧 Los derechos y obligaciones de los contratistas se establecen por las disposiciones legales que regulan las actividades petroleras del país, siendo que el resto de regulaciones estarán suscritas en el mismo acuerdo (contrato) concluido entre el Estado y el contratista.
- 💧 Todos los costos de inversión serán a cargo del contratista.
- 💧 El riesgo geológico, operativo y de mercado recae sobre el contratista.
- 💧 El contrato no podrá ser transferido sin la previa autorización de la autoridad que los expide (el Estado). Así como cualquier otra transferencia de intereses relacionados con el contrato.

- 💧 El otorgamiento del derecho exclusivo de llevar a cabo la exploración será por un cierto periodo en un área determinada en el mismo contrato.
- 💧 La ocupación de tierras requeridas en conexión con los trabajos de exploración, debiendo compensar a los dueños superficarios.
- 💧 La facultad de disponer de los productos resultantes de sus actividades será hasta después de haber pagado los derechos correspondientes por el volumen producido.
- 💧 El solicitante debe probar la existencia de un yacimiento explotable y tener los recursos técnicos y financieros necesarios para obtener la autorización de continuar con los trabajos de desarrollo.
- 💧 Cuando el permiso de producción expira, algunos bienes revierten al Estado. Los necesarios para que el campo pueda seguir con los trabajos de explotación.
- 💧 Los productos no pueden ser exportados sin autorización gubernamental, siendo prioridad abastecer el mercado interno.
- 💧 Los programas de explotación deben ser sometidos a la aprobación de las autoridades competentes.
- 💧 En caso de haber varios operadores, se les exige que lleguen a un acuerdo en su producción y que adopten el sistema de unificación.

1.2.4 Acuerdos Petroleros

Existen Acuerdos, a veces llamados “Arreglos”, que muchas veces pasan por contratos petroleros pero no son más que variantes de los anteriormente mencionados (CPC, CSR o CSP) o hasta combinaciones de ellos. Pero en algo coinciden, y es que sirven para definir aspectos fundamentales en los contratos y nacen a partir de los intereses y necesidades que tienen tanto los gobiernos como las compañías al repartir convenientemente la inversión, la ganancia y el riesgo.

Los Acuerdos Petroleros más conocidos son:

- 💧 Contratos de Asociación
 - Joint Venture
 - Farm Out
- 💧 Contratos de Tasa de Retorno (Rate of Return Contracts – ROR)
 - Contratos con Factor R
- 💧 Contrato de Asistencia Técnica (Technical Assistance Contracts - TAC's)

Algunos de estos acuerdos pueden utilizarse indistintamente en cualquiera de los dos sistemas fiscales (concesión o contractual). Por ejemplo, se puede decir que se tiene una concesión basada en convenio de asociación; o un contrato de producción compartida

basado en un acuerdo de tasa de retorno. Es así que ninguno de estos acuerdos llega a ser por sí solo un sistema fiscal o un contrato independiente.

1.2.4.1 Contratos de Asociación

Joint Venture

Este tipo de asociación no tiene una traducción literal, pero su verdadera connotación es la de “Empresa Conjunta” y es un acuerdo para unir estratégicamente a dos o más entes corporativos (ventures) creando una empresa completamente nueva y temporal (pero a largo plazo), siendo que cada empresa que la conforme permanece independiente y autónoma sin haber fusión ni absorción de una con otra, y solo la nueva empresa está a expensas de las decisiones conjuntas que tengan sus participantes.

La idea principal de formar un Joint Venture es el unir conocimiento, aptitudes y recursos, compartiendo a su vez las ganancias y los riesgos. Así dos o más empresas se ponen de acuerdo en hacer aportaciones de diversa índole y porcentaje a ese trabajo de exploración o explotación en común. La aportación puede consistir en materia prima, capital, tecnología, conocimiento del mercado, ventas y canales de distribución, personal, financiamiento o productos, o, lo que es lo mismo: capital, recursos o el “know-how” (saber cómo).

El origen de estos convenios surge por el interés de los gobiernos de mantener una participación accionaria en los contratos petroleros, interés que surgió especialmente por el alto precio del petróleo, por lo que el estado no podía quedarse fuera de estas jugosas ganancias. Así que directamente o a través de sus compañías petroleras estatales exigieron tomar parte de los proyectos. Además, se encuentra una cuestión de desarrollo técnico, ya que las compañías estatales podían crecer técnicamente al trabajar conjuntamente a lado de compañías internacionales especializadas que tienen mucha más experiencia en algunos aspectos.

Farm Out

El “Farm Out” es un tipo de acuerdo de asociación a través del cual el contratista (“Farmor” o cedente) (entidad que cuenta con la licencia de exploración y explotación otorgada por el Estado) transfiere parte o la totalidad de los derechos asociados al contrato a un tercero (“Farmee”), a cambio de que éste asuma total o parcialmente los costos asociados del proyecto, puede ser con: dinero en efectivo, con un compromiso para llevar a cabo actividades específicas (perforación de un pozo, por ejemplo), incurriendo en gastos de exploración o desarrollo o una combinación de los anteriores.

Esta transferencia de derechos permite al “farmor” ceder (parcial o totalmente) los riesgos y beneficios de la propiedad, de esta manera el Farm Out es similar a una venta parcial o total de los intereses relacionados al contrato de licencia.

Esta alianza estratégica surge como consecuencia de la crisis financiera internacional donde se vio agravado el acceso a las fuentes de financiamiento, y con lo cual surgieron creativas y eficientes soluciones para superar esta incertidumbre financiera. Son acuerdos que se presentan principalmente en la industria petrolera y minera por las fuertes inversiones que se necesitan, quizás no tanto en la exploración pero si en la explotación.

La razón para que el farmee opte por esta modalidad de contrato, es básicamente por el interés de adquirir participación en un contrato donde antes no la tenía y que ve suficientemente rentable para devolver buenas ganancias. Antes ninguna compañía quería ceder su participación sobre una potencial y valiosa reserva aún no desarrollada, o en vías de, a cambio de dinero en efectivo. Sin embargo, bajo el contexto económico actual sería un lujo perder la participación en proyectos de tal magnitud.

Y desde el punto de vista del farmor, la motivación de participar en esta modalidad de contrato puede ser por la necesidad de mantener el área en concesión evaluada y explorada, asegurar el cumplimiento de acuerdos de inversión con el estado o compartir el riesgo de la producción, entre otras. Todas estas motivaciones y otras pueden estar presentes en un mayor o menor grado al momento de evaluar la firma de este tipo de acuerdos; sin embargo el acuerdo normalmente es estructurado desde el punto de vista del cedente por lo que variará de acuerdo a los objetivos prioritarios para este.

1.2.4.2 Contratos de Tasa de Retorno

Es un acuerdo principalmente para definir los porcentajes de regalías e impuestos que toman en cuenta escalas variables con base en un factor que pretende predecir qué tan rentable será un proyecto. La industria del petróleo y gas tiende a ser más rentables cuando: la tasa de producción es mayor, los precios son más altos, los costos son más bajos, los costos se han recuperado.

Puesto que las regalías e impuestos a la producción poseen la virtud de ser sencillos y transparentes en su cálculo, pero no son sensibles a las condiciones de mercado que enfrenta la compañía, se diseñaron porcentajes variables en función a determinados parámetros. De esta forma los porcentajes, tanto de las regalías como de los impuestos a la producción, en algunos países pueden variar de acuerdo a:

- 💧 El volumen de producción, generalmente un mayor volumen de producción conlleva un porcentaje mayor. En otros sistemas también se utiliza la producción acumulada, por ejemplo, si la producción acumulada del campo alcanza 2 TCF, entonces es posible incrementar la alícuota.
- 💧 El precio de venta, a mayor precio de venta se asume que las utilidades de la compañía son mayores y por tanto, es posible incrementar la alícuota.
- 💧 En países que tienen yacimientos en el mar, muchas veces la alícuota está en función a la profundidad del lecho del mar, a mayor profundidad menor alícuota, por los riesgos y altos costos que estos conllevan.

Contratos con Factor R

Uno de los esquemas impositivos de los acuerdos de Tasa de Retorno que merecen atención es el denominado Factor R, que consiste en incrementar el porcentaje de la regalía o impuesto en función de la producción, con la ayuda de un factor R definido de la siguiente manera:

$$R = \frac{B}{C} = \frac{\text{(ingresos acumulados de un proyecto)}}{\text{(costos acumulados de un proyecto)}}$$

- 💧 R es menor que uno ($R < 1$) al inicio de un contrato petrolero, cuando la IOC tiene costos pero aún no tiene producción, es decir, cuando los costos de un proyecto son mayores que sus ingresos, en este caso el porcentaje aplicado debería ser bajo
- 💧 R es igual a uno ($R = 1$) cuando los ingresos de un proyecto son iguales a sus costos (momento comúnmente llamado «payout» o de recuperación de la inversión). A partir de este punto el porcentaje aplicado podrá ser mayor.
- 💧 R es mayor que uno ($R > 1$) cuando los ingresos de un proyecto son mayores a sus costos, durante la fase de producción.

En la figura 3.3 se aprecia la relación entre la tasa de regalía y el factor R que adoptó Perú para sus contratos.

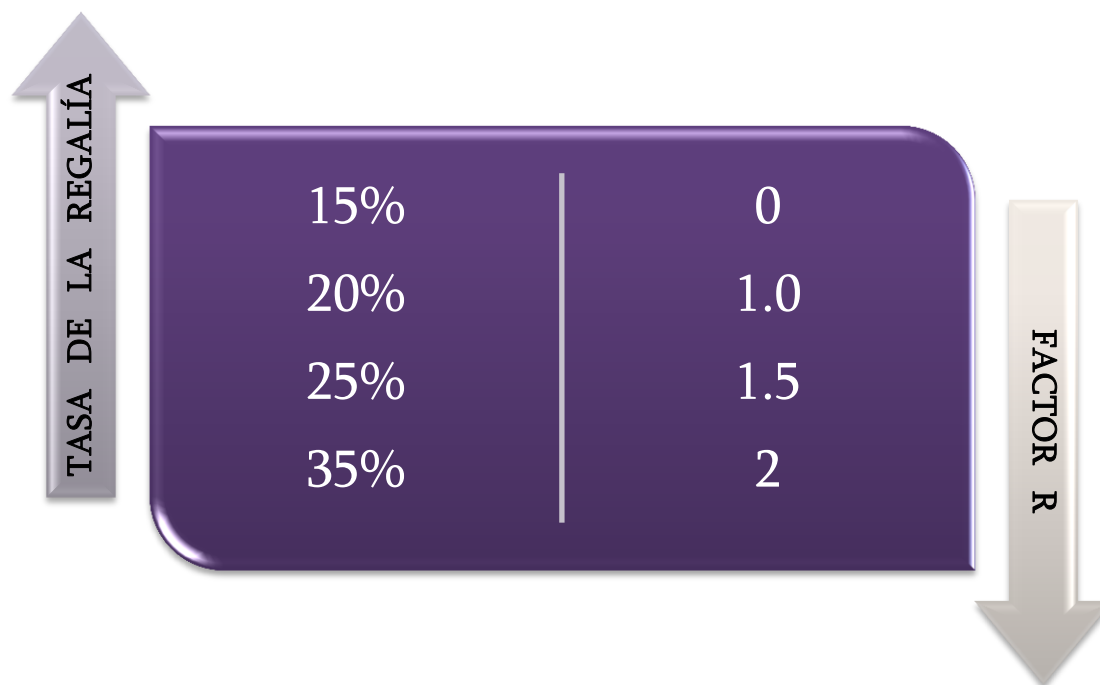


Figura 1.8 – Factor R para los contratos en Perú

*Fuente: Johnston, D. (2014). *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*

Una regalía cuya tasa empezó siendo el 15% de la producción inicial, cuando el factor R es menor que 1 debido a que los costos de producción son mayores a los ingresos, incrementa de forma escalonada hasta llegar al 35% durante la fase de producción, cuando la IOC ha percibido ingresos de producción iguales al doble de sus costos.

1.2.4.3 Contrato de Asistencia Técnica

Estos acuerdos están orientados a proyectos de rehabilitación, reconstrucción o recuperación mejorada. Están asociados a campos maduros y muchas veces abandonados.

El contratista toma el control de la operación incluyendo el de los equipos y el personal, dependiendo el caso, con lo cual a través de su capital y experiencia se plantea una estrategia para rehabilitar el campo y así obtener una recompensa de la producción incremental que estará vulnerable a cargos fiscales para que el estado obtenga también un beneficio de ella o en todo caso a una repartición del producto siendo un caso especial de un CPC.

Este tipo de contratos son desarrollados por pequeñas compañías que tienen experiencia en proyectos de recuperación secundaria y mejorada y que no pretenden tomar grandes riesgos. Por lo regular se toma el intervalo de una reserva de 10 a 30 millones de

barriles como volumen mínimo para que se justifiquen los costos del desarrollo del proyecto.

Los proyectos de rehabilitación con frecuencia son estructurados en tres fases siguiendo una secuencia lógica. Cada fase lleva un programa de trabajo específico donde el contratista tiene la opción para continuar, basándose en los resultados técnicos de la fase previa (fig. 3.4).

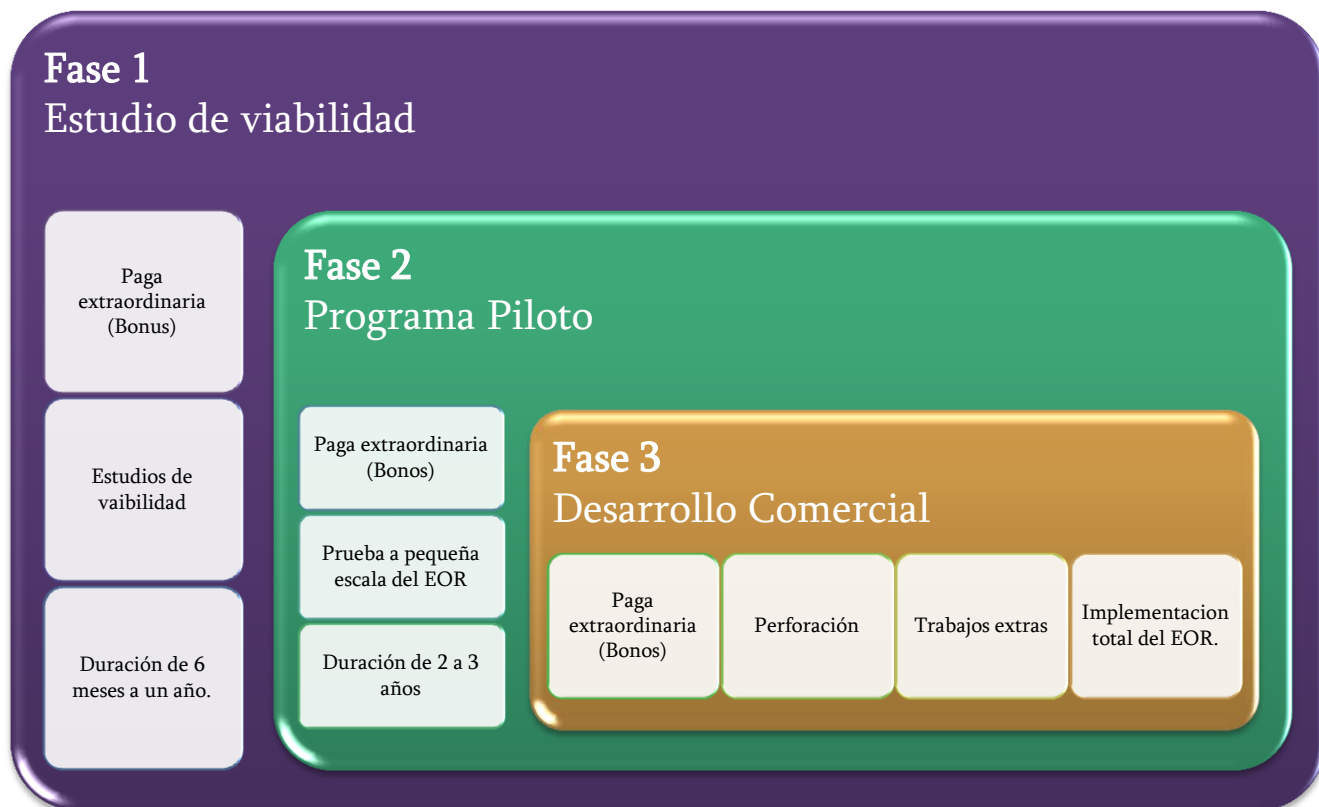


Figura 1.9 – Estructura en los proyectos de rehabilitación

*Fuente: Johnston, D. (2014). International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts

2 Panorama de los yacimientos en México

2.1 Antecedentes

México ha sido objeto de estudios y actividades exploratorias enfocados a encontrar yacimientos de hidrocarburos desde finales del siglo XIX. Como resultado, en 1904 se efectuó el primer descubrimiento comercial de hidrocarburos en México, cuando el pozo La Pez-1 produjo 1,500 barriles diarios de aceite en calizas fracturadas del Cretácico Superior en el área de Ébano, San Luis Potosí. A este descubrimiento se sumaron otros en los años siguientes, logrando colocar a México como uno de los principales productores mundiales en la década de 1920.

En los últimos 75 años, Petróleos Mexicanos ha explorado el territorio mexicano y definido las principales provincias con potencial petrolífero, habiendo establecido producción comercial y con reservas de hidrocarburos en seis de ellas: Sabinas-Burro Picachos, Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz, Sureste y Golfo de México Profundo. Adicionalmente, se tienen identificadas seis provincias con potencial petrolífero de potencial medio-bajo que incluyen la Plataforma de Yucatán, Cinturón Plegado de Chiapas, Cinturón Plegado de la Sierra Madre Oriental, Chihuahua, Golfo de California y Vizcaíno-La Purísima-Iray (Figura 2.1).



Figura 2.1- Provincias Petroleras de México

*Fuente: Schlumberger. (2010). México Well Evaluation Conference (WEC)

2.2 Provincias Petroleras de México

A continuación se describen brevemente las Provincias Petroleras de México que han resultado ser productoras comercialmente de hidrocarburos y que representan la Renta Petrolera con la que el país ha impulsado su desarrollo.

2.2.1 Provincia Petrolera Sabinas-Burro-Picachos

La provincia es productora principalmente de gas seco no asociado. Las rocas generadoras corresponden a la Formación La Casita del Tithoniano y los hidrocarburos se encuentran almacenados en rocas del Jurásico Superior y Cretácico Inferior en trampas estructurales laramídicas. Los campos más importantes son Monclova-Buena Suerte, Pirineo, Merced, Forastero, Lampazos y Minero (Figura 2.2).

La producción acumulada y reservas 3P están incluidas en la Provincia Petrolera Burgos. Los recursos prospectivos tienen una media de 0.4 MMMbpce al 2013.

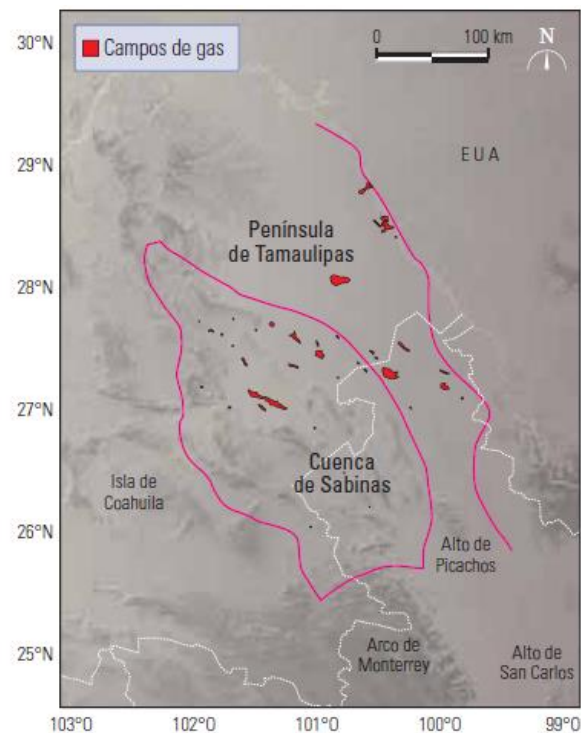


Figura 2.2 - Ubicación y Distribución de campos de la cuenca Sabinas

*Fuente: Schlumberger. (2010). México Well Evaluation Conference (WEC)

2.2.2 Provincia Petrolera Burgos

Esta provincia es la principal productora de gas no asociado en el país. Las rocas generadoras corresponden principalmente a litologías arcillo-calcáreas del Tithoniano y lutitas del Paleógeno. Los hidrocarburos se encuentran almacenados en areniscas interestratificadas del Paleógeno en trampas anticlinales tipo “roll-over” y cierres contra falla.

Los campos más importantes son Reynosa, Monterrey, Cuitláhuac, Arcabuz, Culebra, Arcos, Pandura, Corindón, Fundador y Enlace entre otros (Figura 2.3). La producción acumulada es de más de 2.4MMMbpce y las reservas 3P son de 0.8MMMbpce, al 1° de enero de 2013. (Estas reservas incluyen a la Provincia Sabinas-Burro-Picachos). Los recursos prospectivos evaluados en la provincia tienen una media de 2.9 MMMbpce al 2013.

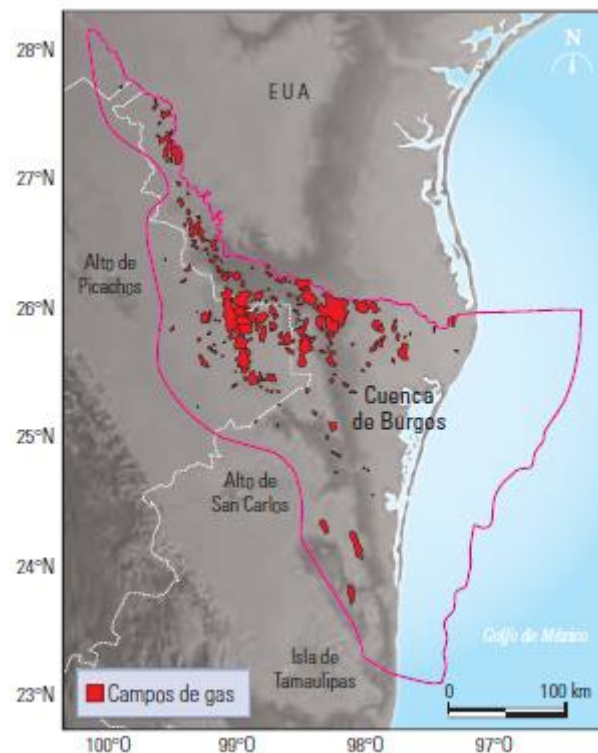


Figura 2.3 - Ubicación y distribución de los campos de gas de la cuenca de Burgos

*Fuente: Schlumberger. (2010). México Well Evaluation Conference (WEC)

2.2.3 Provincia Petrolera Tampico-Misantla

La Provincia Petrolera Tampico-Misantla es productora principalmente de aceite. Las rocas generadoras son lutitas carbonosas del Jurásico Inferior-Medio; mudstone calcáreo arcilloso y lutitas del Oxfordiano, Kimmeridgiano y Tithoniano, siendo el último el más importante. Los hidrocarburos se encuentran almacenados en calizas y areniscas del Jurásico Medio, calizas oolíticas del Kimmeridgiano, calizas arrecifales y de talud arrecifal del Cretácico Medio, calizas fracturadas del Cretácico Superior y las areniscas del Paleoceno-Eoceno y Neógeno. Las trampas son de tipo estructural, estratigráficas y combinadas asociadas a altos de basamento.

Los campos más importantes son Poza Rica, Arenque, Tamaulipas-Constituciones y Chicontepec (Figura 2.4), Por su producción los campos más importantes son los del Jurásico Superior y Cretácico Medio con casi el 50% de los 6.5 MMMbpce acumulados y por sus reservas, el más importante, es el del Paleoceno-Eoceno con el 88% de los 17.4 MMMbpce; cabe mencionar que el Cretácico Medio aún posee el 5% de las reservas de hidrocarburos en la provincia, sin considerar el aceite remanente no recuperado por los métodos tradicionales de explotación, al 1° de enero de 2013. Los recursos prospectivos evaluados en la provincia tienen una media de 2.5 MMMbpce al 2013.

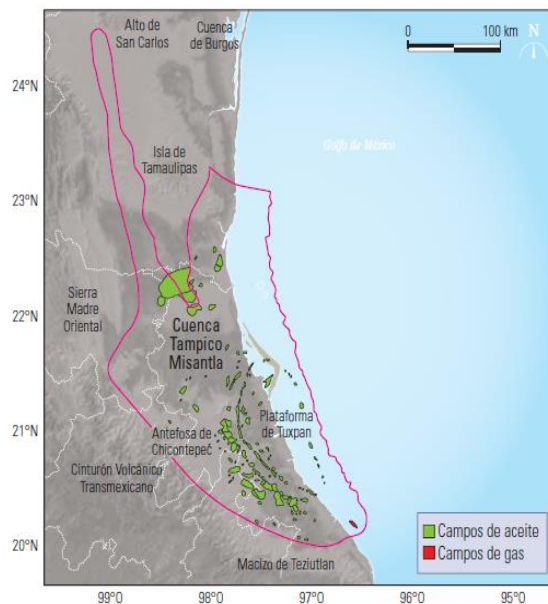


Figura 2.4 - Ubicación de la provincia Tampico-Misantla y principales campos de aceite y gas

*Fuente: Schlumberger. (2010). México Well Evaluation Conference (WEC)

2.2.4 Provincia Petrolera Veracruz

La provincia es productora principalmente de gas y aceites en secuencias del Terciario y Mesozoico. Las rocas generadoras son principalmente calizas arcillosas y lutitas de Tithoniano, calizas arcillosas del Cretácico Medio y lutitas del Mioceno superior. Las rocas almacenadoras son principalmente siliciclastos del Eoceno y Mioceno así como calizas del Cretácico Medio-Superior.

Los yacimientos se encuentran en trampas estructurales neógenas y laramídicas. Los campos de gas y aceite en rocas siliciclásticas más importantes son Playuela, Lizamba, Vistoso, Apertura, Arquimia, Papán, Gasífero, El Treinta y Bedel; Los campos de aceite en roca Mesozoica son Cópite, Mata Pionche, Mecayucan y Angostura (Figura 2.5). La producción acumulada total de la provincia es de 0.7 MMMbpce. Las reservas 3P son de 0.3 MMMbpce, al 1° de enero de 2013. Los recursos prospectivos evaluados en la provincia tienen una media de 1.6 MMMbpce al 2013.

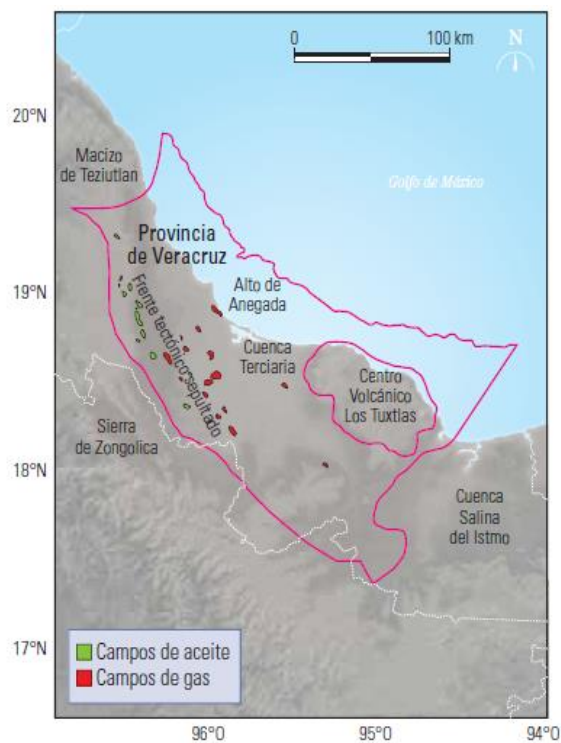


Figura 2.5 - Ubicación y principales campos de la Cuenca de Veracruz

*Fuente: Schlumberger. (2010). México Well Evaluation Conference (WEC)

2.2.5 Provincia Petrolera Sureste

La provincia es la cuenca productora de aceite más importante del país. Las rocas generadoras principales son calizas arcillosas del Tithoniano de distribución regional, localmente se tienen calizas arcillosas del Cretácico y lutitas del Mioceno. Los hidrocarburos se encuentran almacenados en carbonatos del Cretácico, carbonatos y areniscas del Jurásico Superior, brechas carbonatadas del Paleógeno y areniscas del Neógeno en trampas estructurales y combinadas de diferentes edades.

Los campos más importantes son Cantarell, Ku-Malob-Zaap, A.J. Bermúdez, Jujo-Tecominoacán (Figura 2.6). Esta provincia alcanzó su máximo histórico de más de 4.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente por día en el 2004. La producción acumulada de la provincia es de 45.4 MMMbpce. Las reservas 3P son de 24.4 MMMbpce, al 1 de enero de 2013. Los recursos prospectivos evaluados tienen una media de 20.1 MMMbpce al 2013.

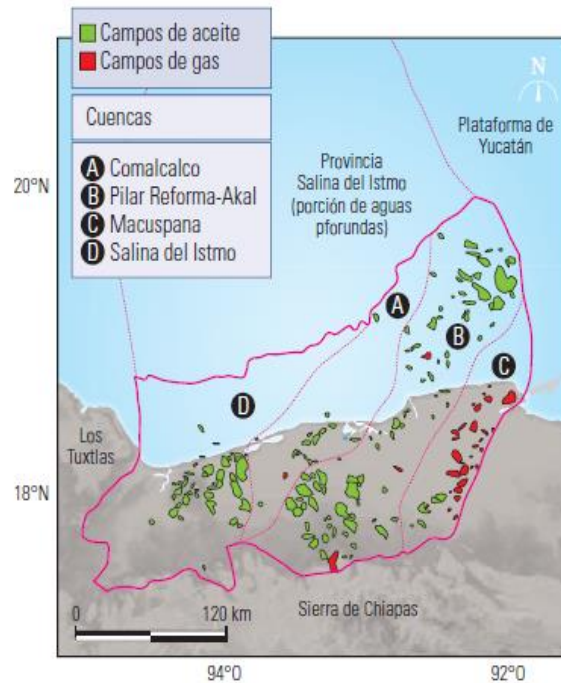


Figura 2.6 - Ubicación, Subprovincias y principales campos de la Provincia Sureste

*Fuente: Schlumberger. (2010). México Well Evaluation Conference (WEC)

2.2.6 Provincia Petrolera Golfo de México Profundo

La provincia actualmente es frontera en la cual se están realizando trabajos exploratorios para evaluar su potencial petrolero. La roca generadora principal son calizas arcillosas y lutitas del Tithoniano.

Los hidrocarburos descubiertos se encuentran en calizas del Cretácico y en areniscas del Neógeno en trampas estructurales y combinadas. 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 siendo los campos más importantes son Noxal, Lakach, Lalail recientemente Kunah (Figura 2.7).

En el área de Salina del Istmo se ha descubierto aceite extrapesado en el campo Tamil. Las reservas 3P de 1.7 MMMbpce, al 1 de enero de 2013. Los recursos prospectivos de la provincia tienen una media de 26.6 MMMbpce al 2013.

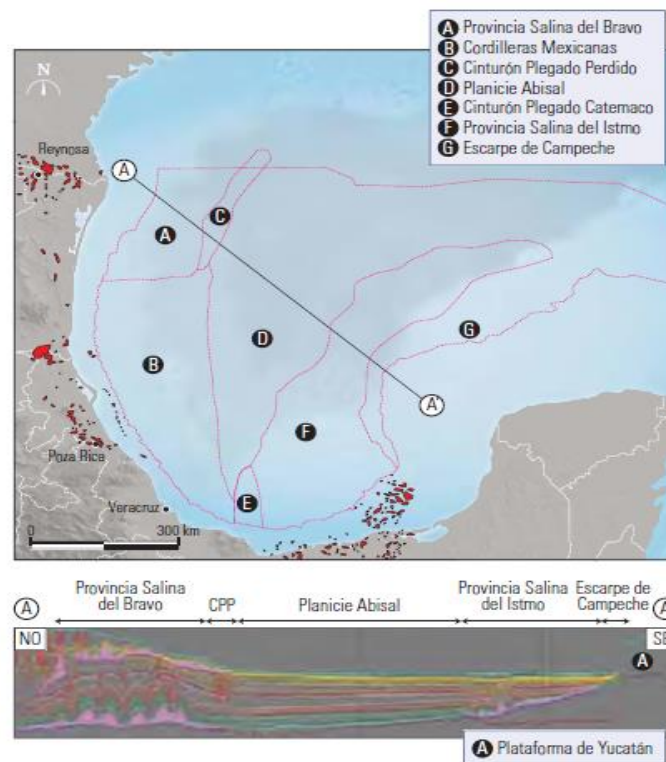


Figura 2.7 - Provincias prospectivas de la parte mexicana profunda del Golfo de México

*Fuente: Schlumberger. (2010). México Well Evaluation Conference (WEC)

2.3 Ubicación Geográfica de los Yacimientos en México

Los yacimientos petrolíferos ubicados en el territorio mexicano han sido agrupados por Petróleos Mexicanos en tres regiones con fines de estudio, control y desarrollo: la Región Marina (que a su vez está integrada por la Región Marina Noreste y la Marina Suroeste), la Región Norte y la Región Sur.

2.3.1 Región Marina Noreste

La Marina Noreste se encuentra ubicada al sureste del país, dentro de la plataforma continental y del talud del Golfo de México. Abarca una superficie de más de 166 mil kilómetros cuadrados y queda totalmente incluida dentro de las aguas territoriales nacionales, frente a las costas de Campeche, Yucatán y Quintana Roo (Figura 2.8).



Figura 2.8 - Ubicación de la Región Marina Noreste

*Fuente: Origen del Petróleo e Historia de la Perforación en México.

2.3.2 Región Marina Suroeste

La Región Marina Suroeste se encuentra ubicada al sureste del país, dentro de la plataforma continental y del talud continental del Golfo de México. Abarca una superficie de 352,390 kilómetros cuadrados; en la parte sur limita con los estados de Veracruz, Tabasco y Campeche, en dirección este con la Región Marina Noreste; al norte por las líneas limítrofes de las aguas territoriales; y al oeste con el proyecto Golfo de México de la Región Norte (Figura 2.9).



Figura 2.9 - Ubicación de la Región Marina Suroeste

*Fuente: Origen del Petróleo e Historia de la Perforación en México.

2.3.3 Región Norte

La Región Norte es la más extensa del sistema petrolero nacional con más de 2 millones de kilómetros cuadrados. Limitada al norte con Estados Unidos de Norteamérica, al este con el Golfo de México, al poniente con el Océano Pacífico y al sur con el Río Papaloapan.

Esta región abarca los estados de Baja California Norte, Baja California Sur, Sonora, Sinaloa, Chihuahua, Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas, Durango, Zacatecas, San Luis Potosí, Nayarit, Aguascalientes, Jalisco, Colima, Michoacán, Guanajuato, Querétaro, Hidalgo, Puebla, Tlaxcala, México, Morelos, Distrito Federal y parcialmente las entidades de Guerrero, Oaxaca y Veracruz (Figura 2.10).



Figura 2.10 - Ubicación de la Región Norte

*Fuente: Origen del Petróleo e Historia de la Perforación en México.

2.3.4 La Región Sur

Se encuentra ubicada al sureste de la República Mexicana. Limitada al norte con el Golfo de México con la Región Norte en el paralelo 18 grados, al noroeste con el Río Tesechoacán, hacia el sureste limita con el Mar Caribe, Belice y Guatemala, y al sur con el Océano Pacífico. Su superficie es aproximadamente de 390 mil kilómetros cuadrados y comprende los estados de Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo (Figura 2.11).



Figura 2.11 - Ubicación de la Región Sur

*Fuente: Origen del Petróleo e Historia de la Perforación en México.

2.3.5 Distribución de Campos

Se tienen contemplados 713 campos distribuidos en las distintas Regiones Petrolíferas del país. Dicha distribución se muestra en la tabla 2.1.

Región	Campos
Norte	466
Sur	156
Marina Suroeste	66
Marina Noreste	25
TOTAL	713

Tabla 2.1 - Distribución de campos por Regiones

*Fuente: CNH

Con la relación de activos, la distribución es como se muestra en la tabla 2.2.

Activo	Crudo	Gas
Burgos	0	212
Poza Rica-Altamira	133	1
Veracruz	7	21
Cinco Presidentes	40	3
Litoral de Tabasco	10	0
Macuspana	8	21
Aceite Terciario del Golfo	29	0
Bellota-Jujo	27	0
Muspac	29	0
Abkatún-Pol-Chuc	10	0
Samaria-Luna	14	0
Ku-Malooop-Zaap	5	0
Cantarell	9	0
Holok-Temoa	0	1
Total	321	259

Tabla 2.2 - Distribución de campos por Activos

*Fuente: CNH

2.4 Reservas totales en México

Al 1 de enero de 2013 las reservas totales o 3P del país, alcanzaron un valor de 44,530.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Del total de reservas 3P, el 31.1 corresponde a reservas probadas, 27.7 por ciento a reservas probables y 41.2 por ciento a reservas posibles.

A nivel regional, la distribución de las reservas totales de petróleo crudo equivalente, indica que la Región Norte contribuye con el mayor porcentaje alcanzando 42.7%, la Región Marina Noreste 28%, la Región Marina Suroeste 16.5% y finalmente la Región Sur 12.8%.

La integración de las reservas en sus diferentes categorías se muestra en la Tablas 2.3.

	Crudo	Líquidos del gas*	Gas seco	Total
Total	30,816.5	4,338.5	9,375.0	44,530.0
Región Marina Noreste	11,540.5	403.4	546.6	12,490.5
Región Marina Suroeste	4,036.0	1,110.5	2,191.2	7,337.8
Región Sur	3,486.1	910.8	1,291.2	5,688.1
Región Norte	11,753.9	1,913.9	5,346.0	19,013.7
Probadas *	10,073.2	1,350.7	2,444.4	13,868.3
Región Marina Noreste	5,539.2	268.8	355.9	6,163.9
Región Marina Suroeste	1,309.6	306.6	549.1	2,165.3
Región Sur	2,290.0	657.7	902.9	3,850.6
Región Norte	934.5	117.7	636.4	1,688.5
Probables	8,456.9	1,200.7	2,648.3	12,305.9
Región Marina Noreste	2,984.7	87.7	117.0	3,189.4
Región Marina Suroeste	1,234.4	309.8	563.0	2,107.2
Región Sur	607.8	126.0	182.9	916.7
Región Norte	3,630.0	677.1	1,785.4	6,092.6
Posibles	12,286.5	1,787.0	4,282.3	18,355.8
Región Marina Noreste	3,016.7	46.9	73.7	3,137.2
Región Marina Suroeste	1,492.1	494.1	1,079.1	3,065.2
Región Sur	588.3	127.2	205.4	920.8
Región Norte	7,189.4	1,119.0	2,924.2	11,232.6
Memorándum				
Reservas de gas seco (MMMpc)	Probadas	Probables	Posibles	Total
Total	12,713.1	13,773.8	22,272.0	48,758.9
Región Marina Noreste	1,851.3	608.4	383.3	2,843.0
Región Marina Suroeste	2,856.1	2,928.1	5,612.1	11,396.3
Región Sur	4,696.1	951.4	1,068.1	6,715.5
Región Norte	3,309.7	9,285.9	15,208.6	27,804.1

Tabla 2.3 – Reservas de hidrocarburos al 2013, en millones de barriles de petróleo crudo equivalente

*Fuente: Anuario Estadístico PEMEX 2013

2.5 Reservas marinas y terrestres

Los mayores volúmenes de reservas probadas de crudo, equivalentes a 69%, se localizan en campos marinos; el restante 31% se ubica en campos terrestres. Con respecto a las reservas probadas de gas natural, 58% se ubica en campos terrestres y 42% en campos marinos.

En lo que se refiere a reservas 3P de crudo, el 48% es de campos terrestres y el 52% de campos costa fuera, mientras que 66% de las reservas 3P de gas natural se ubica en área terrestres y 34% en regiones marinas (Figura 2.12).

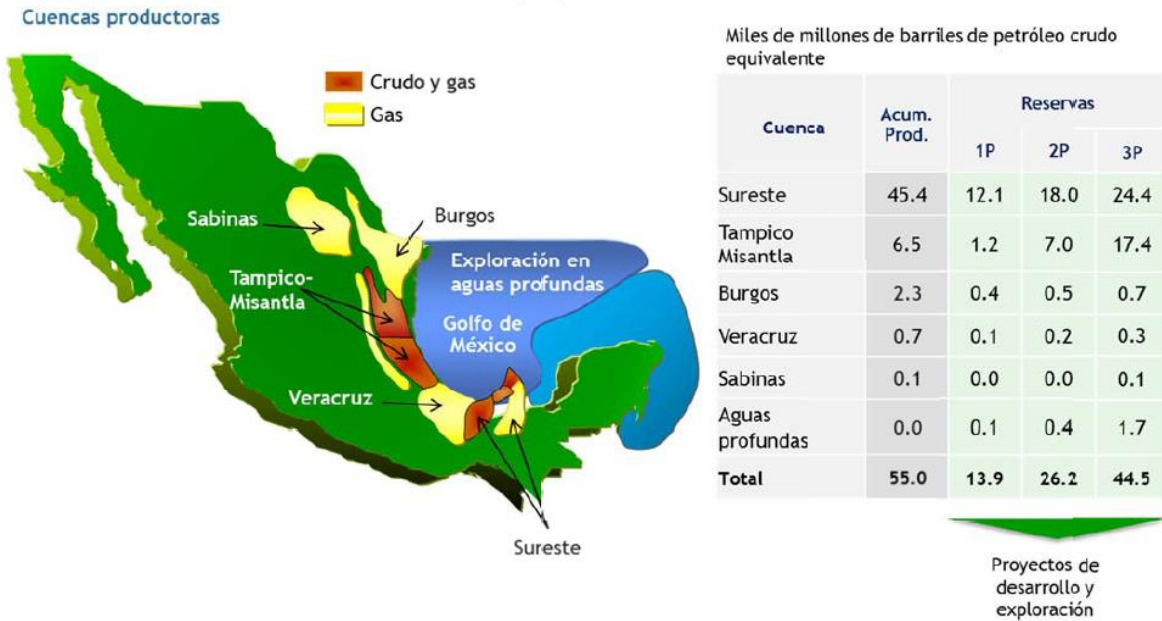


Figura 2.12 - Distribución geográfica de las reservas

*Fuente: Estrategia Nacional de Energía, 2013

2.6 Comparación Internacional

En el ámbito internacional, y en referencia a las reservas probadas petróleo crudo y de gas natural, México ocupa el décimo octavo lugar entre los países del mundo. Tratándose de las reservas probadas de gas natural, nuestro país se ubica en la posición número 30. La Tabla 2.4 muestra las reservas probadas de crudo y la Tabla 2.5 las reservas de gas natural de los principales países productores.

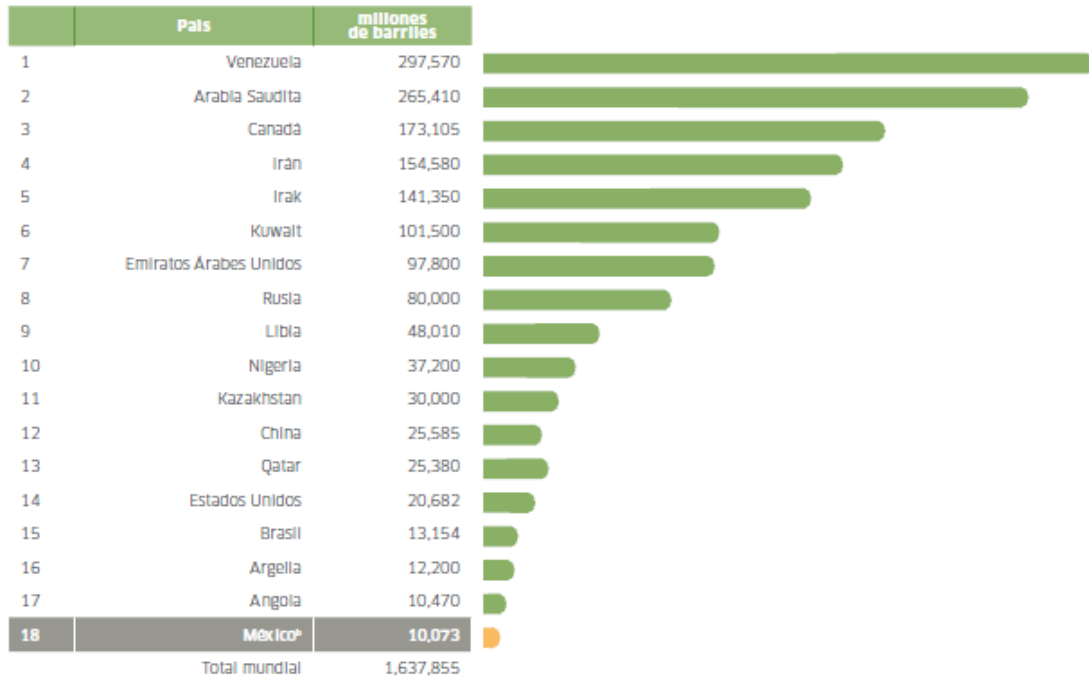


Tabla 2.4 – Reservas probadas de petróleo crudo, principales países, 2013

*Fuente: Anuario Estadístico PEMEX 2013

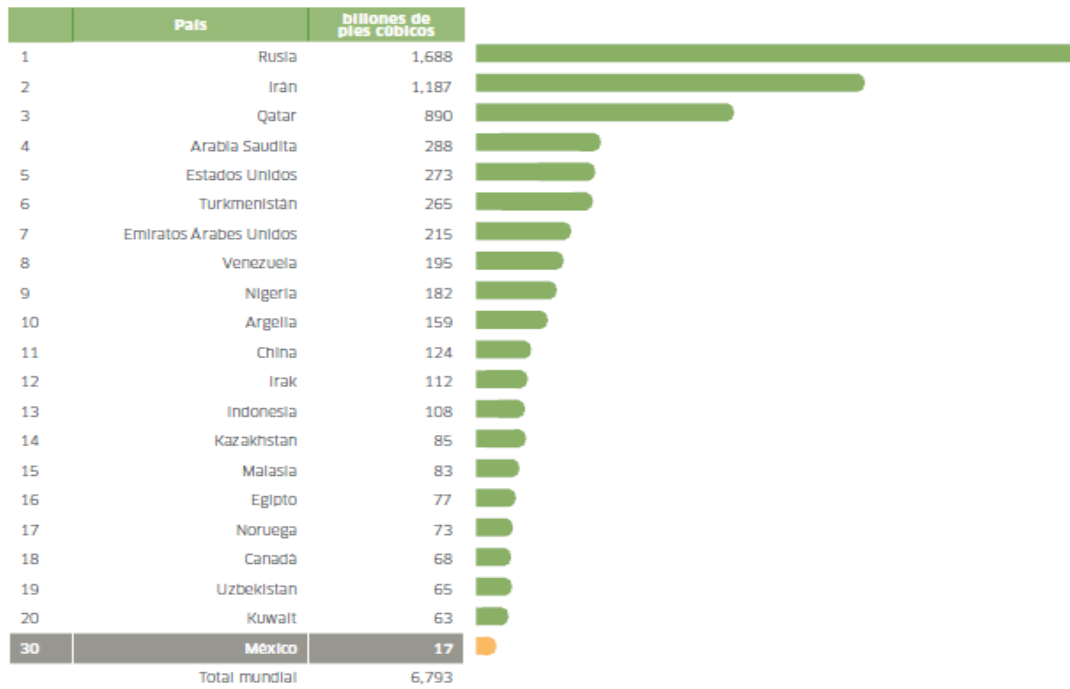


Tabla 2.5 - Reservas probadas de gas natural, principales países, 2013

*Fuente: Anuario Estadístico PEMEX 2013

En cuanto a la producción de petróleo crudo a nivel mundial, México ocupa el lugar decimo con un aproximado de 2548 miles de barriles diarios (al 2012), tal y como se muestra en la Tabla 2.6. Tratándose de las producción de gas natural, México ocupa el lugar décimo tercero, con un aproximado de 2337 miles de millones de pies cúbicos diarios (al 2012), tal y como se muestra en la Tabla 2.7.

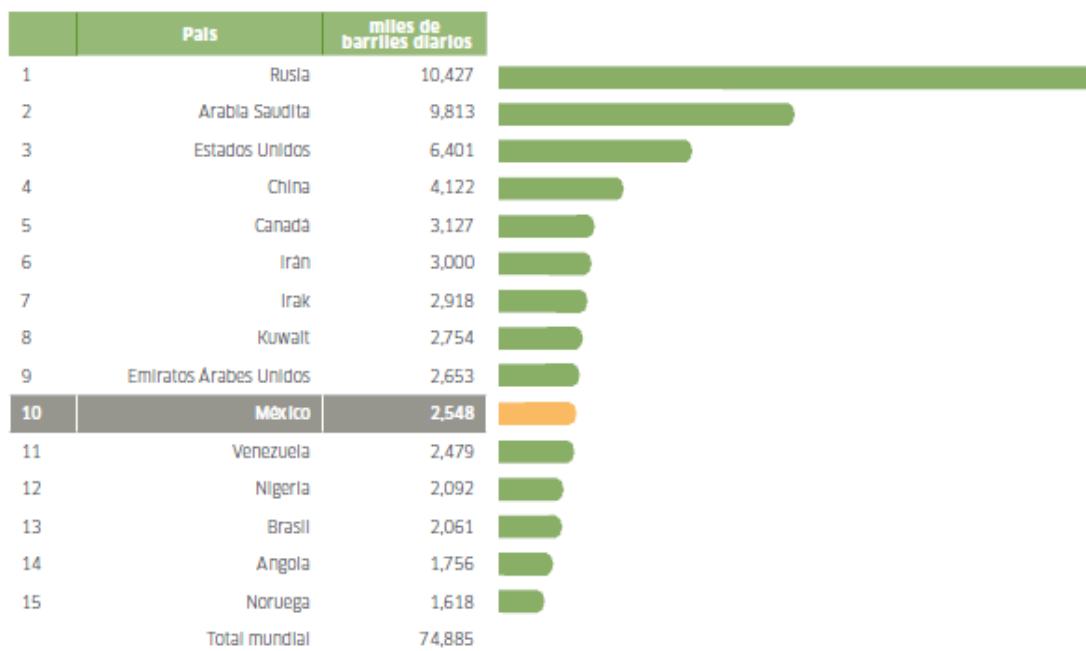


Tabla 2.6 -- Producción de petróleo crudo, principales países, 2012

*Fuente: Anuario Estadístico PEMEX 2013

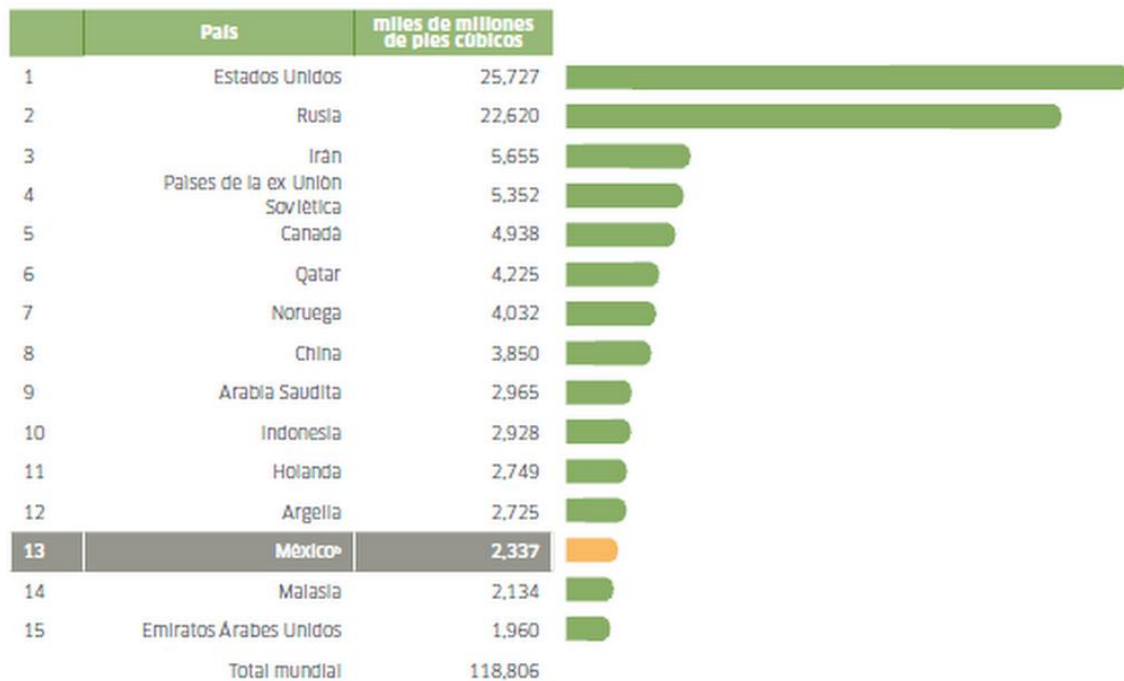


Tabla 2.7 - Producción de gas natural, principales países, 2012

*Fuente: Anuario Estadístico PEMEX 2013

3 Tipos de yacimientos en México

En el territorio mexicano se pueden encontrar una gran variedad de recursos petrolíferos, tanto en tierra como en las profundidades del océano. México llegó a ocupar el sexto lugar como productor de petróleo en el mundo y el décimo en términos de exportación neta en el 2007. En la actualidad, Petróleos Mexicanos estima diez años más de vida para los yacimientos petroleros que se explotan actualmente.

Desgraciadamente, la producción en México ha venido a la baja considerablemente, por lo que se ha vuelto indispensable la búsqueda de más recursos petrolíferos en el territorio nacional con el propósito de incrementar las reservas y, por consiguiente, la producción. Aunque, en algunos casos, la extracción de estos recursos resulta más complicada, por lo que es necesario implementar nuevas técnicas de explotación.

En el presente capítulo, se da una breve explicación de algunos de esos recursos que se encuentran en el territorio mexicano. Estos, además de representar grandes retos para la industria petrolera nacional, podrían representar gran interés para las compañías particulares que pretendan participar en las actividades de exploración y explotación en el país, ya que según la Ronda 1 (que se explica más adelante en el Capítulo 4) estos serán los proyectos que entraran a licitación.

3.1 Yacimientos Marinos

La exploración, perforación y explotación de nuevos yacimientos de hidrocarburos, se realizan tanto en la superficie como en las profundidades del océano. A medida que ha existido la necesidad de encontrar yacimientos de hidrocarburo la exploración se ha efectuado en aguas aún más profundas. En el Golfo de México se han encontrado zonas con potencial petrolífero suficiente para, a corto plazo, seguir abasteciendo al país con esta fuente de energía. La extracción de este hidrocarburo a esas profundidades, a México le presenta un reto tanto tecnológico como de innovación al adaptar nuevos sistemas de extracción a sus condiciones de operación.

En nuestro país, la explotación de hidrocarburos costa afuera inició a finales de 1970, con el descubrimiento del campo Cantarell, logrando este sector una aportación máxima al total de la producción de alrededor de 3 MMbd en el 2002, año a partir del cual inició su descenso. En la Figura 3.1 se muestra la variación de la producción de petróleo en México entre los años 1938 a 2010.

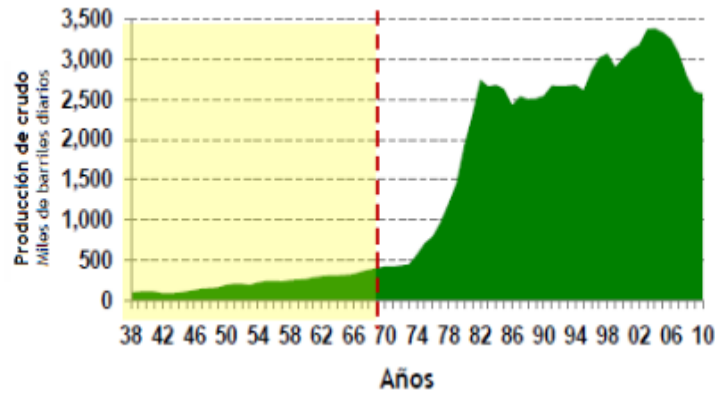


Figura 3.1 - Producción de petróleo en México

*Fuente: PEMEX

3.1.1 Yacimientos en aguas someras

En México, el término de aguas someras se refiere a las áreas marinas en el que el tirante de agua (distancia del nivel del mar al lecho marino) va de 0 hasta los 500 m, tal y como se muestra en la Figura 3.2.

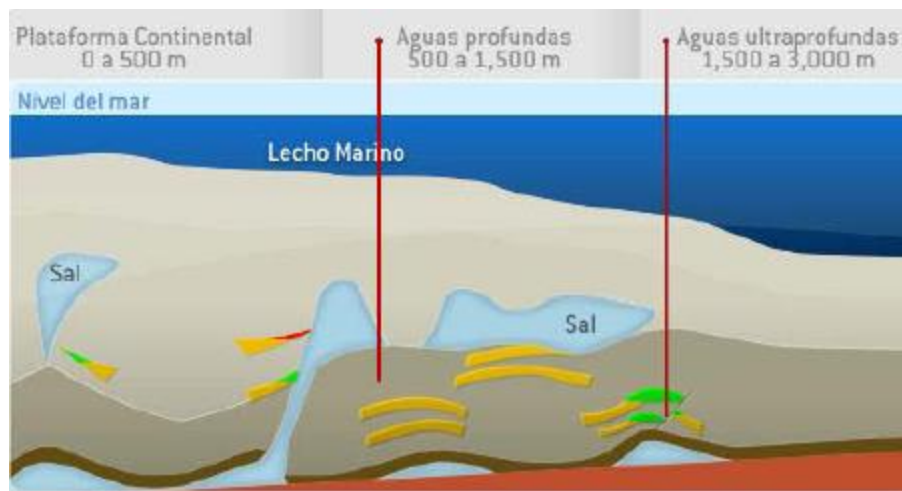


Figura 3.2 - Clasificación de las profundidades

*Fuente: ingenieriadepetroleo.com

Los proyectos exploratorios en aguas someras presentan un indicador de rentabilidad significativamente superior a los proyectos exploratorios en aguas profundas, además de que presentan una menor incertidumbre. Actualmente se tienen varios proyectos de exploración en la zona de la Cuenca Sureste, donde se encuentra el 37% de los 54,400 millones de barriles de crudo equivalente de recursos prospectivos convencionales que se localizan en territorio mexicano.

3.1.2 Yacimientos en aguas profundas

El término de aguas profundas se refiere a las áreas marinas en que el tirante de agua es mayor a 500 m. Por aguas ultraprofundas se entiende los tirantes de agua mayores a los 1,500 m. La Figura 3.3 muestra la distribución de la profundidad en el Golfo de México.

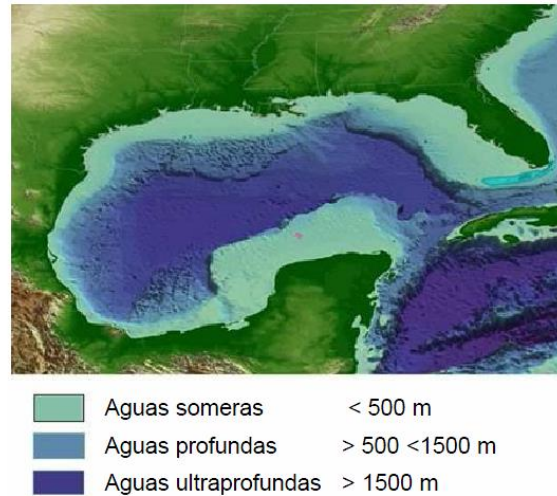


Figura 3.3 - Distribución de profundidades en el Golfo de México

*Fuente: IMP

3.1.2.1 Desarrollo de Aguas Profundas en México

La necesidad de incrementar las reservas probadas de petróleo crudo; así como el cumplimiento futuro de la demanda de energéticos interna y externa, obliga a que las actividades exploratorias indiquen una tendencia a desarrollar nuevos campos petroleros en aguas profundas.

Las aguas profundas en México se encuentran localizadas en aguas territoriales del Golfo de México, conformadas por una extensión de 575 000 km² en la que se estima la existencia de numerosos campos y enormes recursos potenciales de hidrocarburos. Al norte limitan con aguas territoriales de los Estados Unidos de Norteamérica y al oriente con aguas territoriales de Cuba. Los yacimientos potenciales en Aguas Profundas se localizan en el subsuelo entre 500 y 3,200 metros de tirante de agua. Con el propósito de disponer de conocimiento necesario del Golfo de México Profundo que permita la restitución oportuna y producción de hidrocarburos PEMEX ha identificado 180 prospectos potenciales en diferentes plays que delimitan áreas geográficas con un potencial aproximado de 45 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

En lo que respecta a los recursos prospectivos en aguas profundas, se han identificado siete provincias geológicas: Salina del Bravo, Cinturón Plegado Perdido, Cordilleras Mexicanas, Planicie Abisal, Salinas del Istmo, Escarpe de Campeche y Cinturón Plegado de Catemaco. Cabe destacar que estos recursos se caracterizan por ser de alto riesgo. Con el fin de desarrollar los recursos prospectivos en aguas profundas, a partir de 2008 se inició una estrategia que ha considerado actividades en los proyectos exploratorios Golfo de México Sur, Golfo de México B y Área Perdido. A la fecha, las actividades en aguas profundas se pueden resumir en 25 pozos terminados, con un éxito exploratorio del 56%, destacándose los descubrimientos de aceite ligero en el Área Perdido (Figura 3.4).

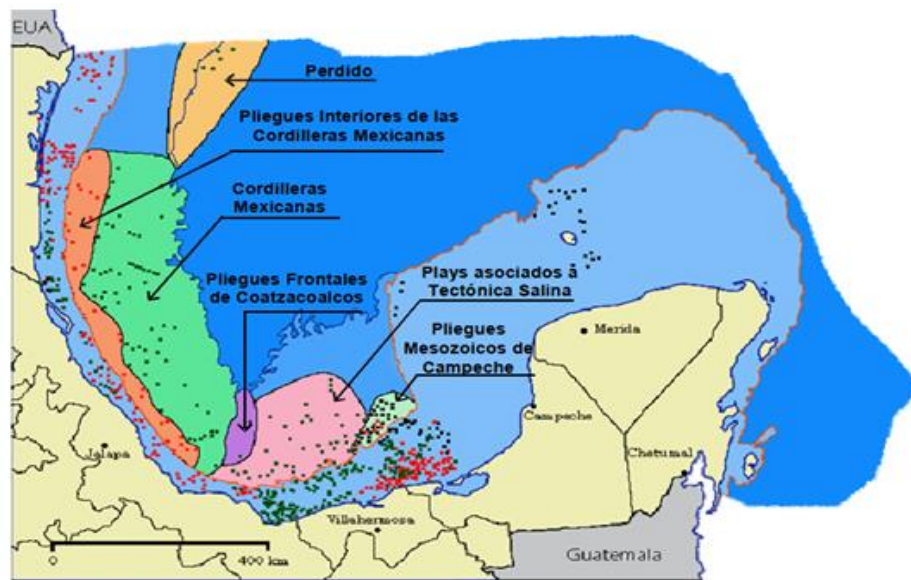


Figura 3.4 - Provincias geológicas del Golfo de México

*Fuente: PEMEX

3.1.2.2 Retos en Aguas Profundas

Los problemas que se enfrentan en Aguas Profundas se refieren a condiciones de alta presión y alta temperatura, suelos de consistencia blanda, georriesgos de mayor complejidad, corrientes oceanográficas severas y alta sensibilidad a factores ambientales.

Los retos relacionados a dichos problemas que se enfrentan son el aseguramiento de flujo desde el pozo hasta las plataformas y sistemas de producción, la caracterización de los peligros, la planeación, diseño y ejecución de los trabajos de perforación y terminación de los pozos, caracterización del comportamiento de los sistemas de producción en las condiciones particulares de los ámbitos de explotación y la generación de normas basadas en riesgo y confiabilidad para el diseño y evaluación de estos sistemas.

Además, la extracción del petróleo en tierra puede costar un promedio de entre tres y seis dólares por barril, mientras que en aguas profundas puede llegar hasta los 50 dólares o tal vez más.

3.1.2.3 Zonas de explotación de aguas profundas a nivel mundial

Las zonas de explotación de hidrocarburos en aguas profundas a nivel mundial incluyen aguas territoriales del mar del Norte, India, Indonesia y el llamado Triángulo de Oro, conformado por el Golfo de México, Brasil y Oeste de África, que comprende a los países de Brasil, Estados Unidos de América, Angola, Congo, Nigeria, Guinea Ecuatorial, Costa de Marfil y Mauritania. Existen adicionalmente zonas con muy alto potencial de producción de hidrocarburos en aguas profundas, entre las que destacan por supuesto, la parte Mexicana del Golfo de México, además de Indonesia, India, Australia y mar mediterráneo. El mapa que se muestra a continuación contiene las zonas en donde se explotan hidrocarburos en aguas profundas (Figura 3.5).

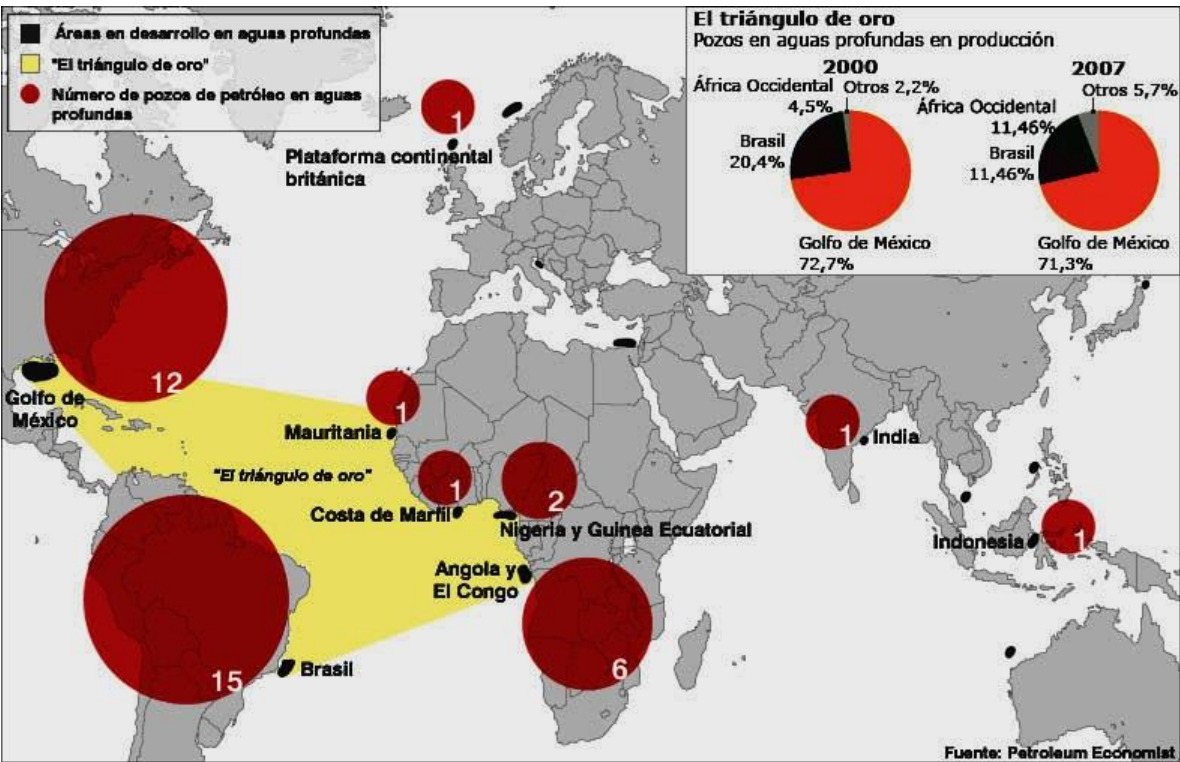


Figura 3.5 - Ubicación de proyectos en aguas profundas a nivel mundial
*Fuente: IMP

3.2 Aceite Pesado y Extrapesado

De acuerdo con el departamento de Energía de los Estados Unidos de Norteamérica, se le denomina “aceite pesado” o “crudo pesado” al petróleo con densidad igual o menor a 22.3° API (Figura 3.6), mientras que al petróleo con densidad de 10° API o menos se cataloga como “extrapesado”, “ultrapesado” o “superpesado”. Y existe una última clasificación de estos aceites que se denomina “bitumen” o “brea”, que es el hidrocarburo más viscoso que se pueda encontrar en el mundo, siendo de forma semi-sólida (a condiciones estándar) del cual se han separado todas sus fracciones ligeras y se encuentra asociada a cúmulos de arena muy cercanos a la superficie (arenas bituminosas).



Figura 3.6 - Viscosidad del aceite pesado

*Fuente: Shlumberger

Generalmente los aceites pesados son de alta densidad y viscosidad. Pero, al momento de clasificarlos la densidad es una mejor propiedad para definir parámetros y esto es porque ésta no varía significativamente con la temperatura como en el caso de la viscosidad, lo que permite con una relación de densidades (densidad API) determinar hasta qué punto el hidrocarburo será “pesado”. A pesar de esto, la viscosidad deberá ser lo suficientemente alta para que sea considerado como recurso no-convencional, ya que si fluye con facilidad a pesar de tener baja densidad API podría ser extraído por métodos convencionales y no presentaría las dificultades técnicas como lo haría un aceite pesado.

Generalmente, entre más denso y viscoso es un aceite, su valor comercial es menor, porque los procesos de recuperación, producción, transporte y refinación son más

complejos y costosos, lo que hace de estos proyectos poco atractivos para los inversionistas y para las compañías petroleras. En estos yacimientos la recuperación primaria es muy baja, del orden de 5% del volumen original, por lo que se requieren procesos alternativos de producción que incluyen métodos de recuperación mejorada.

En la Figura 3.7 se presenta una relación de escalas, donde la viscosidad y la densidad son comparadas con productos comunes que conocemos o estamos familiarizados con sus propiedades, con lo cual nos permite percatarnos de la peculiaridad de los aceites pesados y porque no es fácil su manipulación.

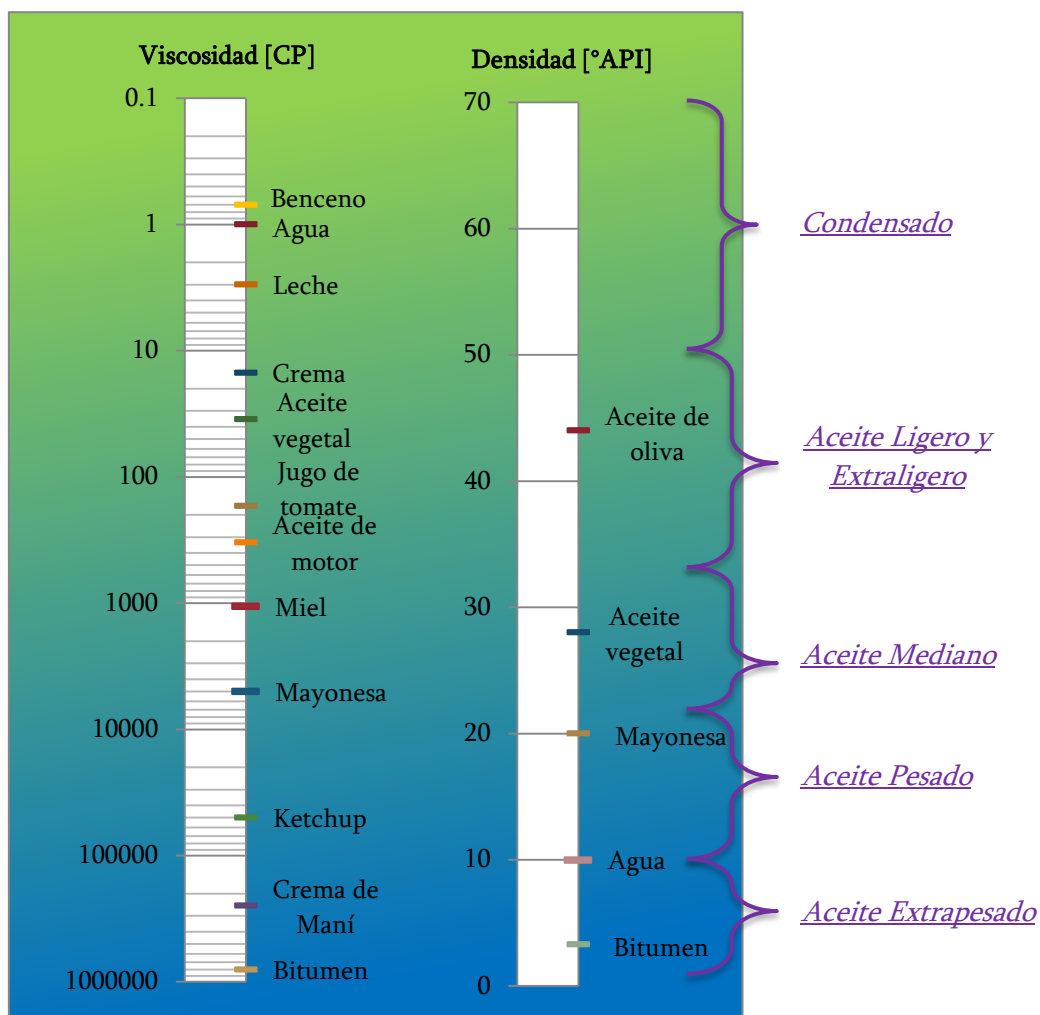


Figura 3.7 - Relación de escalas entre productos cotidianos e hidrocarburos

*Fuente: Schlumberger

3.2.1 Aceite pesado y extrapesado en el mundo

Desafortunadamente, la mayor parte de las reservas de hidrocarburos mundiales corresponde a aceites pesados y extrapesados. De acuerdo con Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), las estimaciones de recursos recuperables de estos dos tipos de aceite siguen aumentando a medida que las tecnologías superan los retos para extraerlos, por lo que actualmente se estiman que la reservas de aceite extra pesado y bitumen son de 1.8 billones de barriles.

Dichas reservas de aceite pesado comienzan a cobrar importancia a partir de la falta de descubrimiento de nuevos yacimientos de aceites convencionales y el agotamiento de los ya desarrollados.

Entre algunas de las acumulaciones de aceite pesado y extrapesado (Figura 3.8) en el mundo podemos nombrar las siguientes:

- 🛢️ La faja del Orinoco, en Venezuela.
- 🛢️ Arenas bituminosas de Athabasca, en Alberta Canada.
- 🛢️ Campo Kern River, en California US.
- 🛢️ Campo Duri, en Sumatra Indonesia.

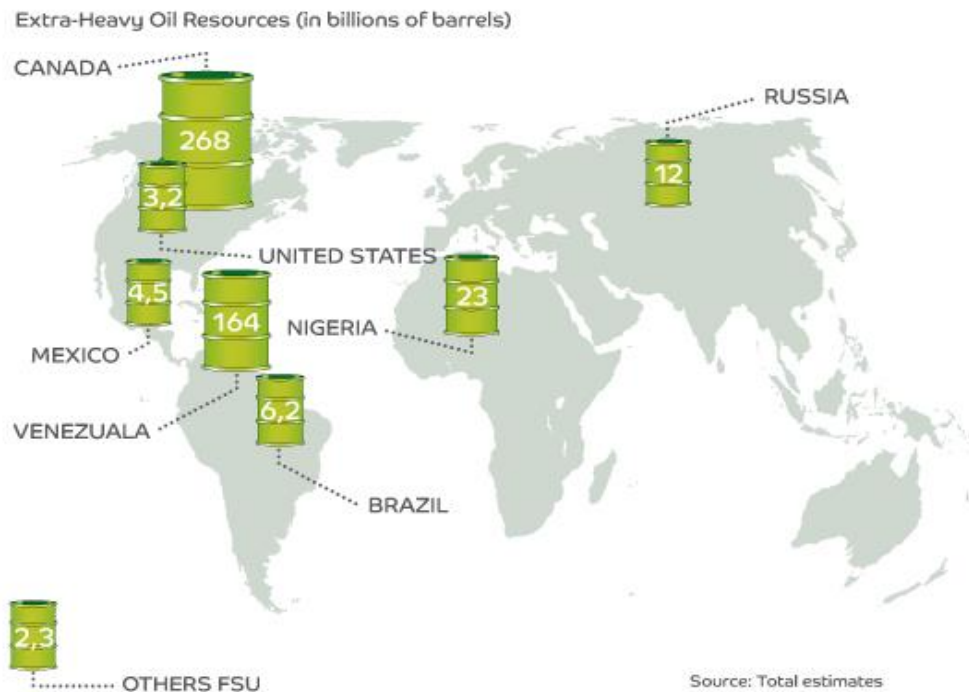


Figura 3.8 - Acumulaciones de aceite pesado en el mundo

*Fuente: TOTAL

Actualmente Canadá y Venezuela son los principales productores de aceite pesado y extrapesado a nivel mundial.

Venezuela comenzó la explotación de este tipo de aceite en 1940 con la Faja del Orinoco de 55,000 km², con aceite de 10 °API y con reservas estimadas del 50% de las mundiales (Figura 3.9).



Figura 3.9 - Ubicación de aceites pesados en Venezuela

*Fuente: Schlumberger

Canadá posee la porción más grande de las reservas de bitumen y de petróleo extrapesado del mundo. El depósito más conocido son las areniscas petrolíferas Athabasca, en Alberta, Canadá (Figura 3.10). Los exploradores y cazadores reportaron por primera vez haber encontrado afloramientos de areniscas llenas de alquitrán a fines de la década de 1700. A principios de la década de 1900, aparecieron métodos al estilo minería para explotar el petróleo tipo asfalto como material de pavimentación.

Actualmente, varias compañías están desarrollando proyectos para explotar estas areniscas, que contienen bitumen de 7.5 a 9.0°API, cuya viscosidad alcanza hasta 1,000,000 cp a temperatura de yacimiento de 15°C.



Figura 3.10 - Ubicación de aceites pesados en Venezuela

*Fuente: Schlumberger

3.2.2 Aceite pesado en México

En nuestro país, los aceites pesados han cobrado importancia en la última década. A principios del 2000, estos recursos representaban el 50% de la producción nacional, llegando hasta un 73% durante el apogeo del campo Cantarell en el año 2004, aunque debido a la declinación de este, actualmente la producción de aceite pesado representa un 54% de la producción total (Figura 3.11).

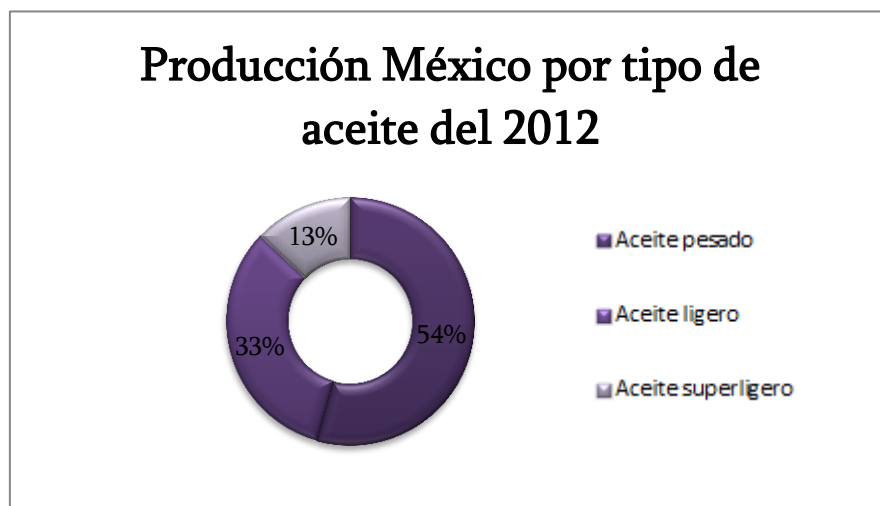


Figura 3.11 - Producción en México por el tipo de aceite

*Fuente: Anuario Estadístico, PEMEX

Con estas cifras se hizo evidente la necesidad de modificar las instalaciones para la producción, transporte y refinación de aceites pesados. Por lo que recientemente las refinerías de Cadereyta y Madero fueron reconfiguradas para el dicho procesamiento, permitiéndoles procesar este tipo de aceites con una mayor aportación de destilados de alto valor, como gasolina, diesel y turbosina, reduciendo la producción de combustóleo. La Figura 3.12 muestra la producción acumulada de acuerdo al tipo de aceite y por Región.

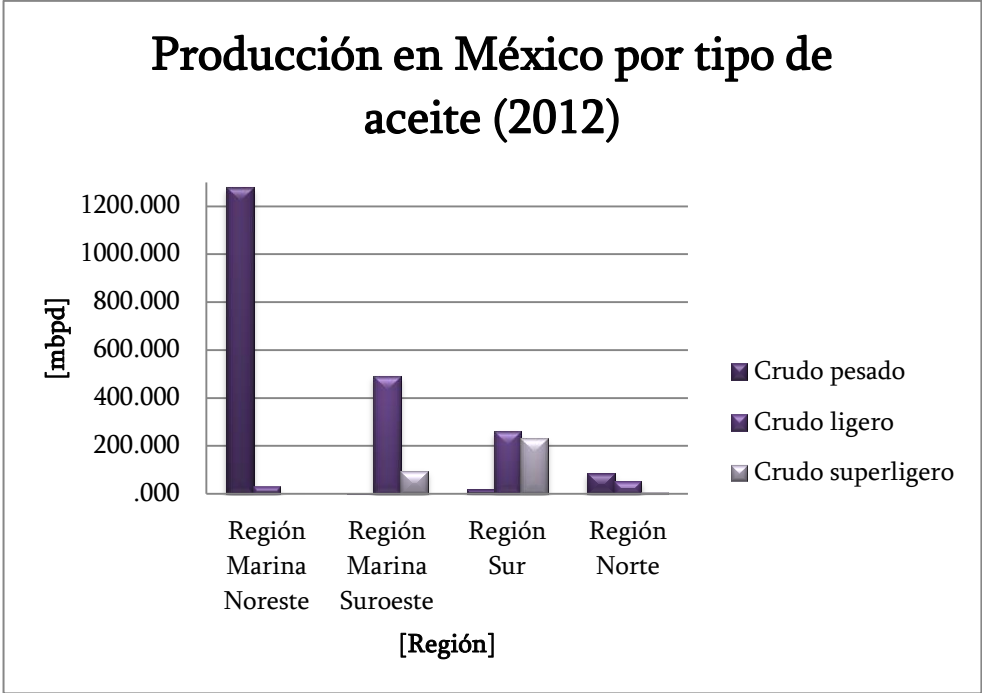


Figura 3.12 - Producción en México por tipo de aceite en las distintas regiones
 *Fuente: Anuario Estadístico, PEMEX

En cuanto a reservas, al 1 de enero del 2013, las reservas probadas de aceite se sitúan en 10,073 millones de barriles (mmb) de los cuales el 61% equivalen a aceite pesado, el 29% a aceite ligero y a 10% a aceite súper ligero (Figura 3.13).

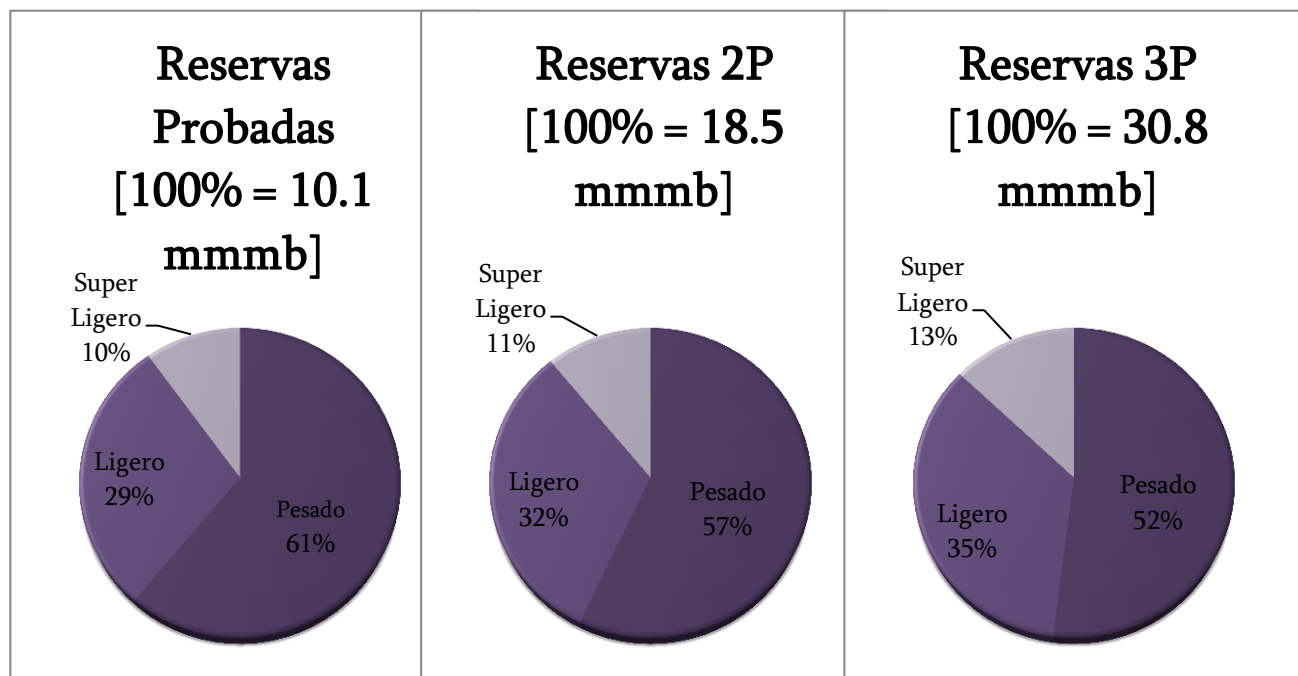


Figura 3.13 - Distribución de Reservas por tipo de aceite

*Fuente: Anuario Estadístico, PEMEX

La mayor parte de la reserva probada de aceite pesado la aporta la Región Marina Noreste con un 93.2%. A esta región la componen los activos Complejo Cantarell, y el Complejo Ku-Maloob-Zaap, que son parte de la Sonda de Campeche, ambos activos son productores de aceite pesado, y la mayor parte de los yacimientos están emplazados en brechas de edad Cretácico Superior a Paleoceno Inferior, y en calizas oolíticas del Jurásico Superior.

La segunda región que más aporta reservas de aceite pesado es la Región Norte con el Activo Aceite Terciario del Golfo, el cual queda comprendido principalmente por el paleocanal de Chicontepec, compuesto de sedimentos siliciclásticos del Paleoceno y Eoceno en su mayoría; que es parte de la Cuenca Tampico-Misantla, al Occidente de la Faja de Oro, donde se tiene una gran acumulación de aceite pesado.

De ahí el Activo Litoral de Tabasco en la Región Marina Suroeste, almacena considerables acumulaciones de aceite pesado. Sus yacimientos son calizas fracturadas del Cretácico (Figura 3.14).

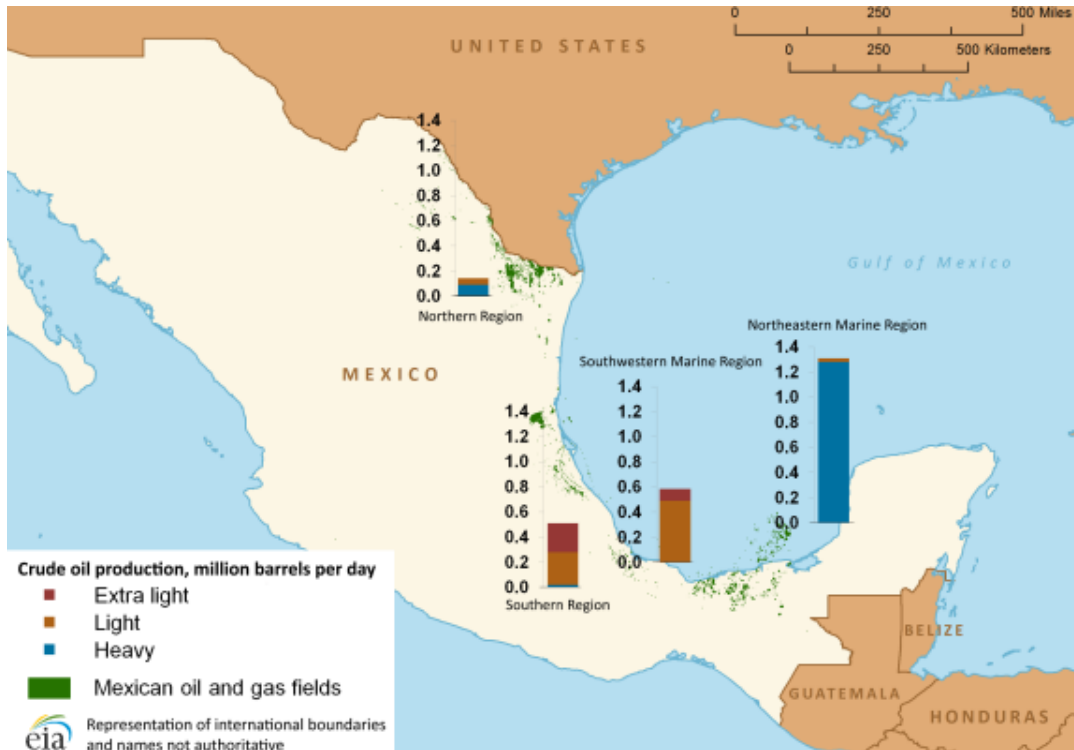


Figura 3.14 - Distribución de aceite pesado por Región

*Fuente: U.S. Energy Information Administration, EIA

3.3 Shale Gas/Oil

Los yacimientos de shale oil y shale gas, también conocidos como yacimientos de aceite y gas en lutitas, se definen como un sistema petrolero de rocas arcillosas orgánicamente ricas de baja permeabilidad, que actúan a la vez como generadoras, almacenadoras, trampa y sello.

Con ayuda de distintos estudios y pruebas en campo se ha comprobado que la forma mas rentable para explotar estos yacimientos es modificando la movilidad del fluido en la roca a través de pozos horizontales con multi-fracturamiento hidráulico.

Para considerar un play no convencional de shale gas y shale oil se deben cumplir al menos las siguientes características:

- 💧 Riqueza orgánica total: COT > 2, kerógeno tipo II y III
- 💧 Rangos de madurez térmica: %Ro > 0.9, TMAX > 440 °C
- 💧 Litología arcillosa intercalada con calizas o rocas clásticas con propiedades mecánicas favorables para el fracturamiento.
- 💧 Aceite y/o Gas libre dentro de los espacios porosos (micro, nanoporosidad) y fracturas.
- 💧 Gas adsorbido en el kerógeno y en las partículas arcillosas

El volumen original in situ de shale gas y shale oil es de una magnitud mayor comparado con los yacimientos convencionales, debido a que la mayor parte de los hidrocarburos generados son retenidos por la roca con respecto a los hidrocarburos expulsados.

La siguiente imagen (Figura 3.15) muestra la distribución cuencas sedimentarias asociadas a yacimientos de shale gas y shale oil.

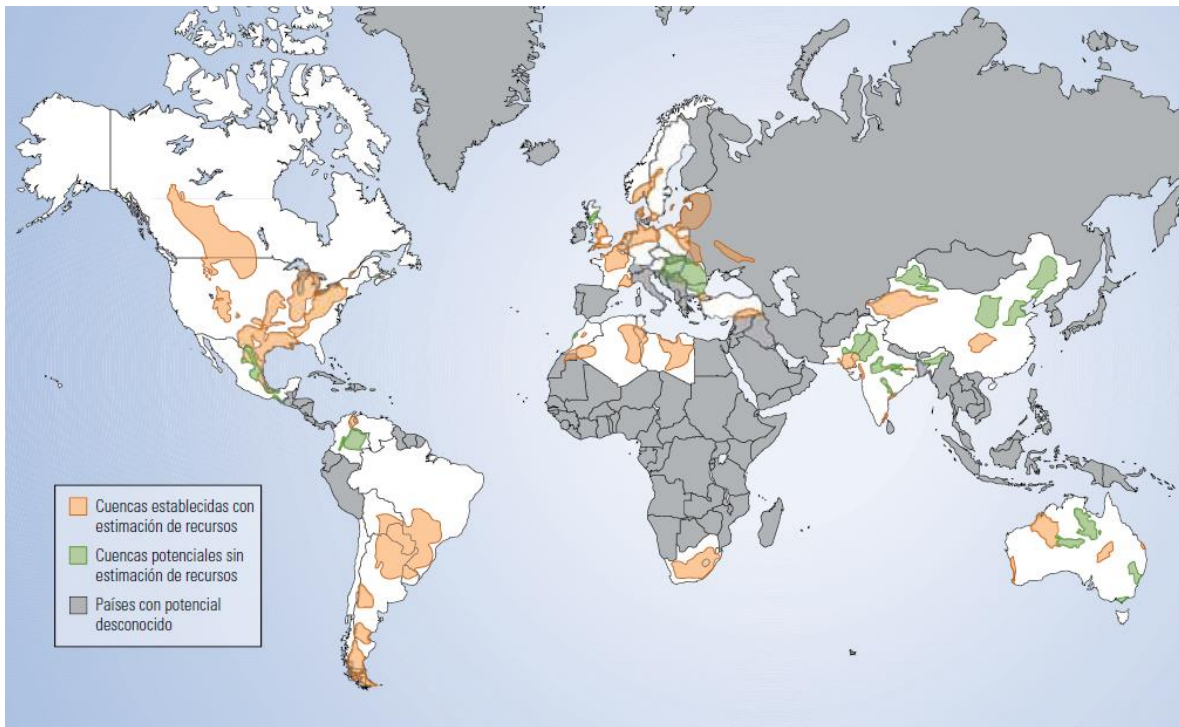


Figura 3.15 - Yacimientos de shale gas y shale oil en el mundo

*Fuente: U.S. Energy Information Administration, EIA

3.3.1 Shale Gas

El gas en lutitas o shale gas se encuentra dentro de la clasificación de yacimientos no convencionales, está contenido en rocas sedimentarias de grano fino de alto contenido orgánico. Los yacimientos de shale gas no tienen una trampa como los yacimientos convencionales de gas, así como tampoco presentan un contacto gas-agua. A manera de explicación se puede decir que las formaciones contenedoras que funcionaron como roca generadora y sello, actualmente se comportan como roca almacén. La clave es encontrar los plays de lutitas donde permanecen los hidrocarburos remanentes que no fueron expulsados ni migraron hacia los yacimientos convencionales.

La permeabilidad natural de la matriz de la roca es extremadamente baja, generalmente del rango de nano darcies, en este ambiente de muy baja permeabilidad el flujo a través de la matriz es extremadamente limitado e insuficiente para su producción comercial, de

hecho varios autores han estimado que una molécula de gas no se moverá más de 3 a 15 metros por año a través de la matriz de la roca.

El gas se almacena de tres maneras en los yacimientos tipo shale gas:

- 1) Gas libre: en la matriz porosa y en las fracturas naturales.
- 2) Gas adsorbido: adsorbido de una manera química en la materia orgánica y las superficies minerales en las fracturas naturales, o de manera física en la matriz de la roca.
- 3) Gas disuelto: En los hidrocarburos líquidos presentes en el bitumen.

Durante los primeros años de vida del pozo, el volumen de gas adsorbido se presenta comúnmente en mayor cantidad que el gas libre almacenado en la matriz porosa. De cualquier manera el gas adsorbido es producido por difusión y no ocurre hasta después de que la presión del yacimiento ha comenzado a declinar.

La mayoría de los yacimientos tipo shale gas producen únicamente gas seco (90% metano) y en esencia no producen agua. Además, estos yacimientos presentan elevadas tasas de declinación.

3.3.2 Shale Oil

El aceite en lutitas o shale oil es el aceite in-situ producido de lutitas ricas en materia orgánica que simultáneamente funcionan como generadora, trampa y almacén. La producción proviene de pozos perforados a diferentes profundidades que tienen rangos de permeabilidad medida, de algunos cientos de nano darcies; para obtener una producción económicamente viable y gastos comerciales, como prerrequisito se necesita que la formación cuente con fracturas naturales o estimular la formación mediante fracturamiento hidráulico.

Son lutitas que contienen una cantidad significativa de materia orgánica inmadura (kerógeno), de la cual se puede obtener aceite y gas mediante la destilación destructiva de la roca extraída a la superficie mediante minería. Cuando estas rocas son utilizadas directamente como combustible, el potencial en volumen de aceite que contienen esas rocas normalmente no se considera como reserva, de acuerdo con las regulaciones de la industria petrolera.

3.3.3 Desarrollo de Shale Gas/Oil en México

En México existen lutitas ricas en materia orgánica y térmicamente maduras de edad Jurásico y Cretácico. Son similares a las shale gas productivas de edad relativa de EUA, tales como las lutitas Eagle Ford, Hayneville-Bossier y Pearsall. Los recursos potenciales de lutitas se localizan en el noreste y en la zona centro-oriental de México, a través de la cuenca del Golfo de México. Las lutitas a las que apunta como objetivos de exploración también actuaron como roca generadora para algunos de los yacimientos convencionales más grandes de México.

Los plays del Cretácico Superior (Ojinaga, Eagle For y Agua Nueva) están distribuidas en las cuencas de Chihuahua, Sabinas, Burro Picachos y Burgos en el noreste de México y conforman una extensión de la Formación Eagle Ford, productora en el sur de los Estados Unidos.

Los plays del Cretácico Superior Agua Nueva y Maltrata se extienden al sur en las cuencas de Tampico-Misantla y Veracruz.

Los plays del Jurásico Superior (La Casita y La Pimienta) están presentes en las cuencas de Chihuahua, Sabinas, Burgos y Tampico-Misantla, y son equivalentes a la formación Haynesville productora en EUA (Figura 3.16).

México cuenta con un volumen equivalente a los recursos convencionales. Este volumen ha sido estimado en 60.2 miles de millones de barriles de petróleo aceite equivalente, de los cuales el 53% correspondería a aceite, en tanto que el restante 47% estaría dividido en una proporción de gas húmedo y otra de gas seco.

El siguiente cuadro muestra los recursos prospectivos, tanto de aceite como de gas, de cada cuenca identificada.

Cuenca	Crudo (MMMb)	Gas (MMMMpc)	PCE (MMBpce)
Burgos	--	53.8	10.8
Tampico-Misantla	30.7	20.7	34.8
Burro-Picacho	0.6	18.0	4.2
Sabinas	--	49.0	9.8
Veracruz	0.6	--	0.6
Total	31.9	141.5	60.2

Tabla 3.1 - Distribución de los recursos prospectivos en lutitas por tipo y por cuenca

*Fuente: Estrategia Nacional de Energía

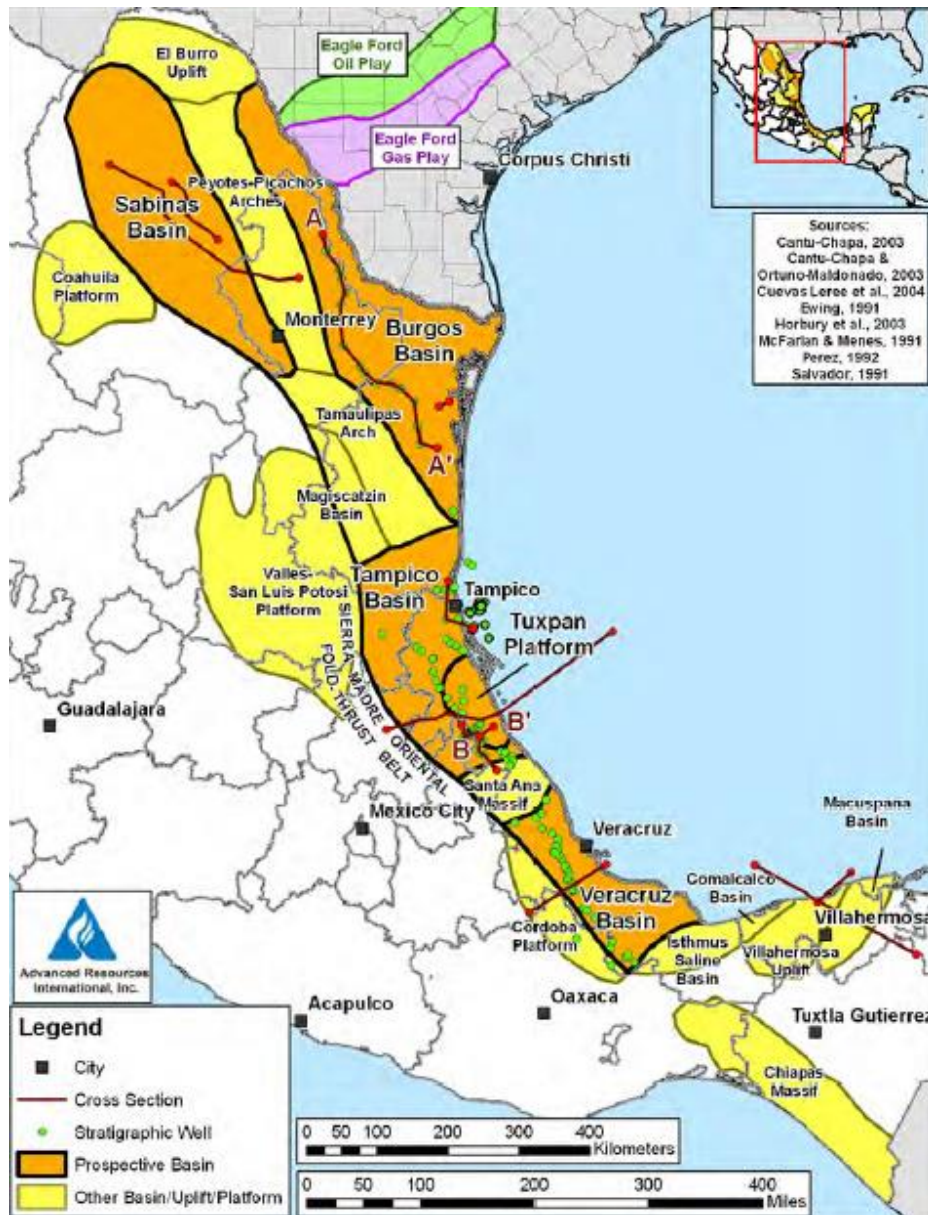


Figura 3.16 - Perspectiva Regional de Plays de Shale Oil/Gas en México

*Fuente: U.S. Energy Information Administration, EIA

Actualmente se lleva a cabo un proyecto de inversión de alcance regional, donde se determinan los recursos de inversión requeridos para realizar estudios geológicos-geoquímicos, así como la adquisición, procesamiento e interpretación de información sísmica 3D en las áreas donde se estima puedan existir los plays no convencionales. Lo anterior permitirá dar mayor certidumbre a las estimaciones de los volúmenes de aceite, gas y condensados recuperables. También se programó la perforación de pozos exploratorios para probar el concepto y la productividad de los yacimientos de estos plays en las provincias geológicas consideradas.

3.4 Chicontepec

3.4.1 Antecedentes

En 1926 se descubrieron las primeras manifestaciones de aceite de uno de los campos petroleros más importantes del país: el Paleocanal de Chicontepec; sin embargo, la explotación ocurrió formalmente hasta 1952, siendo en la década de los 70 del siglo pasado, cuando se incrementó la explotación del área. De acuerdo con la compañía certificadora internacional De Golyer and McNaughton, en 1998 certificó que las reservas del paleocanal eran de 12 mil 189 millones de barriles de petróleo crudo y de 31 mil 339 billones de pies cúbicos de gas. Pese a la explotación durante décadas los campos productores de crudo en el Paleocanal de Chicontepec no han resultado tan rentables, debido a que los yacimientos se caracterizan por baja permeabilidad y baja presión, por lo que la productividad de los pozos es reducida y su explotación compleja.

3.4.2 Ubicación geográfica

La Cuenca de Chicontepec se localiza geográficamente al este de la República Mexicana, cubriendo parte de los estados de Veracruz, Puebla e Hidalgo, abarcando un total de 14 municipios. Se encuentra a 250 km al noreste de la Ciudad de México y a 5 km al occidente de Poza Rica, Veracruz, entre los municipios de Papantla y Chicontepec. Los rasgos fisiográficos más importantes son: la Sierra Madre Oriental al Poniente del área y los ríos Tecolutla, Cazones, Pantepec y Vinazco, dentro de la Planicie Costera del Golfo. Es parte de la provincia petrolera denominada Tampico-Misantla, cubre una superficie aproximada de 11,300 km² y cuenta con el mayor volumen de reservas del país (Figura 3.17).

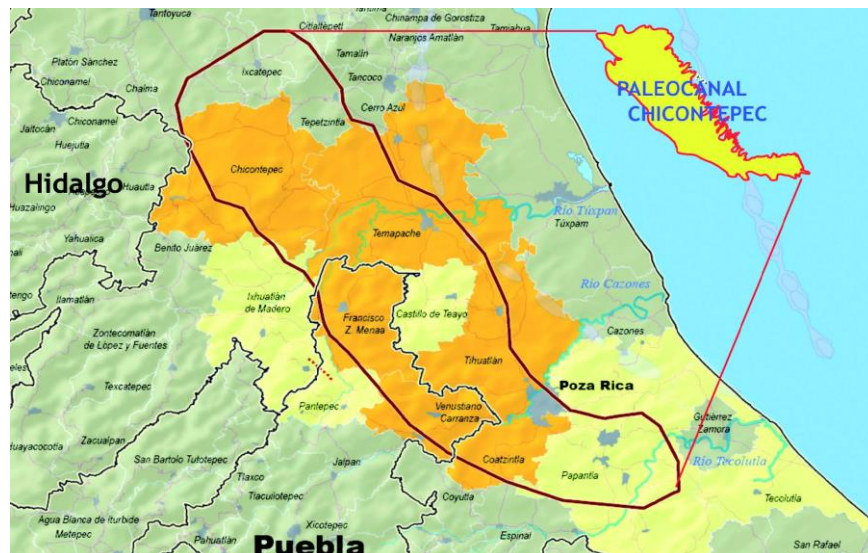


Figura 3.17 - Localización del Paleocanal de Chicontepec

*Fuente: petroquimex.com

El Paleocanal se ha dividido en ocho sectores en polígonos con lados de diferente longitud, donde los sectores 2, 6, 7 y 8 corresponden a áreas cuyos yacimientos se encuentran en estado de desarrollo y optimización; los sectores 1,3 y 4 se encuentran en la etapa de caracterización y desarrollo tecnológico; mientras que el sector 5 se encuentra en etapa de caracterización inicial. Adicionalmente se incrementó recientemente el área de interés petrolero con dos extensiones, una al norte y otra al sur del Paleocanal (Figura 3.18).



Figura 3.18 - Ubicación de los 8 sectores del Paleocanal de Chicontepec
*Fuente: PEMEX

En la Tabla 3.2, se muestra la distribución de campos en el Paleocanal de Chicontepec, de acuerdo al Sector.

Sector	Campo
Sector 1	Tenexcuila
	Sábana Grande
Sector 2	Amatlán
	Tlacolula
	Sitio
	Aragón
	Pastoría
	Ahuatepec
	Cacahuatenco

Sector 3	Coyotes
	Horcones
	Soledad Norte
	Gailo
	Soledad
	Palo Blanco
Sector 4	Agua Nacida
	Humapa
Sector 5	Coyol
	Miquetla
Sector 6	Mihuapán
	Coyula
Sector 7	Escobal
	Agua fría
	Coapechaca
	Tajín
Sector 8	Corralillo
	Presidente Aleñan
	Furbero
	Remolino

Tabla 3.2 - Distribución de campos en Chicontepec por Sector

*Fuente: PEMEX

3.4.3 Características

Desde 1978 se sabe que Chicontepec consiste en un amplio recurso geológico continuo de hidrocarburos que constituye una de las mayores acumulaciones en América. Sin embargo, dadas sus complejas características geológicas, su explotación rentable puede ser difícil y costosa comparada con los grandes yacimientos en el sureste del país. A continuación se enlistan sus principales características:

- 💧 Los yacimientos en Chicontepec son de baja permeabilidad, de areniscas lenticulares con un alto nivel de cementación y con un número considerable de intercalaciones arcillosas.
- 💧 Presentan baja productividad y rápida declinación de la producción al inicio de la explotación de los pozos, lo que origina bajos volúmenes recuperados de hidrocarburos por pozo.
- 💧 Al iniciar la extracción de crudo se liberan importantes volúmenes del gas disuelto, los cuales constriñen el paso del aceite hacia los pozos.

- 💧 Factores de recuperación que varían de 5-9 por ciento, lo que hace imperativa la implementación de sistemas artificiales de producción y posteriormente métodos de recuperación secundaria.
- 💧 Gran dispersión operativa (3,750 km²), por lo que se requiere automatizar y optimizar la operación de instalaciones de producción a mínimo costo.

Dichas características representan grandes problemas técnicos al momento de la explotación de hidrocarburos. Por lo que es necesario invertir en el desarrollo de tecnologías que permitan una mayor recuperación de aceite.

3.4.4 Desarrollo

El proyecto de explotación de Chicontepec siempre fue pospuesto, no sólo por la baja productividad de sus pozos y la compleja estructura interna de sus yacimientos, sino por los retos técnicos y económicos que representaba para extraer los hidrocarburos, a pesar de su amplio potencial de recursos. La prioridad de Pemex-PEP se enfocó al desarrollo de los grandes y prolíficos campos de aceite en la Cuenca del Sureste, algunos de ellos descubiertos desde hace más de medio siglo, y posteriormente a la explotación de Cantarell y Ku-Maloob-Zaap.

Es así que Chicontepec, y su sucesor, el proyecto Aceite Terciario del Golfo (ATG), a pesar de haber iniciado actividades en 1952, hoy se encuentra en una etapa de inicio de producción, aún incipiente respecto al potencial productivo que pudiera obtenerse bajo las mejores condiciones de desarrollo a lo amplio de su largo ciclo de vida. Es también una etapa inicial en el conocimiento de sus recursos, si se considera que su producción acumulada hasta ahora es de tan sólo el 0.14% del Volumen Original y que sus reservas probadas son inferiores al 0.5% del Volumen Original.

3.5 Campos Maduros

El concepto de campo maduro es variable con respecto al campo que se aplique, ya que puede haber distintos factores involucrados, que juntos o por separado, tienden a disminuir la rentabilidad del proyecto de explotación. Entre estos factores podemos encontrar:

- 💧 Factor de recuperación elevado, producción
- 💧 Poseen un potencial de recuperación acumulada superior al 60% o al 75% (dependiendo el lugar y la compañía) del aceite total In Situ.
- 💧 Bajos niveles de producción, por ejemplo una producción actual menor al 25% del máximo valor alcanzado.
- 💧 adicional con procesos de recuperación mejorada o avanzada.
- 💧 Bajo margen económico y/o baja asignación presupuestaria.

- 💧 Amplio periodo de producción, el suficiente para marcar una tendencia bien establecida de presión y producción (en declinación).
- 💧 Producción de cortes de agua significativos.
- 💧 Marcada declinación en la producción.

Por lo tanto, un campo maduro es aquel que dadas sus condiciones técnicas (condiciones de producción, factor de recuperación, estado de instalaciones, etc.) y condiciones económicas, es candidato a la implementación de metodologías y procesos tendientes a maximizar su valor económico, tomando siempre en cuenta que el proyecto en su conjunto deberá ser rentable (Figura 3.19). Una definición que suele ser comúnmente usada en la industria petrolera mexicana al referirse a los campos maduros es que son aquellos en los que se ha explotado el 50% de su reservas 2P.

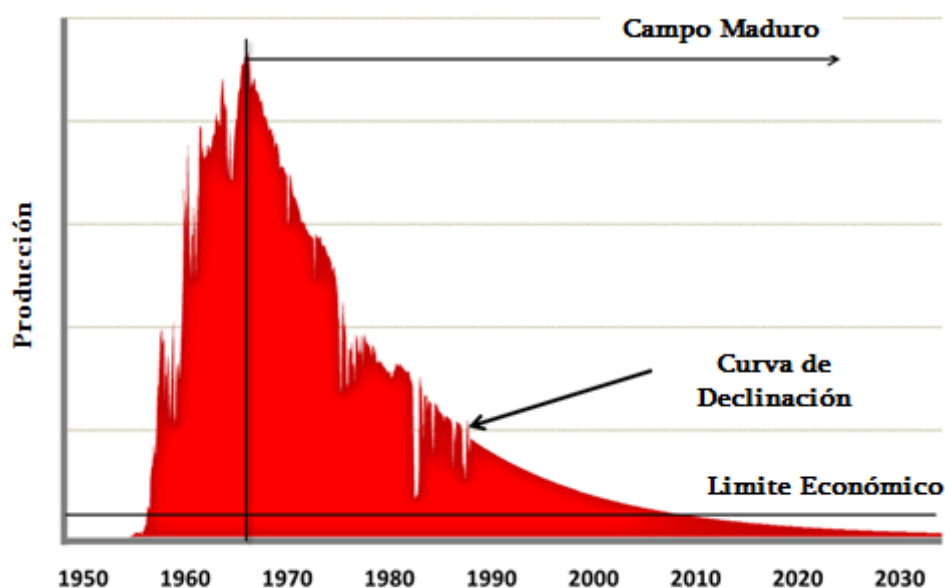


Figura 3.19 - Tendencia de producción de un campo maduro

*Fuente: Halliburton

Debido a que cada vez es menos probable encontrar yacimientos con grandes reservas, se hace importante obtener reservas adicionales de los campos existentes. Así como se habla de la “eficiencia energética” como una nueva fuente de energía, el aumento de la productividad en los campos maduros resultaría en un incremento real de las reservas al aumentar el factor de recuperación por encima de los valores históricos de 35% para crudos y 70% para gas. Si se piensa en los altos volúmenes de hidrocarburos que quedan remanentes se puede apreciar el inmenso potencial que presentan estos campos para adicionar reservas, lo cual aparece difícil de alcanzar con nuevos descubrimientos.

El objetivo básico al aumentar la productividad de los pozos es lograr un aumento en la recuperación de hidrocarburos, con lo cual se extiende la vida útil del campo y se

mejora la rentabilidad del mismo. Ya que estos campos tienen una infraestructura existente, no es necesario hacer grandes inversiones en sistemas de tratamiento y transporte que se necesitarían en nuevos desarrollos, o adelantar costosas campañas de perforación de nuevos pozos.

Una coyuntura económica que ayuda a la industria es el alto precio del crudo y gas, que sumado al constante incremento de la demanda hacen que se puedan aplicar técnicas y metodologías para mejoramiento de la productividad que antes no eran económicamente viables, dando como resultado un aumento real en el volumen de crudo y gas recuperado.

Una vez que se ha considerado un campo como maduro tiene que elegirse la manera en que se ha de poner de nuevo en producción o la manera en que se aumentará la producción presente según sea el caso. Es decir, se deberán elegir las tecnologías y procesos que necesitan implementarse en el campo en cuestión para reactivarlo, buscando aumentar lo más posible su valor económico.

Otro concepto relacionado con los campos maduros y que suelen generar confusión es el de campo marginal. Aunque tienen relación, el concepto de marginalidad en un campo tiene una clara connotación económica por lo que se puede decir que los campos marginales son aquellos que no poseen atractivo financiero para una compañía operadora o que están próximos al límite de la viabilidad económica por cualquier razón técnica o económica.

3.5.1 Panorama mundial de los campos maduros

Existen campos maduros en todo el mundo. El área marina de América del Norte y la plataforma continental del Golfo de México tienen muchos campos que se encuentran en etapas avanzadas de sus vidas productivas. Numerosos campos petroleros del Mar del Norte ya han pasado su pico de producción y el potencial que albergan los campos más longevos de Rusia es considerable. Otras regiones, incluyendo China, India, Australia y Argentina, contienen una importante cantidad de campos maduros. Muchos lugares del mundo que aún se encuentran desarrollando sus recursos, también cuentan con campos petroleros que están ingresando en la meseta tardía de la curva de producción, incluyendo México, Tailandia, Nigeria y Egipto.

Los factores de recuperación de petróleo varían considerablemente entre las diferentes regiones del mundo y entre los distintos yacimientos, oscilando de menos del 5% a más del 80%. Una estimación razonable del factor de recuperación de petróleo promedio es de aproximadamente un 37%. La geología y las propiedades de los fluidos inciden en la recuperación final en cada yacimiento y estas propiedades son difíciles de modificar salvo en la zona vecina al pozo. No obstante, el correcto manejo de los campos

petroleros puede mejorar el factor de recuperación mediante el abordaje de las condiciones existentes en la zona vecina al pozo y del yacimiento en conjunto. Por ejemplo, Statoil incrementó el factor de recuperación final del campo Statfjord de 49% en 1986 a casi 66% en el año 2000, y tiene expectativas de lograr una recuperación del 68%. Durante el mismo periodo, el factor de recuperación del campo Gullfaks perteneciente a la compañía, aumentó de 46% a 54% con una expectativa futura del 62%. Statoil atribuye estas mejoras a la efectividad del manejo de recursos y a la aplicación de tecnología.

3.5.2 Situación de los campos maduros en México

Para 2008, tras la reforma energética de ese año, surgió un gran interés por explotar los campos maduros del país, debido a que se le permitiría a Pemex celebrar contratos con particulares donde estos ofrecieran una mayor rentabilidad (con recursos financieros, tecnológicos o de conocimiento) a campos seleccionados estratégicamente, lo cual brindaría un beneficio adicional tanto para el país como para las empresas.

Región Sur

En la Región Sur se han identificado alrededor de 40 campos maduros con 420 mmbpce, que se pueden agrupar en ocho áreas. Estos campos se han caracterizado considerando años de producción, contribución a la producción actual, índice de madurez y pico de producción.

Para la selección de estas ocho áreas Pemex evaluó distintos campos petroleros tomando en cuenta criterios tales como el valor económico, las reservas, la disponibilidad y calidad de información técnica y las localizaciones a perforar de cada uno de los campos. Se seleccionaron tres áreas para comenzar la reactivación de campos maduros con los nuevos contratos integrales, Magallanes, Santuario y Carrizo con una superficie total aproximada de 312 km², una reserva total (3P) de 207 mmbpce y una producción actual es de 14 mbd (Figura 3.20).

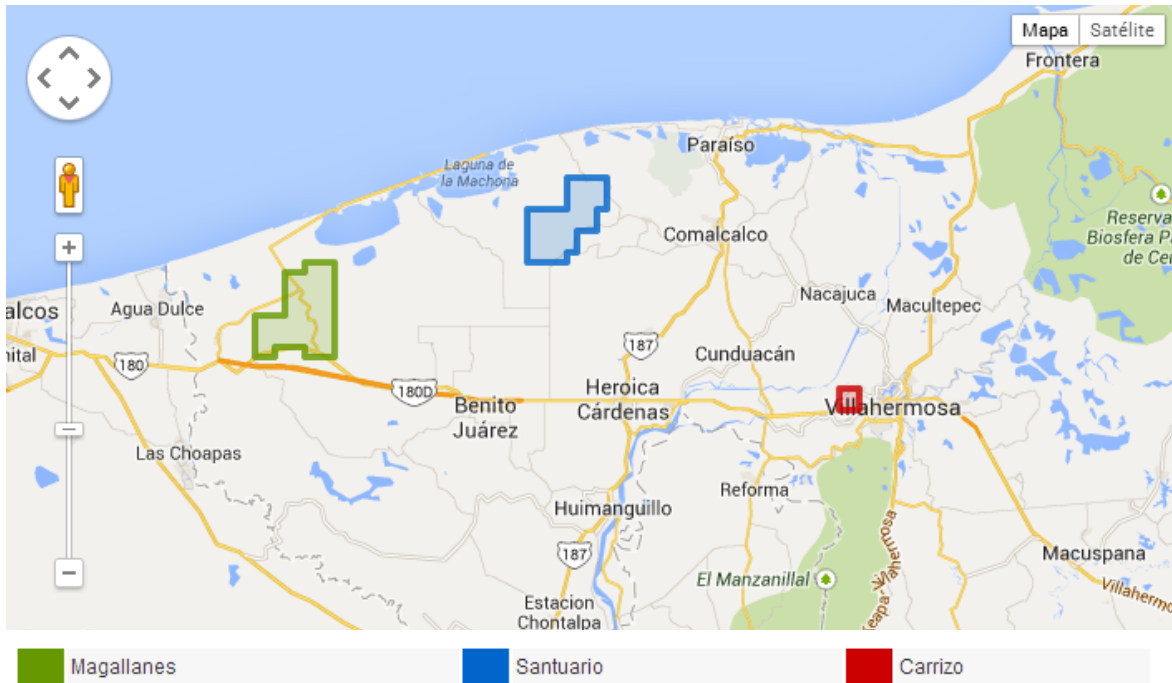


Figura 3.20 - Campos maduros identificados en la Región Sur

*Fuente: PEMEX

Región Norte

Se seleccionaron seis áreas para seis Contratos integrales EP, cuatro de ellas en tierra Altamira, Pánuco, San Andrés y Tierra Blanca; y dos áreas marinas Arenque y Atún (Figura 3.21).

Las áreas representan importantes oportunidades para el desarrollo y producción:

- 💧 Suman una extensión de 6,991 Km²
- 💧 Comprenden 22 campos
- 💧 Reservas 3P de 224 mmbpce
- 💧 Volumen prospectivo de 1,672 mmbpce

Actualmente, tienen una producción de alrededor de 12 mil barriles diarios de petróleo crudo y 31 millones de pies cúbicos diarios de gas natural.

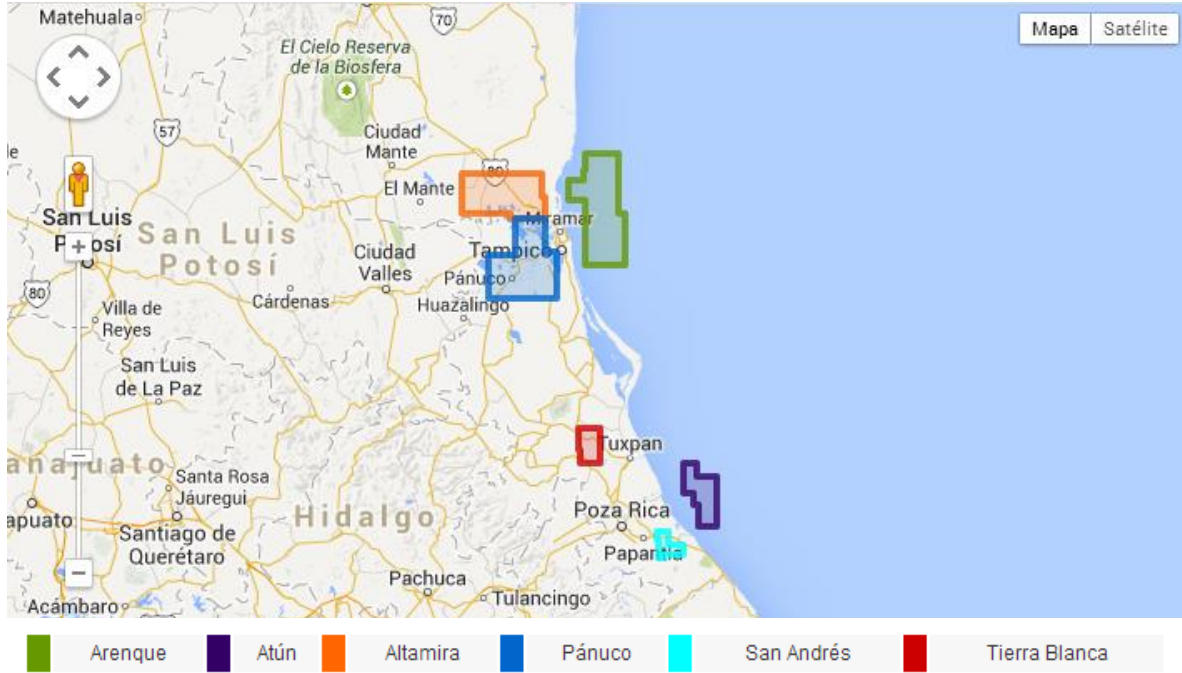


Figura 3.21 - Campos maduros identificados en la Región Norte
 *Fuente: PEMEX

4 Reforma Energética de 2013 en México

En el año 2013 hubo mucha actividad política en el país, debido al avance en las legislaciones en materia política, financiera, de telecomunicaciones, educativa y energética, que de acuerdo con el Congreso y al Ejecutivo Federal, electo en 2012, son cambios sustanciales en áreas estratégicas que impulsaran el desarrollo de México.

La Reforma Energética surge de los compromisos que se adjudicó el candidato a la presidencia, Enrique Peña Nieto, por parte del Partido Revolucionario Institucional en 2012, y que reafirmó en su primer mensaje a la nación en diciembre del mismo año cuando tomó posesión del cargo presidencial. En dichos argumentos menciona que impulsara el desarrollo de México en el sector energético, disminuyendo el costo de la electricidad y del gas mediante una Reforma Energética.

De esta manera se planteó una reforma constitucional cuya iniciativa fue presentada por el Presidente de la República el 12 de agosto de 2013. Fue aprobada por el Senado de la República el 11 de diciembre de 2013 y por la Cámara de Diputados un día después. El 18 de diciembre de 2013, la Reforma fue declarada constitucional por el Poder Legislativo Federal, siendo promulgada por el ejecutivo el 20 de diciembre de 2013 y publicada en un decreto el mismo día por el Diario Oficial de la Federación. Este decreto se describirá más adelante, detallando los cambios constitucionales y los alcances que con ellos se tendrá.

4.1 Marco Histórico de la Reforma Energética

Para situar a México en un contexto legislativo con lo que a petróleo se refiere, comenzar con la promulgación de la Constitución de 1917 sería lo más acertado pues fue en ella que se estableció en su artículo 27 que el dominio sobre todos los minerales sería de la Nación, entre ellos, el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, además facultaba al Ejecutivo Federal la posibilidad de otorgar autorizaciones para que los particulares extrajeran los hidrocarburos en su beneficio, esto bajo un sistema de concesión.

En diciembre de 1938, el Presidente Lázaro Cárdenas del Río impulsó la primera Reforma Energética, la cual mantenía la propiedad exclusiva del Estado sobre los recursos en el subsuelo, suprimía las concesiones sobre el petróleo y los carburos de hidrógeno ya que la concesión confería a particulares los derechos para explotar y aprovechar bienes del dominio nacional y consideraba como derecho exclusivo del Estado el explotar los hidrocarburos mediante las formas estipuladas en una ley secundaria. La iniciativa fue aprobada y publicada en el Diario Oficial de la Federación en noviembre de 1940. En el mismo periodo, también fue publicada la ley reglamentaria del artículo 27 constitucional que creó instrumentos para celebrar contratos con los

particulares en trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos sin poner el riesgo los derechos del Estados sobre los recursos energéticos y a fin de que éstos se lleven a cabo por el Gobierno Federal. También estableció el régimen de concesiones para la construcción de refinerías y oleoductos y para la distribución de gas.

En 1958 se expidió una nueva Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional que eliminó la posibilidad de celebrar contratos con particulares en la explotación y reservó todas las actividades de la industria petrolera a Petróleos Mexicanos. Dos años más tarde, en enero de 1960, una reforma constitucional incorpora dicha prohibición de contratos al artículo 27 de la Carta Magna.

En 1982 se reformaron los artículos 25, 26, 27 y 28 de la Constitución para establecer que no constituyen monopolios las funciones exclusivas que el Estado ejerza en áreas estratégicas de desarrollo para el país, como se le son reconocidos al petróleo y demás hidrocarburos, así como petroquímica básica.

A través de estos sucesos y varios más (que no son mencionados por motivos de relevancia), el estado mexicano ha sufrido múltiples transformaciones legislativas, particularmente en el aprovechamiento de los recursos energéticos. Los cambios originados en cada una de las etapas de la historia son producto de varios factores políticos, sociales, económicos y hasta tecnológicos, donde no se puede dar por sentado una estructura definitiva y es porque esta industria demanda transformación, desarrollo y cambio, siendo así que el modelo bajo el cual nos regíamos a llegado a su limite desde hace tiempo y es preciso avanzar conforme la necesidad del país lo demande.

4.2 Decreto por el que queda sentados los cambios constitucionales

El 20 de diciembre de 2013 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía.

Se reformaron los párrafos cuarto, sexto y octavo del artículo 25; el párrafo sexto del artículo 27; los párrafos cuarto y sexto del artículo 28; y se adiciona un párrafo séptimo, recorriéndose los subsecuentes en su orden, al artículo 27; un párrafo octavo, recorriéndose los subsecuentes en su orden, al artículo 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

4.2.1 Modificaciones en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos

Modificación al párrafo Cuarto del Artículo 25 Constitucional

El sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos y empresas productivas del Estado que en su caso se establezcan. Tratándose de la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, así como de la exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos, la Nación llevará a cabo dichas actividades en términos de lo dispuesto por los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de esta Constitución. En las actividades citadas la ley establecerá las normas relativas a la administración, organización, funcionamiento, procedimientos de contratación y demás actos jurídicos que celebren las empresas productivas del Estado, así como el régimen de remuneraciones de su personal, para garantizar su eficacia, eficiencia, honestidad, productividad, transparencia y rendición de cuentas, con base en las mejores prácticas, y determinará las demás actividades que podrán realizar.

Modificación al párrafo Sexto del Artículo 25 Constitucional

Bajo criterios de equidad social, productividad y sustentabilidad se apoyará e impulsará a las empresas de los sectores social y privado de la economía, sujetándolos a las modalidades que dicte el interés público y al uso, en beneficio general, de los recursos productivos, cuidando su conservación y el medio ambiente.

Modificación al párrafo Octavo del Artículo 25 Constitucional

La ley alentará y protegerá la actividad económica que realicen los particulares y proveerá las condiciones para que el desenvolvimiento del sector privado contribuya al desarrollo económico nacional, promoviendo la competitividad e implementando una política nacional para el desarrollo industrial sustentable que incluya vertientes sectoriales y regionales, en los términos que establece esta Constitución.

Modificación al párrafo Sexto del Artículo 27 Constitucional

En los casos a que se refieren los dos párrafos anteriores, el dominio de la Nación es inalienable e imprescriptible y la explotación, el uso o el aprovechamiento de los recursos de que se trata, por los particulares o por sociedades constituidas conforme a las leyes mexicanas, no podrá realizarse sino mediante concesiones, otorgadas por el Ejecutivo Federal, de acuerdo con las reglas y condiciones que establezcan las leyes, salvo en radiodifusión y telecomunicaciones, que serán otorgadas por el Instituto Federal de Telecomunicaciones. Las normas legales relativas a obras o trabajos de explotación de los minerales y substancias a que se refiere el párrafo cuarto, regularán la ejecución y comprobación de los que se efectúen o deban efectuarse a partir de su

vigencia, independientemente de la fecha de otorgamiento de las concesiones, y su inobservancia dará lugar a la cancelación de éstas. El Gobierno Federal tiene la facultad de establecer reservas nacionales y suprimirlas. Las declaratorias correspondientes se harán por el Ejecutivo en los casos y condiciones que las leyes prevean. Tratándose de minerales radiactivos no se otorgarán concesiones. Corresponde exclusivamente a la Nación la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica; en estas actividades no se otorgarán concesiones, sin perjuicio de que el Estado pueda celebrar contratos con particulares en los términos que establezcan las leyes, mismas que determinarán la forma en que los particulares podrán participar en las demás actividades de la industria eléctrica.

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

Modificación al párrafo Cuarto del Artículo 28 Constitucional

No constituirán monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: correos, telégrafos y radiotelegrafía; minerales radiactivos y generación de energía nuclear; la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, y la exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos, en los términos de los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de esta Constitución, respectivamente; así como las actividades que expresamente señalen las leyes que expida el Congreso de la Unión. La comunicación vía satélite y los ferrocarriles son áreas prioritarias para el desarrollo nacional en los términos del artículo 25 de esta Constitución; el Estado al ejercer en ellas su rectoría, protegerá la seguridad y la soberanía de la Nación, y al otorgar concesiones o permisos mantendrá o establecerá el dominio de las respectivas vías de comunicación de acuerdo con las leyes de la materia.

Modificación al párrafo Sexto del Artículo 28 Constitucional

El Estado tendrá un banco central que será autónomo en el ejercicio de sus funciones y en su administración. Su objetivo prioritario será procurar la estabilidad del poder adquisitivo de la moneda nacional, fortaleciendo con ello la rectoría del desarrollo

nacional que corresponde al Estado. Ninguna autoridad podrá ordenar al banco conceder financiamiento. El Estado contará con un fideicomiso público denominado Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, cuya Institución Fiduciaria será el banco central y tendrá por objeto, en los términos que establezca la ley, recibir, administrar y distribuir los ingresos derivados de las asignaciones y contratos a que se refiere el párrafo séptimo del artículo 27 de esta Constitución, con excepción de los impuestos.

Párrafo Octavo incluido en el Artículo 28 Constitucional

El Poder Ejecutivo contará con los órganos reguladores coordinados en materia energética, denominados Comisión Nacional de Hidrocarburos y Comisión Reguladora de Energía, en los términos que determine la ley.

Principales Características de la Reforma Energética

- 💧 La reforma, a los artículos 25, 27 y 28 constitucionales, reafirma el principio de que la Nación es propietaria de los hidrocarburos del subsuelo y establece que son actividades estratégicas exclusivas del Estado la exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos, los minerales radioactivos, la generación de energía nuclear, la planeación y el control del sistema eléctrico nacional y el servicio público de transmisión y distribución de electricidad.
- 💧 El Estado podrá realizar las actividades de exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos a través de asignaciones otorgadas a PEMEX y de contratos con PEMEX, con particulares, y con PEMEX asociado con particulares. Habrá cuatro tipos de contrato combinables: de servicios, de utilidad compartida, de producción compartida y de licencias. Los tres últimos permitirán transferir a los contratistas los riesgos geológicos y financieros de la exploración y extracción. La Comisión Nacional de Hidrocarburos se encargará de realizar las licitaciones, así como de suscribir y administrar los contratos. Las empresas estatales o particulares podrán reportar, para efectos contables y financieros, sus beneficios esperados de asignaciones y contratos. En dichos instrumentos se deberá afirmar que los hidrocarburos que se encuentren en el subsuelo son propiedad de la Nación.
- 💧 Se permitirá la inversión privada y competencia en el tratamiento y refinación de petróleo, así como en transporte, almacenamiento y distribución de petróleo, gas natural, gasolina, diésel y demás derivados. Asimismo, particulares podrán participar en toda la cadena petroquímica, la cual ya no estará dividida artificialmente. Se crea el Centro Nacional de Control del Gas Natural

(CENAGAS), para administrar, coordinar y gestionar de forma eficiente la red de ductos y el almacenamiento del gas natural.

- 💧 Petróleos Mexicanos y la Comisión Federal de Electricidad, se convierten en Empresas Productivas del Estado, con autonomía técnica, de gestión y presupuestal. Su objeto será crear valor económico e incrementar los ingresos de la Nación. PEMEX tendrá protección a través de un nuevo régimen fiscal y mejores prácticas de Gobierno Corporativo.
- 💧 PEMEX se fortalecerá mediante la “Ronda Cero”, a través de la cual podrá escoger los campos más productivos y las áreas de exploración que operará, acreditando las capacidades técnicas, financieras y de ejecución necesarias para explorar y extraer los hidrocarburos de forma eficiente y competitiva.
- 💧 Se crea el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, encargado de recibir, administrar y distribuir los ingresos petroleros de la Nación derivados de las asignaciones y contratos, con excepción de impuestos; para procurar la estabilidad de las finanzas públicas de México. Asimismo, canalizará recursos para: ahorro de largo plazo, sistema de pensión universal, ciencia y tecnología, infraestructura para el desarrollo nacional, becas, entre otros destinos. Será un Fideicomiso en el Banco de México, con un Comité Técnico integrado por 4 consejeros independientes y 3 del Estado.
- 💧 Se fortalece a la Comisión Nacional de Hidrocarburos dotándola de personalidad jurídica propia, autonomía técnica y de gestión, así como autosuficiencia presupuestaria. Hará licitaciones, determinará ganadores y administrará contratos. El nombramiento de los comisionados corresponderá al Senado de la República, a partir de una terna propuesta por el Ejecutivo Federal.
- 💧 Se fortalece a la Comisión Reguladora de Energía dotándola de personalidad jurídica propia, autonomía técnica y de gestión, así como autosuficiencia presupuestaria. Regulará el almacenamiento, el transporte y distribución por ducto de petrolíferos, además del otorgamiento de permisos para la generación, así como las tarifas de proteo para transmisión y distribución de electricidad. El nombramiento de los comisionados corresponderá al Senado de la República, a partir de una terna propuesta por el Ejecutivo Federal.
- 💧 Se fortalece a la Secretaría de Energía, cabeza de sector, que definirá la política energética, adjudicará asignaciones a PEMEX y seleccionará las áreas que podrán ser objeto de contratos para la exploración y extracción de petróleo y gas. Además, diseñará los contratos y los lineamientos técnicos para su licitación,

otorgará permisos para realizar las actividades de tratamiento y refinación del petróleo, así como para el procesamiento de gas natural.

- 💧 El Estado procurará la protección y cuidado del medio ambiente a través de criterios de sustentabilidad, el fomento de energías y combustibles más limpios, así como de medidas para propiciar la reducción de emisiones contaminantes en la industria energética. Se impulsan las energías renovables, al eliminar los obstáculos jurídicos para nuevos proyectos y al construir más líneas de transmisión. Además, se dará acceso a los créditos verdes preferenciales en el sistema financiero. Se creará un organismo desconcentrado para regular y supervisar las actividades del sector hidrocarburos en materia de seguridad industrial y protección al medio ambiente.
- 💧 Se otorga a las personas el derecho a la generación y comercialización de electricidad, con regulación estatal; en materia de transmisión y distribución los particulares podrán participar, bajo contrato con la CFE. La CFE se reestructura con reglas claras y transparentes.
- 💧 Se desincorporará al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) de la CFE para ser un organismo público descentralizado, que será el encargado de operar el sistema eléctrico nacional, el mercado eléctrico mayorista, y garantizará el acceso abierto y no discriminatorio a la red nacional de transmisión y a las redes de distribución.
- 💧 Se establece la obligación de prever en la ley porcentajes de contenido nacional en la proveeduría, para que en las asignaciones y contratos que se otorguen a las empresas públicas y privadas se fomente la industria nacional. La inversión privada deberá promover la inclusión y desarrollo de proveedores nacionales y locales en la cadena de valor de toda la industria.

Tipos de contratos petroleros derivados del Decreto

Para llevar a cabo las actividades de exploración y extracción de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, incluyendo las que puedan realizar las empresas del Estado con particulares, en términos de lo dispuesto por el artículo 27 de la Constitución. Los contratos petroleros podrán ser:

- 1) Contratos de Servicios
- 2) Contratos de Utilidad Compartida
- 3) Contratos de Producción Compartida
- 4) Contratos de Licencia
- 5) Cualquier combinación de los anteriores

En cada caso, el Estado definirá el modelo contractual que mejor convenga para maximizar los ingresos de la Nación.

La ley establecerá las modalidades de las contraprestaciones que pagará el Estado a sus empresas productivas o a los particulares por virtud de las actividades de exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos que hagan por cuenta de la Nación. Entre otras modalidades de contraprestaciones, deberán regularse las siguientes:

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

La Nación escogerá la modalidad de contraprestación atendiendo siempre a maximizar los ingresos para lograr el mayor beneficio para el desarrollo de largo plazo. Asimismo, la ley establecerá las contraprestaciones y contribuciones a cargo de las empresas productivas del Estado o los particulares y regulará los casos en que se les impondrá el pago a favor de la Nación por los productos extraídos que se les transfieran.

4.3 Leyes Secundarias

El 30 de abril del 2014, el Ejecutivo Federal, envió al Congreso de la Unión las iniciativas que comprenden la propuesta de Legislación Secundaria en materia energética, las cuales constan de 21 leyes (9 son nuevas y 12 sólo sufrirán modificaciones), agrupadas en 9 bloques (fig 4.1).



Figura 4.1 - Bloques en los que se encuentran agrupadas las Leyes Secundarias

*Fuente: presidencia.gob.mx

Tales bloques tienen objetivos específicos que abarcan todos los aspectos necesarios a legislar en lo que a materia energética respecta. A continuación, en la tabla 4.1 se presentan las leyes que componen cada bloque y sus principales objetivos.

Bloque	Leyes que incluye	Objetivo
Hidrocarburos	<ol style="list-style-type: none"> 1. Ley de Hidrocarburos* 2. Ley de Inversión Extrajera 3. Ley Minera 4. Ley de Asociaciones Público Privadas 	Regular la industria de los hidrocarburos, en el reconocimiento y exploración superficial, y la exploración y extracción de hidrocarburos; tratamiento, refinación, enajenación, comercialización, transporte y almacenamiento de petróleo; procesamiento, compresión, licuefacción, descompresión y regasificación, así como el transporte, almacenamiento, distribución y expendio al público de gas natural; transporte, almacenamiento, distribución y expendio al público de

		gas licuado de petróleo; transporte, almacenamiento, distribución y expendio al público de petrolíferos; y transporte por ducto y almacenamiento vinculado a ductos de petroquímicos.
Eléctrica	5. Ley de Industria Eléctrica*	Regular la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica y las demás actividades de la industria eléctrica. Esta iniciativa considera la participación conjunta tanto de particulares como del Estado. Asimismo, establece a los participantes de la industria determinadas obligaciones en materia de energías limpias, acceso abierto, suministro, servicio universal y electrificación. Esta iniciativa propone abrogar la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
Geotermia	6. Ley de Energía Geotérmica* 7. Ley de Aguas Nacionales	Pretende dotar un marco jurídico específico que regule el aprovechamiento y explotación de los yacimientos geotérmicos para la generación de energía eléctrica o destinarla a usos diversos, así como la participación del sector privado en este tipo de actividades productivas.
Agencia nacional de seguridad industrial y de protección al medio ambiente del sector hidrocarburos	8. Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos*	Crear la Agencia encargada de regular y supervisar en materia de seguridad industrial, operativa y protección al medio ambiente, las instalaciones y actividades del sector hidrocarburos.
Empresas productivas del estado	9. Ley de Petróleos Mexicanos* 10. Ley de Comisión Federal de Electricidad* 11. Ley Federal de las	Enfocada a las empresas estatales del sector energético en el futuro, que se plantea éstas adopten la figura de empresas productivas del Estado, con carácter empresarial y con un régimen

	Entidades Paraestatales 12. Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público 13. Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas	especial nuevo y separado del resto de las entidades paraestatales. Además fortalecerá los sistemas de transparencia y rendición de cuentas.
Reguladores y ley orgánica de la administración pública federal	14. Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética* 15. Ley Orgánica de la Administración Pública Federal	Dicta las atribuciones de la CNH y la CRE en lo que se refiere a elementos orgánicos y de organización indispensables para un adecuado ejercicio de las atribuciones sustantivas descritas en el resto de las leyes.
Fiscal	16. Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos* 17. Ley Federal de Derechos 18. Ley de Coordinación Fiscal	Busca regular los ingresos que el Estado reciba como consecuencia de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos que se realicen a través de las asignaciones y contratos; así como las disposiciones sobre la administración y supervisión de los aspectos financieros de los Contratos; y las obligaciones en materia de transparencia y rendición de cuentas.
Ley del fondo mexicano del petróleo para la estabilización y el desarrollo	19. Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo*	Regular al Fondo Mexicano del petróleo el cual su principal objetivo es servir como medio de recepción y ejecución de los pagos en los contratos y las asignaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos, así como administrar los ingresos del Estado Mexicano provenientes de la explotación de hidrocarburos y canalizarlos a los destinos previstos por la propia Constitución.
Presupuesto	20. Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria 21. Ley General de Deuda	Busca fortalecer a Pemex y CFE con Autonomía presupuestal, ejercicio presupuestal directo, sin autorización de Hacienda, régimen especial en materia

Pública	de servicios personales y libertad para determinar formas, montos y mercados en que quieran realizar sus operaciones de financiamiento.
---------	---

Tabla 4.1 - Leyes Secundarias

Fuente: www.presidencia.gob.mx

[*Leyes nuevas]

4.3.1 Disposiciones para las Asignaciones en México

De acuerdo a la Ley de Hidrocarburos en su Título Segundo, Capítulo Uno “De las Asignaciones”, las disposiciones para las asignaciones quedan de la siguiente forma.

Generalidades

El Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría de Energía, podrá otorgar y modificar Asignaciones exclusivamente a empresas productivas del estado como lo es Petróleos Mexicanos.



El Asignatario debe tener y demostrar que tiene la capacidad técnica, financiera y de ejecución para extraer los Hidrocarburos de forma eficiente y competitiva.

Las asignaciones podrán cederse o hasta renunciar a ellas. En el caso de cesión deberá ser exclusivamente a otra empresa productiva del Estado, con la autorización de la Secretaria de Energía. En caso de renuncia el Área de Asignación será devuelta al Estado, sin cargo, pago, ni indemnización alguna por parte de éste.

Los asignatarios podrán celebrar con particulares contratos de servicios para las actividades relacionadas con dichas Asignaciones, bajo esquemas que les permitan la mayor productividad y rentabilidad, siempre que la contraprestación se realice en efectivo.

Para otorgar una Asignación, la Secretaría de Energía (con opinión favorable de la Comisión Nacional de Hidrocarburos), deberá emitir un dictamen técnico, que contendrá los siguientes aspectos:

- a) El Área de Asignación
- b) Los términos y condiciones que deberán observarse en la Exploración y en la Extracción de Hidrocarburos
- c) Las condiciones y los mecanismos para la reducción o devolución del Área de Asignación
- d) La vigencia, así como las condiciones para su prórroga
- e) La adquisición de garantías y seguros
- f) El porcentaje mínimo de contenido nacional
- g) El plazo para que el Asignatario presente a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para su aprobación, el plan de Exploración o el plan de desarrollo para la Extracción, según corresponda

Revocación

Las causas de revocación de una Asignación son:

- a) Que el Asignatario suspenda las actividades por más de ciento ochenta días de forma continua en el Área de Asignación, sin causa justificada, ni autorización de la Comisión Nacional de Hidrocarburos en los términos que establezca el título de Asignación
- b) Que el Asignatario no cumpla con el plan de Exploración o de desarrollo para la Extracción autorizada, sin causa justificada, conforme a los términos y condiciones de la Asignación otorgada
- c) Que se presenten accidentes graves causados por dolo o culpa del Asignatario
- d) Que el Asignatario remita de forma dolosa información falsa o incurra de forma sistemática en la omisión o entorpecimiento en la entrega de información y reportes a las Secretarías de Energía, de Hacienda y Crédito Público o de Economía, a la Comisión Nacional de Hidrocarburos o a la Agencia
- e) Que el Asignatario remita de forma dolosa reportes falsos de la producción de Hidrocarburos
- f) Las demás causales que se establezcan en el título de Asignación

El Asignatario transferirá al Estado sin cargo, ni pago, ni indemnización alguna y, en buen estado de conservación y funcionamiento todos los inmuebles, instalaciones, equipos, y cualesquiera otros bienes de similar naturaleza, sin los cuales no podrían llevarse a cabo las actividades de Extracción en dicha área pero mantendrá la propiedad de los bienes e instalaciones que no sean conexos o accesorios exclusivos del área recuperada.

De las dependencias y sus obligaciones

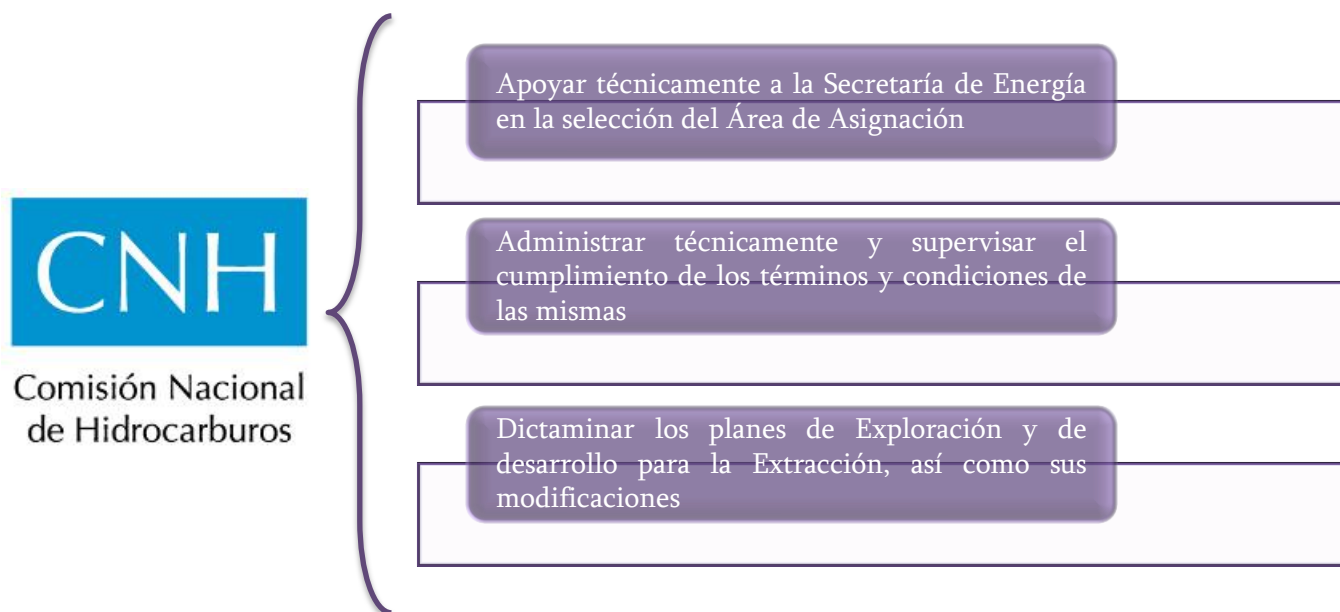


Figura 4.2 - Obligaciones de la CNH con respecto a asignaciones

*Fuente: Leyes Secundarias

4.3.1.1 Tributación a la que quedan sujetas las Asignaciones

Como complemento a la Ley de Hidrocarburos se creó la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, en la cual se establece el régimen específico de derechos para las asignaciones, de las que actualmente es titular Pemex y que en un futuro puedan recibir otras empresas productivas del Estado, aunque se conserva la estructura y carga fiscal que actualmente se encuentra regulada en la Ley Federal de Derechos, manteniendo su carácter tributario.

Dentro de esta Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, algunos artículos prevén pagos anuales obligatorios para los asignatarios, los cuales se resumen en el siguiente cuadro:

Art. 40 "Derecho Ordinario"

- Tasa 71.5% del VAPyGN (menos las deducciones permitidas)

Art. 41 "Derecho para la investigación científica y tecnológica en materia de energía"

- Tasa 0.65% del VAPyGN

Art. 42 "Derecho para la fiscalización petrolera"

- Tasa 0.003% del VAPyGN

Art. 43 "Derecho para regular y supervisar la exploración y extracción de hidrocarburos"

- Tasa 0.03% del VAPyGN

Art. 45 "Derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización"

- Sí el precio del barril de petróleo es mayor a 22 dls
- Tasa (en función del precio del barril) 1 - 10% del valor anual del total de las extracciones de Petróleo en el año

Art. 46 "Derecho extraordinario sobre la exportación de Petróleo"

- Sí el precio promedio ponderado anual del barril de Petróleo mexicano en el mercado internacional sea mayor al precio estimado
- Tasa 13.1% de la diferencia de precios por volumen total de exportación acumulado de Petróleo

Art. 48 "Derecho sobre extracción de hidrocarburos"

- Sólo en los campos definidos por la ley
- Tasa 15% del VAPyGN

Art. 49 "Derecho especial sobre hidrocarburos"

- Sólo en los campos definidos por la ley
- Tasa 30% del VAPyGN (menos las deducciones permitidas)

Art. 52 "Derecho adicional sobre hidrocarburos"

- Sólo en los campos definidos por la ley y sí el valor promedio acumulado anual del petróleo equivalente por barril extraído es mayor a 67.9 dls
- Tasa (Calculado por cada ejercicio)

Figura 4.3 - Pagos a los que quedan sujetos los Asignatarios

*Fuente: Leyes Secundarias

*VAPyGN: Valor Anual del Petróleo y Gas Natural extraído

Donde:

- 💧 *Valor del Petróleo extraído*: precio promedio de exportación por barril de Petróleo multiplicado por el volumen de barriles de Petróleo extraído en el campo en el periodo que corresponda.
- 💧 *Valor del Gas Natural extraído*: precio promedio que en el periodo que corresponda haya tenido la unidad térmica de Gas Natural multiplicado por el volumen de Gas Natural extraído en el campo.

De igual manera, y derivado de la incorporación de Pemex al esquema de tributación general, es decir, sujeto al pago del impuesto sobre la renta, se propone no considerar los ingresos derivados de las asignaciones como acumulables, ni los derechos, costos, gastos e inversiones asociados a las asignaciones como deducibles para efectos de dicho impuesto.

Cuando exista una migración del esquema de asignaciones al esquema de contrato de licencia, de utilidad o producción compartida, la Secretaria de Hacienda y Crédito Público determinará la tasa y base aplicable a la utilidad operativa o al valor contractual de los hidrocarburos; asimismo, fijará las condiciones económicas relativas a los términos fiscales de los contratos.

Se prevé, además, que para el caso en que Pemex obtenga la migración de sus asignaciones a contratos durante el presente año, continuará pagando derechos por sus actividades hasta el final del ejercicio, e iniciará a pagar las contraprestaciones previstas en los contratos a partir del 1 de enero del siguiente año.

4.3.2 Disposiciones para los Contratos en México

De acuerdo a la Ley de Hidrocarburos en el título segundo capítulo dos, “De los Contratos para la Exploración y Extracción”, las disposiciones para los contratos quedan de la siguiente forma:

Generalidades

Solo el Ejecutivo Federal (Estado Mexicano), por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, podrá celebrar Contratos para la Exploración y Extracción con Petróleos Mexicanos, empresas productivas del Estado o Personas Morales, siempre que sean sociedades mercantiles constituidas de conformidad con la legislación mexicana. En todos los contratos deberá establecerse, sin excepción alguna, que los Hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la Nación.

La Secretaría de Energía deberá autorizar, de forma previa, la celebración de alianzas o asociaciones, en los que se ceda:

- a) El control corporativo y de gestión del Contratista
- b) El control de las operaciones en el Área Contractual, de forma parcial o total (El contratista deberá comprobar que cuenta con la experiencia, las capacidades técnicas y financieras para dirigir y llevar a cabo las actividades en el Área)

Dentro de los términos y lineamientos para la licitación de Contratos se podrá incluir la participación del Estado Mexicano a través de Petróleos Mexicanos, de cualquier otra empresa productiva del Estado o de un vehículo financiero especializado del Estado Mexicano, en los siguientes casos:

- a) Cuando el Área Contractual objeto de la licitación coexista, a distinta profundidad, con un Área de Asignación
- b) Cuando existan oportunidades para impulsar la transferencia de conocimiento y tecnología para el desarrollo de las capacidades de Petróleos Mexicanos u otra empresa productiva del Estado
- c) Cuando se trate de proyectos que se deseen impulsar a través de un vehículo financiero especializado del Estado Mexicano

En el caso del inciso b) y c) la inversión no podrá ser mayor al 30% de la inversión del proyecto.

La Secretaría de Energía establecerá una participación obligatoria de Petróleos Mexicanos u otra empresa productiva del Estado en los Contratos para la Exploración y Extracción en aquellas Áreas Contractuales en las que exista la posibilidad de encontrar yacimientos transfronterizos. Dicha participación será de al menos veinte por ciento de la inversión del proyecto.

Licitación

El proceso de licitación abarcará los actos y las etapas que se establezcan en los lineamientos y las disposiciones que para tal efecto emitan la Secretaría de Energía y la Comisión Nacional de Hidrocarburos, respectivamente

Las bases del procedimiento de licitación y adjudicación de los Contratos para la Exploración y Extracción, que se pongan a disposición de los interesados, deberán:

- a) Sujetarse a los lineamientos técnicos y a las condiciones económicas relativas a los términos fiscales que para cada caso establezcan la Secretaría de Energía y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, respectivamente.

- b) Señalar, entre otros aspectos, el tipo de contrato, los criterios y plazos para el proceso de precalificación y de aclaración de las bases, la variable de adjudicación, el mecanismo para determinar al ganador y, en su caso, la modificación de sus términos y condiciones
- c) Contar con opinión previa de la Comisión Federal de Competencia Económica, la cual versará exclusivamente sobre el mecanismo de selección del ganador y deberá ser proporcionada en un plazo no mayor a 30 días a partir de la solicitud correspondiente

Cláusulas

Las cláusulas con las que al menos deberá contar cualquier contrato de Exploración y Extracción, son:

- a) La definición del Área Contractual
- b) Los planes de Exploración y de desarrollo para la Extracción, incluyendo el plazo para su presentación
- c) El programa mínimo de trabajo y de inversión, en su caso
- d) Las obligaciones del contratista, incluyendo los términos económicos y fiscales
- e) La vigencia, así como las condiciones para su prórroga
- f) La adquisición de garantías y seguros
- g) La existencia de un sistema de auditorías externas para supervisar la efectiva recuperación, en su caso, de los costos incurridos y demás contabilidad involucrada en la operación del contrato
- h) Las causales de terminación del contrato, incluyendo la terminación anticipada y la rescisión administrativa
- i) Las obligaciones de transparencia que posibiliten el acceso a la información derivada de los contratos, incluyendo la divulgación de las contraprestaciones, contribuciones y pagos que se prevean en el propio contrato
- j) El porcentaje mínimo de contenido nacional
- k) Las condiciones y los mecanismos para la reducción o devolución del Área de Contractual
- l) La solución de controversias, incluyendo los medios alternativos de solución de conflictos
- m) Las penas aplicables en caso de incumplimiento de las obligaciones contractuales
- n) La responsabilidad del Contratista y del operador conforme a las mejores prácticas internacionales
- o) La observancia de mejores prácticas internacionales para la operación en el Área Contractual

Revocación de Contratos

El Ejecutivo Federal, a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos se reserva el derecho de rescindir administrativamente los Contratos y recuperar el Área Contractual únicamente cuando se presente alguna de las siguientes causas graves:

- a) Que el Contratista no inicie o suspenda las actividades por más de ciento ochenta días de forma continua en el Área Contractual, sin causa justificada, ni autorización de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- b) Que el Contratista no cumpla con el plan de Exploración o de desarrollo para la Extracción autorizado o el compromiso mínimo de trabajo, sin causa justificada, conforme a los términos y condiciones del Contrato para la Exploración y Extracción.
- c) Que el Contratista ceda parcial o totalmente la operación o los derechos conferidos en el Contrato de Exploración y Extracción, sin contar con la autorización previa en términos de lo dispuesto en el artículo 15 de esta Ley.
- d) Que exista invalidez de los actos que dieron origen al contrato.
- e) Que se presenten accidentes graves causados por dolo o culpa del Contratista.
- f) Que el Contratista remita de forma dolosa información falsa o incurra de forma sistemática en la omisión o entorpecimiento en la entrega de información y reportes a las Secretarías de Energía, de Hacienda y Crédito Público o de Economía, a la Comisión Nacional de Hidrocarburos o a la Agencia.
- g) Que el Contratista remita de forma dolosa reportes falsos de la producción de Hidrocarburos.
- h) Que el Contratista incumpla una resolución definitiva de órganos jurisdiccionales federales, que constituya cosa juzgada.
- i) Que el Contratista omita, sin causa justificada, algún pago al Estado o entrega de Hidrocarburos a éste, conforme a los plazos y términos estipulados en el Contrato.

Como consecuencia de la recuperación del Área Contractual, el Contratista transferirá al Estado sin cargo, ni pago, ni indemnización alguna, el Área Contractual. Además entregará al estado todos los inmuebles, instalaciones, equipos, y cualesquiera otros bienes de similar naturaleza, sin los cuales no podrían llevarse a cabo las actividades de Extracción en dicha área.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos y los Contratistas no se someterán, en ningún caso, a leyes extranjeras. El procedimiento arbitral en todo caso, se ajustará a lo siguiente:

- a) Las leyes aplicables serán las Leyes Federales Mexicanas;
- b) Se realizará en idioma español, y

- c) El laudo será dictado en estricto derecho y será obligatorio y firme para ambas partes.

Migración de Asignaciones a Contratos

Un aspecto notable que regula esta Ley es el caso de la migración de asignaciones a contratos para la Exploración y Extracción, que Petróleos Mexicanos o cualquier empresa productiva del Estado puede solicitar a la Secretaría de Energía. En este caso, la Secretaría de Energía resolverá con la asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Esta migración ofrece la oportunidad de cambiar de régimen fiscal, mientras las Asignaciones se encontrarán sujetas a un esquema de pago de derechos específico, los Contratos para la Exploración y Extracción se encontrarán sujetos a un régimen fiscal en el que se prevén distintas contraprestaciones que se adecuarán a las condiciones y requerimientos de cada proyecto, por lo que podrán establecerse alianzas o asociaciones con terceros (personas morales).

Las alianzas o asociaciones podrán realizarse bajo esquemas que permitan la mayor productividad y rentabilidad, incluyendo modalidades en las que podrán compartir costos, gastos, inversiones, riesgos, así como utilidades, producción y demás aspectos de la Exploración y la Extracción.

Para la selección de un socio se deberá pasar por un proceso de licitación que represente las mejores condiciones de trabajo y que más convenga a la Nación. Dicha licitación se llevará a cabo por la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Además se deberá tener la opinión favorable por parte de la empresa productiva del Estado del participante propuesto para la asociación.

De las dependencias y sus obligaciones con relación a los Contratos

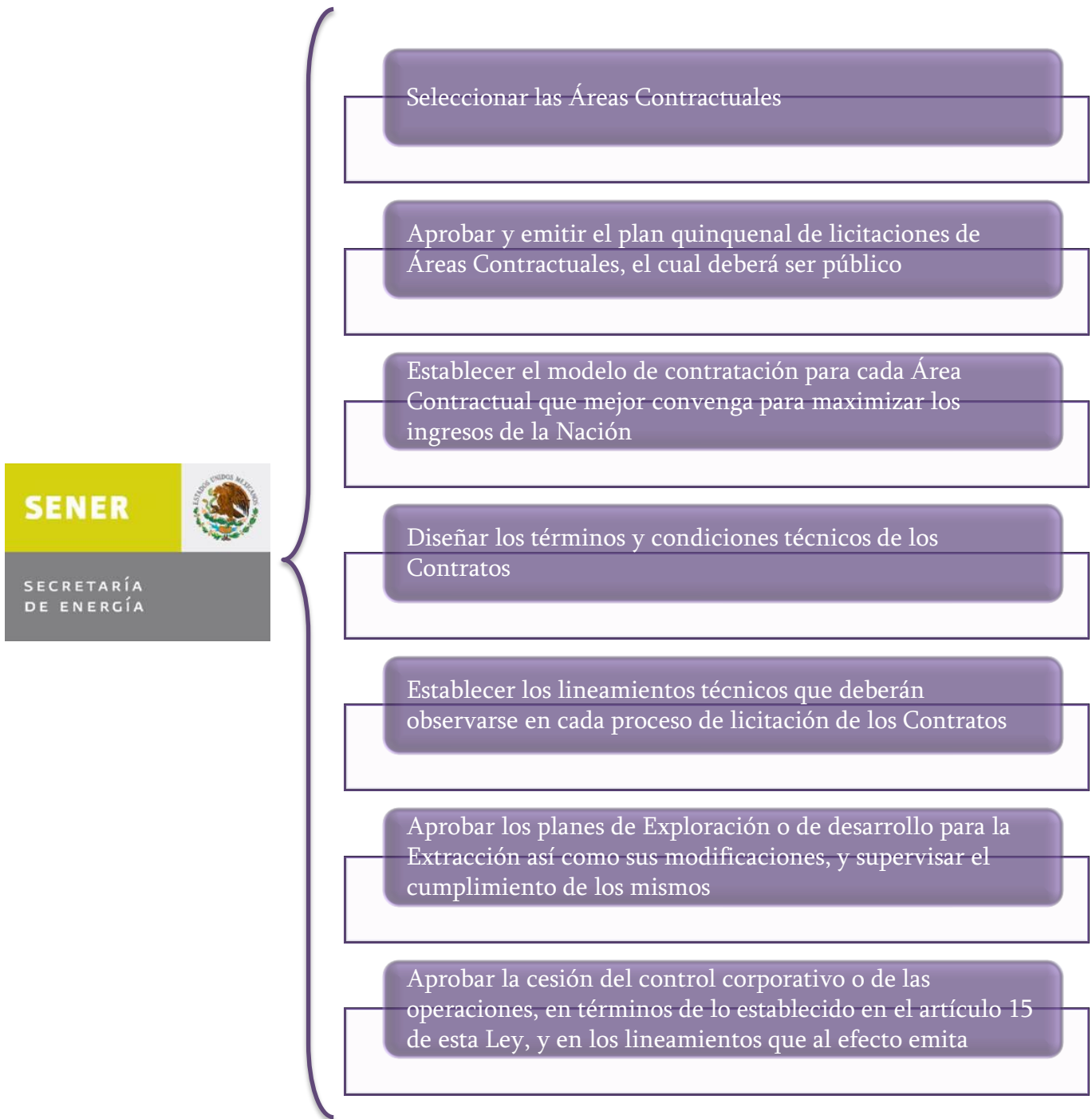


Figura 4.4 - Obligaciones de la SENER con respecto a contratos

*Fuente: Leyes Secundarias



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Apoyar técnicamente a la Secretaría de Energía en la selección de las áreas y a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en aspectos financieros de los Contratos.

Proponer a la Secretaría de Energía el plan quinquenal de licitaciones de Áreas Contractuales

Emitir las bases que se observarán en el procedimiento de licitación y adjudicación de Contratos para la Exploración y Extracción

Realizar las licitaciones para la adjudicación de los Contratos para la Exploración y Extracción

Suscribir los Contratos para la Exploración y Extracción

Administrar y supervisar, en materia técnica, los Contratos para la Exploración y Extracción (con opción a recibir ayuda de terceros)

Aprobar, en su caso, la modificación, cancelación o terminación de los Contratos

Dictaminar técnicamente los planes de Exploración o de desarrollo para la Extracción

Aprobar los programas anuales de inversión y operación de los Contratos

Figura 4.5 - Obligaciones de la CNH con respecto a contratos

*Fuente: Leyes Secundarias

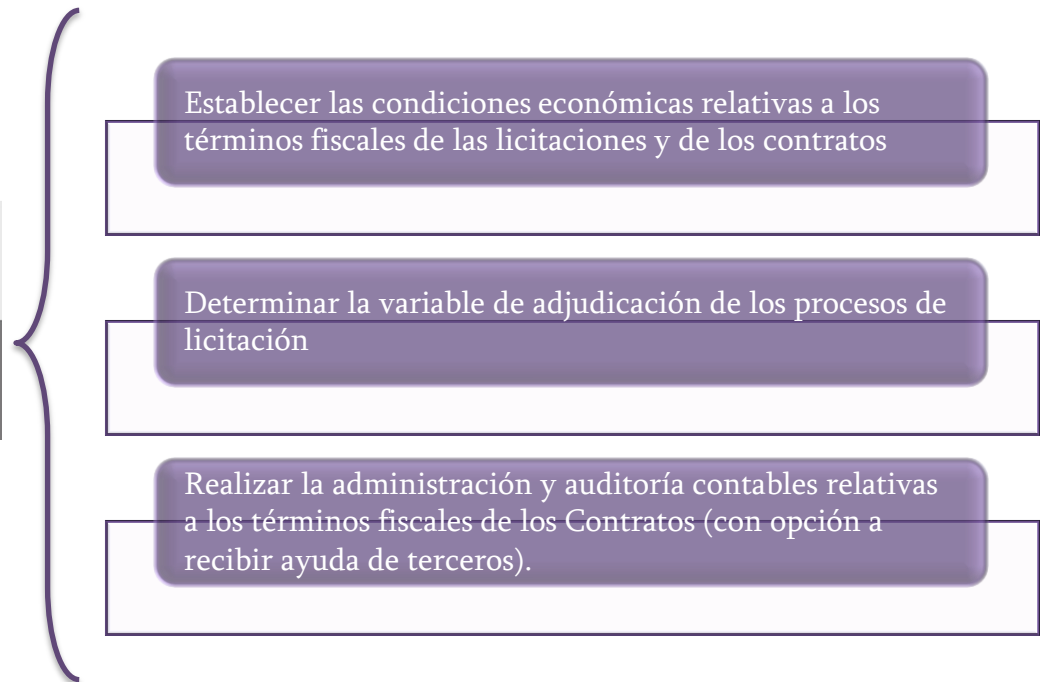


Figura 4.6 - Obligaciones de la SHCP con respecto a contratos

*Fuente: Leyes Secundarias

4.3.2.1 Contraprestaciones a los que quedan sujetos los Contratos

Contraprestaciones en común

A favor del Estado

1. Cuota contractual para la fase exploratoria

Se trata de un pago que realiza el contratista mientras el proyecto se encuentra en fase de exploración. Permite al Estado contar con flujos de efectivo antes de que inicie la producción de hidrocarburos y es un incentivo al contratista para el pronto desarrollo del proyecto. La iniciativa prevé el pago mensual de 2,650 pesos por kilómetro cuadrado durante los primeros 60 meses (5 años) de vigencia del contrato, el cual se incrementará a 4,250 pesos por kilómetro cuadrado a partir del mes 61. Estos montos aplicarán al área que esté asociada a cada contrato, y serán actualizados conforme a la inflación.

2. Regalías

Consiste en un pago equivalente a un porcentaje del valor de los hidrocarburos producidos. La propuesta establece una tasa diferenciada para cada tipo de hidrocarburo (petróleo, gas natural y condensados) que aumentará con-forme aumente el precio del hidrocarburo (regalía moderada), con lo que se establece progresividad en los recursos que obtiene el Estado respecto a los precios incentivar la participación. Por ejemplo se prevé que cuando el precio del gas natural sea menor a \$5 dólares por millón de BTU no

se aplique la regalía al gas natural no asociado, reconociendo que dichos proyectos, y en particular los de gas de lutitas, son poco rentables a precios menores al mencionado.

Contraprestaciones en los contratos de utilidad y de producción compartida

A favor del Estado:

1. Porcentaje de la utilidad operativa

Cada periodo deberá determinarse la utilidad operativa, misma que se calculará disminuyendo del valor contractual de los hidrocarburos el monto de las regalías generadas en el periodo y los costos de recuperación (costos, gastos e inversiones).

Cabe señalar que por lo que respecta a las inversiones (activos fijos), se establecen porcentajes de deducción para los bienes utilizados en las actividades de exploración y producción distintos a los establecidos en la Ley del Impuesto sobre la Renta. Para el resto de las inversiones se utilizarán los porcentajes establecidos en la Ley del Impuesto sobre la Renta.

***Condiciones**

El Estado podrá incluir límites a las deducciones totales aplicables por periodo. Las inversiones que siendo deducibles rebasen el límite antes señalado, 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.

Los costos, gastos y deducciones que excedan al valor contractual de los hidrocarburos (disminuido de las regalías efectivamente pagadas), podrán deducirse en un plazo de 10 ejercicios.

El pago de las contraprestaciones en los contratos de utilidad compartida se realizará en efectivo, en tanto que en los contratos de producción compartida la contraprestación se realizará en especie.

A favor del Contratista:

1. La recuperación de los costos

El contratista obtendrá como contraprestación ciertas cantidades por concepto de recuperación de costos, gastos e inversiones reconocidos conforme a los lineamientos que emitirá la SHCP, mismos que tendrán un límite de recuperación.

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 conceptos tales como: costos financieros, donativos, asesoría, aquéllos que se incurran por negligencia del contratista, 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, 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.

2. Un porcentaje 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.

***Condiciones**

El pago de las contraprestaciones en los contratos de utilidad compartida se realizará en efectivo, en tanto que en los contratos de producción compartida la contraprestación se realizará en especie.

Cada contrato debe contener los mecanismos que se utilizarán para determinar los precios contractuales para el petróleo crudo, gas natural y condensados, considerando para dichos efectos los ajuste que tengan que llevarse a cabo por la calidad, contenido de azufre, grados API, etc.

Contraprestaciones en los contratos de Licencia

A favor del Estado

1) Bono a la Firma

El cual será determinado por la SHCP y pagado en efectivo para cada contrato. Su monto y las condiciones de pago, se incluirán en las bases de la licitación o en los contratos respectivos.

2) Cuota contractual en la fase exploratoria y Regalías

El contratista deberá pagar mensualmente una cuota al Estado a partir del momento en el que se formalice el contrato y regalías en los términos mencionados en la ley.

3) Contraprestación

Se determinará en los contratos considerando la aplicación de una tasa sobre cualquiera de los siguientes conceptos:

- a. El valor contractual de los hidrocarburos: Se disminuirá del valor contractual de los hidrocarburos, el monto de las regalías efectivamente pagadas por el contratista y los costos y gastos incurridos en el periodo; así como la parte proporcional de las inversiones, requerido para la ejecución del contrato.
- b. La utilidad operativa: Cada periodo deberá determinarse la utilidad operativa, misma que se calculará disminuyendo del valor contractual de los hidrocarburos

el monto de las regalías generadas en el periodo y los costos de recuperación (costos, gastos e inversiones).

A favor del Contratista

La contraprestación consistirá en la transmisión onerosa de los hidrocarburos. Asimismo, al igual que lo dispuesto para los contratos de utilidad y producción compartida, en tanto no exista producción contractual, bajo ninguna circunstancia serán exigibles las contraprestaciones a favor del contratista ni se le otorgará anticipo alguno.

Contraprestaciones en los contratos de servicio

En estos contratos los contratistas entregarán la totalidad de la producción al Estado y las contraprestaciones a favor del contratista serán pagaderas en efectivo considerando los estándares o usos de la industria. La contraprestación será pagada por el Fondo Mexicano del Petróleo con los recursos que se generen de la comercialización de los productos que deriven de cada contrato. En estos contratos no serán aplicables los pagos por concepto de cuota contractual para la fase exploratoria ni las regalías mencionadas anteriormente.

4.3.3 Regulación adicional para los Contratos y Asignaciones

Comercialización de Hidrocarburos

El Estado deberá comercializar la producción de hidrocarburos que resulte de los contratos de utilidad compartida y de producción compartida, en este último caso por la producción que le corresponda. Para lo anterior se contempla que la Comisión Nacional de Hidrocarburos podrá contratar a Petróleos Mexicanos o alguna de sus filiales, a otra empresa productiva del Estado o a otras personas morales para que realice la comercialización de Hidrocarburos. La selección del o los comercializadores se deberá realizar a través de una licitación pública que se apege a los principios de transparencia y honestidad.

Contratos para la Exploración y Extracción del Gas Grisú

Esta Ley prevé que no será necesario llevar a cabo un proceso de licitación para las actividades de exploración y extracción de Gas Natural contenido en una veta de carbón mineral, sino que el contrato se podrá adjudicar directamente a los titulares de las concesiones mineras, exclusivamente y producido en la misma.

En estos casos, la Comisión Nacional de Hidrocarburos suscribirá el Contrato correspondiente, siempre y cuando los concesionarios mineros acrediten, ante la Secretaría de Energía, que cuentan con solvencia económica y capacidad técnica, administrativa y financiera necesaria para llevar a cabo las actividades de exploración y extracción de Hidrocarburos.

Autorizaciones

Las actividades que lleven a cabo los asignatarios y contratistas que se encuentran sujetas a una autorización por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos son:

- a) La perforación de pozos exploratorios
- b) La perforación en aguas profundas y ultraprofundas
- c) Modelos de diseño de pozos
- d) El reconocimiento y la exploración superficial

Y se podrán revocar dichas autorizaciones por cualquiera de las siguientes causas:

- a) Que los Autorizados no otorguen o no mantengan en vigor las garantías, seguros o cualquier otro instrumento financiero requerido conforme a la regulación aplicable
- b) Que los Autorizados no cumplan con la regulación que al efecto emita la Comisión Nacional de Hidrocarburos, así como con las condiciones establecidas en la autorización
- c) Que los Autorizados no realicen el pago de las contribuciones y aprovechamientos correspondientes por su otorgamiento o, en su caso, renovación
- d) Las demás previstas en la autorización respectiva

Regulación y obligaciones para los asignatarios y contratistas

La Comisión Nacional de Hidrocarburos deberá emitir la regulación y supervisar su cumplimiento por parte de Asignatarios, Contratistas y Autorizados en las materias de su competencia, misma que deberá publicarse en el Diario Oficial de la Federación. Además se le atribuye la tarea de cuantificar el potencial de Hidrocarburos del país y generar indicadores de referencia para evaluar la eficiencia de los proyectos de exploración y extracción de Hidrocarburos.

Los Asignatarios y Contratistas tendrán derecho a reportar para efectos contables y financieros la Asignación o el Contrato para la Exploración y Extracción, así como los beneficios esperados del mismo, siempre y cuando se afirme en dicha Asignación o Contrato, de manera expresa, que los Hidrocarburos en el Subsuelo son propiedad del Estado Mexicano.

El conjunto de actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos que se realicen en territorio nacional a través de Asignaciones y Contratos de Exploración y Extracción deberá alcanzar, en promedio, al menos veinticinco por ciento de contenido nacional.

Con respecto a Zonas de Salvaguarda será el Ejecutivo Federal, a propuesta de la Secretaría de Energía, quien establecerá dichas áreas, que por sus características así lo ameriten.

Para los asignatarios y contratistas las obligaciones mas destacadas son:

- a) Contar con la autorización respectiva para llevar a cabo perforaciones previo al inicio de los trabajos correspondientes.
- b) Cumplir los términos y condiciones que se establezcan en las Asignaciones, Contratos para la Exploración y Extracción y autorizaciones.
- c) Abstenerse de ceder o traspasar, sin la autorización correspondiente, las Asignaciones o, en el caso de los Contratos, el control corporativo o de las operaciones.
- d) Permitir el acceso a sus instalaciones y facilitar la labor de los inspectores y verificadores de las Secretarías de Energía o de Hacienda y Crédito Público, de la Comisión Nacional de Hidrocarburos o de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.
- e) Dar aviso inmediato a las autoridades referidas en el inciso anterior y a las demás que resulten competentes, sobre cualquier siniestro, hecho o contingencia que, como resultado de sus operaciones, ponga en peligro la vida, la salud y seguridad públicas.
- f) Proporcionar el auxilio que les sea requerido por las autoridades competentes, en caso de emergencia o siniestro.
- g) Cumplir en tiempo y forma con las solicitudes de información y reportes que les requieran las autoridades competentes.

4.4 Nueva administración de los campos petroleros en México

México ahora tiene una nueva estructura en su industria petrolera que cambia completamente la forma de administrar los recursos petrolíferos y donde el estado es completamente responsable de buscar la forma en que la que se maximicen los ingresos para el país.

Es por ello que se prevén una serie de licitaciones para asignar las áreas con potencial petrolero a la empresa que ofrezca los mejores beneficios. A esta actividad se le denomina “Ronda”, siendo que la primera ronda esta programada para el periodo 2014-2015.

Asimismo dentro de la reforma se contempla un proceso, denominado Ronda 0, mediante el cual se le adjudica directamente a Pemex (sin necesidad de licitar) las áreas en exploración y los campos en producción que esta en mejor condición de operar, por

ser la única empresa que posee la información y capacidad técnica para explotar dichos campos a corto plazo, pero solo a través de asignaciones y con la previa autorización de la Secretaría de Energía.

A pesar de esto Pemex aun estará en condición de licitar en los proyectos que no solicitó o que no se le asignen, para así poder operarlos a través de contratos ya sea solo o en asociación con otra empresa.

4.4.1 Ronda 0

Con este proceso quedan seleccionados los campos que no quedarán sujetos a contratos de forma exclusiva para privados, pero que se manejarán a través de asignaciones con Pemex o en caso especial con contratos pero después de que Pemex solicite su migración a algún contrato específico.

Es así como se pretende que Pemex cuente con los recursos necesarios para asegurar sus niveles de producción de forma eficiente y una adecuada restitución de reservas, manteniendo su nivel de inversión en exploración, desarrollo y extracción y a largo plazo pueda multiplicarlo y pueda competir por áreas adicionales en rondas posteriores de licitación.

Áreas asignadas a Pemex

En reservas probadas y probables (2P) se asigna a Pemex un volumen de 20,589 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, es decir prácticamente el 100% del volumen solicitado en cuanto a reservas. Esto equivale a 15.5 años de producción si consideramos un nivel de producción estable de 2.5 millones de barriles diarios. Y en términos de recursos prospectivos, se asigna a Pemex 22,126 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, es decir el 67% de lo solicitado (Tabla 4.2).

Así, Pemex contará con el 83% de las reservas 2P y el 21% del recurso prospectivo del país. Y con lo que respecta a producción, las primeras 120 asignaciones entregadas a Pemex, cubren el 71% de la producción actual de petróleo, y el 73% de la producción nacional de gas natural.

En la Tabla 4.3 se muestran los volúmenes otorgados a Pemex pero por tipo de yacimiento, aguas someras, aguas profundas, chicontepec, crudos pesados y shale gas. Mientras que en la Figura 4.7, se muestra la ubicación de las áreas otorgadas y se observa como varía el tipo de yacimiento por su localización.

Tipo	Volumen Otorgado [mmbpce]	Relación Otorgado/Solicitado [%]	Superficie Otorgada [km ²]
Reservas 2P	20,589	100	17,010
Recursos Prospectivos	22,126	67	72,897
Convencional	18,222	70.9	64,489
No Convencional	3,904	51.6	8,408

Tabla 4.2 - Reservas y recursos prospectivos otorgados

*Fuente: SENER

Tipo/ Área	Reserva 2P [mmbpce]	Recurso Prospectivo [mmbpce]
Convencional	20,589	18,222
Aguas Someras	11,374	7,472
-Sureste (Pesados)	11,238	7,472
-Norte	136	-
Terrestre	8,818	5,913
-Sur	4,379	5,371
-Chicontepec	3,556	-
-Burgos	425	-
-Resto del Norte	459	542
Aguas Profundas	397	4,837
-Perdido	-	3,013
-HoloK-Han	397	1,824
No convencional	-	3,904
TOTAL	20,589	22,126

Tabla 4.3 - Reservas y recursos prospectivos otorgados por tipo de yacimiento

*Fuente: SENER

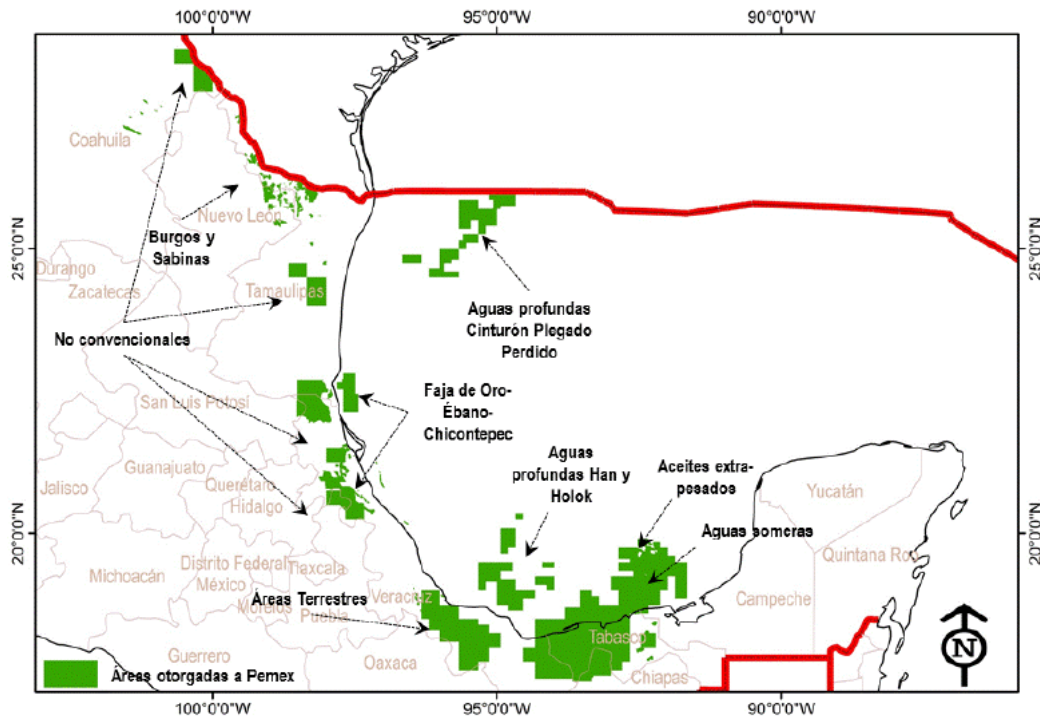


Figura 4.7 - Ubicación de las áreas otorgadas a Pemex en la ronda 0

*Fuente: SENER

En lo otorgado a Pemex se mantiene el balance y diversidad de campos y áreas prospectivas asignados, que se pretende le brinden bases sólidas para mantener su liderazgo en las áreas en las que ha destacado hasta ahora, como son aguas someras, y a través de proyectos futuros en asociación con otras compañías (después de la migración de asignaciones a contratos) le permitirán fortalecer sus capacidades en áreas como aguas profundas o no convencionales.

4.4.2 Ronda 1

Esta Ronda ofrece una diversidad de proyectos, generando escenarios adecuados para todo tipo de compañía, y consiste en un portafolio balanceado de áreas y de bloques que combinan oportunidades de exploración en áreas ya productoras, áreas relativamente nuevas o poco exploradas, áreas con recursos convencionales y áreas con yacimientos no convencionales de alto potencial prospectivo.

En la Ronda 1 se ofertarán 169 bloques, de los cuales, 109 corresponden a proyectos de exploración y 60 a proyectos de extracción. Dichos bloques cubren una superficie de 28,500 Km² del cual 91% corresponde a áreas de exploración y el restante 9% a campos en extracción. Es importante mencionar que esta información de la Ronda 1 es solo una aproximación de lo que verdaderamente se ofertara en licitaciones en el año 2015 y se ha obtenido directamente del portal de información de la Secretaria de Energía.

En la Figura 4.8 se aprecia la amplia gama de áreas a licitar, y como estas varían por tamaño, tipo de recursos y etapa de proyecto. En las áreas de reservas 2P (para extracción) se incluyen campos terrestres convencionales, aguas someras, campos de Chicontepec, campos ricos en aceites pesados y extra-pesados. Mientras que en las áreas con recursos prospectivos (para exploración) se encuentran también recursos convencionales y no convencionales.

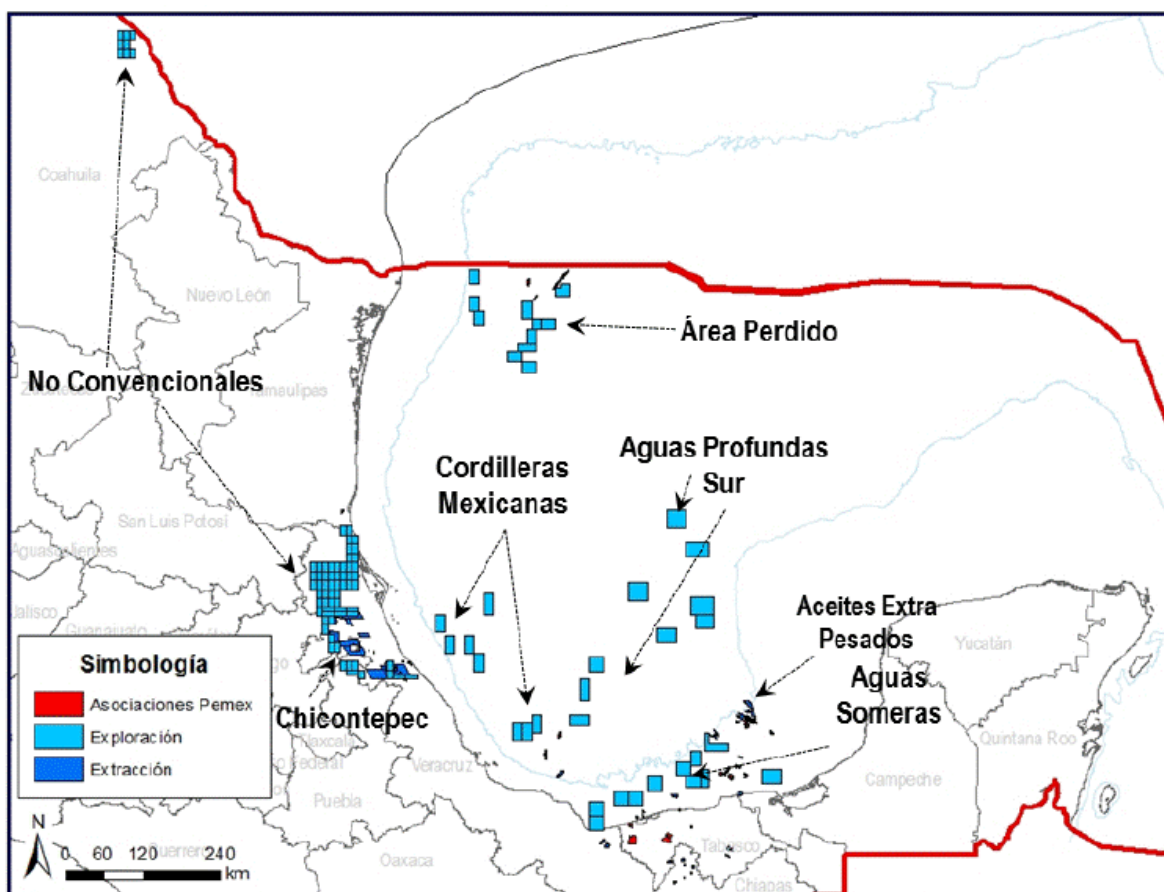


Figura 4.8 - Ubicación geográfica de las áreas a licitar en la Ronda 1

*Fuente: SENER

En lo que respecta a reservas 2P y recursos prospectivos las áreas a licitar representan un volumen de 3,782 y 14,606 (MMbpce), respectivamente. En la Tabla 4.4, se muestran los volúmenes y recursos prospectivos separados por área.

Área	Tipo	Volumen [mmbpce]	Bloques / Campos
Aguas Profundas (Área Perdido)	Recurso prospectivo	1,591	11
Aguas Profundas (Sur)	Recurso prospectivo	3,222	17
Chicontepec y no convencionales	Reserva 2P	2,678	28
	Recurso prospectivo	8,927	62
Terrestres, aguas someras y aceites extra-pesados	Reserva 2P	1,104	32
	Recurso prospectivo	724	11
No convencionales	Recurso prospectivo	142	8

Tabla 4.4 - Resumen de los recursos y reservas en la Ronda 1

*Fuente: SENER

Aguas Profundas (Área Perdido)

Para el Área de Perdido se proponen 11 áreas a licitar (recurso prospectivo total de 1,591 mmbpce) que van de 224 a 409 Km². De estas áreas ocho se encuentran localizadas en la parte del Cinturón Plegado.

Este sistema plegado está alineado con el mismo sistema donde se localizan los campos Baha, Trident y Great White en los Estados Unidos, y los pozos Trion-1, Supremus-1, PEP-1 y Maximino-1 en México. El sistema de fallas inversas y el fracturamiento asociado que afecta a las estructuras anticlinales considera rutas de migración que pueden facilitar la carga de hidrocarburos hacia los objetivos.

Se consideran 3 bloques al oeste de esta área para evaluar trampas de hidrocarburos asociadas con la sal alóctona, donde se han identificado estructuras importantes de aceite ligero y gas húmedo.

Aguas Profundas (Sur)

Los bloques identificados para la Ronda Uno en la provincia de Cordilleras Mexicanas pretende impulsar la región gasífera ya descubierta y continuar hacia la incorporación de reservas en aguas profundas de la Cuenca Salina, en donde existen buenas expectativas de encontrar hidrocarburos líquidos.

Los bloques propuestos tienen una superficie de 390 a 960 km², en función de la madurez de la exploración y de la profundidad oceánica en la región del Golfo de México. El recurso prospectivo estimado en los bloques delimitados asciende a 3,222 mmbpce.

Chicontepec y No Convencionales

Los recursos no convencionales en la Cuenca Tampico-Misantla son inmensos puesto que posee un recurso prospectivo estimado de 8,927 mmbpce siendo el área más sobresaliente en este ámbito. Y se propone licitarlo en 62 bloques de 120 km² en promedio.

Debido a la complejidad de estos campos se pretende que los proyectos sean de ciclo completo asegurando la vinculación secuencial de todas las etapas (exploración, caracterización, perforación, desarrollo y producción) de los yacimientos no convencionales de aceite y gas.

Los campos de Chicontepec propuestos en la Ronda 1, incluyen áreas complementarias a los actuales Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEPs) de Pemex. Se busca generar sinergias entre Pemex, los actuales socios de los CIEPs y las potenciales empresas participantes en esta ronda.

Aguas Someras

En las aguas someras de las Cuencas del Sureste se identificaron campos de aceite y gas que han permitido conocer la geología y el potencial petrolero de la región. La propuesta de bloques de la Ronda 1 busca acortar el tiempo entre nuevos descubrimientos adicionales y la producción de hidrocarburos. El tamaño de los 11 bloques propuestos varía de 313 a 630 km² y suman un recurso prospectivo de 724 mmbpce.

Aceites Extra-Pesados

En relación a los campos con aceites pesados y extra-pesados, la Ronda 1 incluye campos como Pit, Pohp y Tson, Alak, Kach y Kastelan los cuales presentan una excelente oportunidad de desarrollo. Asimismo, se encuentra el campo Kayab con reservas 2P certificadas.

No Convencionales

El objetivo de la propuesta de áreas en esta región es promover la realización de proyectos no convencionales de gas, en periodos de tiempo acordes con estándares industriales en este tipo de plays.

El tamaño promedio de los ocho bloques propuestos es de 112 km² y suman recursos potenciales de 142 mmbpce.

4.4.3 Asociaciones de Pemex

De acuerdo a la Ley de Hidrocarburos, Pemex podrá celebrar alianzas o asociaciones con otras empresas para operar las asignaciones que haya elegido migrar a contratos.

Bajo esta modalidad, Pemex podrá acelerar el desarrollo, incrementar la producción, acceder a mejores prácticas y tecnologías, liberar capacidad operativa y tener acceso a fuentes diversas de capital.

Como arranque por todo el cambio tras la reforma, Pemex considera conveniente formar diez asociaciones (en un lapso de 13 meses) en campos o agrupaciones de campos (Figura 4.9) que por su complejidad técnica y alta intensidad de capital requieren la participación de operadores privados para alcanzar su desarrollo óptimo.

Dichos campos cuentan con reservas 2P y 3P de 1,556.5 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce) y 2,664.0 MMbpce, respectivamente.

Los primeros dos paquetes de campos se pueden agrupar en uno solo, porque ambos consideran campos maduros, pero se dividen por ser terrestres o marinos. En estos campos se requiere poca inversión a corto plazo pero necesitan planes de explotación eficientes y donde la experiencia de algunas compañías internacionales en métodos de recuperación secundaria y mejorada es mucho más amplia.

El segundo paquete está enfocado a tres campos de crudo extra-pesado con densidad menor o igual a 11 grados API; que es como si fuera una miel pesada y por lo tanto representa un reto tecnológico para Petróleos Mexicanos: estos son Ayatsil, Tekel y Utsil.

El tercer paquete está asociado al desarrollo de dos campos gigantes de gas en aguas profundas que contienen 212 millones de barriles de petróleo crudo, equivalente en reservas 2P y suponen inversiones de 6,800 millones de dólares en un horizonte de diez años.

El cuarto paquete tiene como objetivo establecer dos asociaciones estratégicas y está enfocado a desarrollar los campos recientemente descubiertos en aguas profundas en el área de Perdido, en particular, Trión y Exploratus.

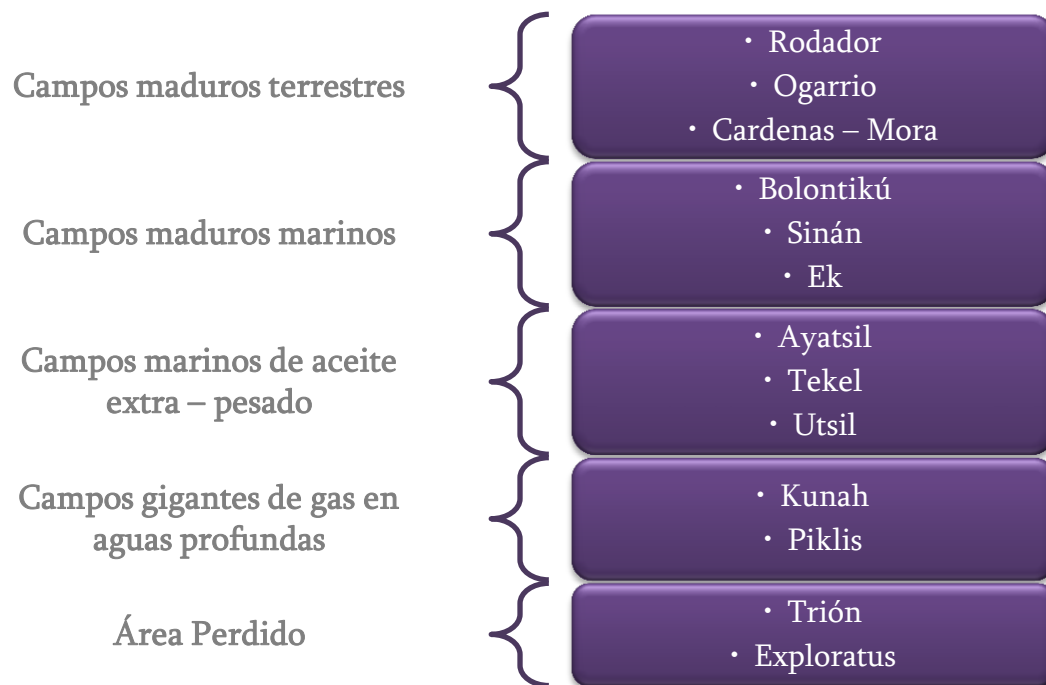


Figura 4.9 - Paquetes de campos para asociación con Pemex

*Fuente: SENER

En estos campos las compañías privadas podrán ofrecer sus servicios y de ello dependerá que Pemex y las dependencias competentes decidan la mejor opción para su asociación asistida de una adecuada selección de contrato.

5 Tipos de contratos en el mundo

5.1 México antes de la Reforma Energética

Como se ha venido mencionando en capítulos anteriores, la industria energética en México se encuentra rezagada. Los principales campos petroleros mexicanos están alcanzando su etapa de maduración y declinación. La tecnología y los recursos con los que cuenta el país no son suficientes para acceder a nuevos yacimientos de petróleo y gas natural no convencionales. Es por esto que con la Reforma Energética se pretende incrementar la cantidad de recursos energéticos producidos en México.

Antes de la Reforma Energética, la participación de particulares en México en el sector de los hidrocarburos se limitaba a contratos de servicios y toda la administración del petróleo recaía en Petróleos Mexicanos. (Tabla 5.1)

¿Tiene la participación de particulares?	• Limitada a algunos permisos
¿Quién administra el petróleo?	• Petróleos Mexicanos
¿Cómo participan los particulares en exploración y extracción?	• Contratos de Servicios (puros e incentivados)
¿Quién otorga las concesiones y/o contratos?	• Petróleos Mexicanos
¿Se permite la participación de empresas privadas en refinación y petroquímica?	• Sólo en petroquímica secundaria
¿Se permite la participación de empresas privadas en transporte?	• Transporte sólo de gas natural y L.P. a través de permisos. • Transporte en pipa de gasolina para franquicia Pemex

Tabla 5.1 - Estructura de los contratos en México, antes de la Reforma Energética

*Fuente: presidencia.gob.mx

A pesar de las grandes inversiones que han realizado Petróleos Mexicanos en el sector de los hidrocarburos, éstas no han sido suficientes, ya que los hidrocarburos cada vez son más difíciles y caros de extraer, y al estar en lugares de difícil acceso, se requiere mejor tecnología, más experiencia y, por supuesto, mayor inversión. Tal y como se muestra en la Figura 5.1, donde se observa la producción de petróleo comparada con las grandes inversiones que se han hecho.

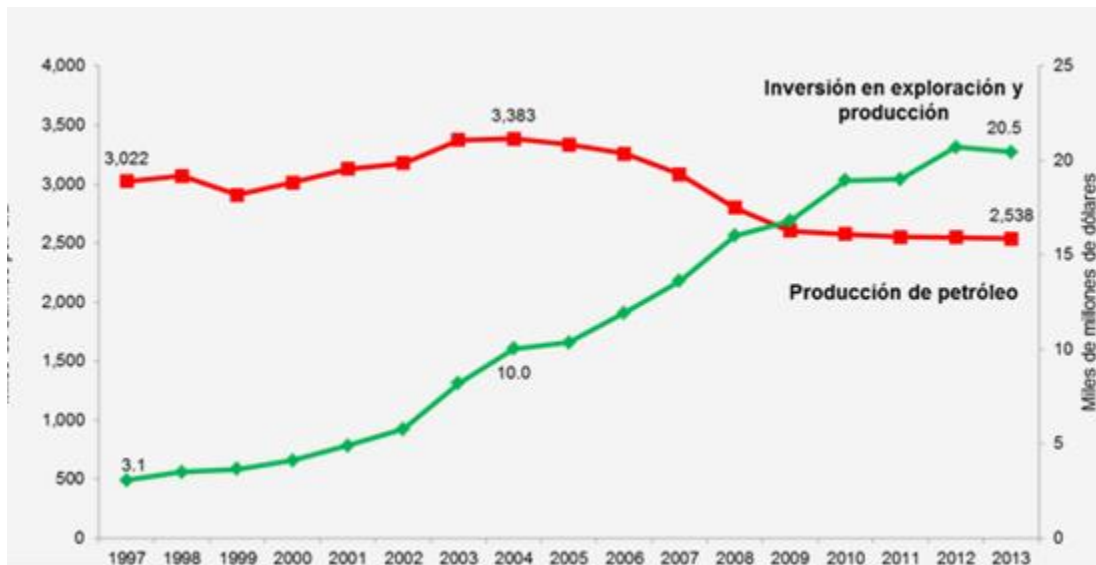


Figura 5.1 - Inversión de Pemex vs Producción de Petróleo

*Fuente: presidencia.gob.mx

Mientras que en Figura 5.2, se puede observar la producción de petróleo en México, Brasil y Colombia. Vemos como Brasil mostraba una tendencia ascendente en la producción, incluso antes de la Reforma, es decir, no podemos asegurar que la producción aumentó a partir de que se abrió la industria petrolera a los particulares, porque esa era la tendencia que estaba siguiendo la producción. Sin embargo, en Colombia vemos como hubo una declinación en la producción que a partir de implementar una Reforma se mantuvo constante y aproximadamente 10 años después tuvo un incremento.

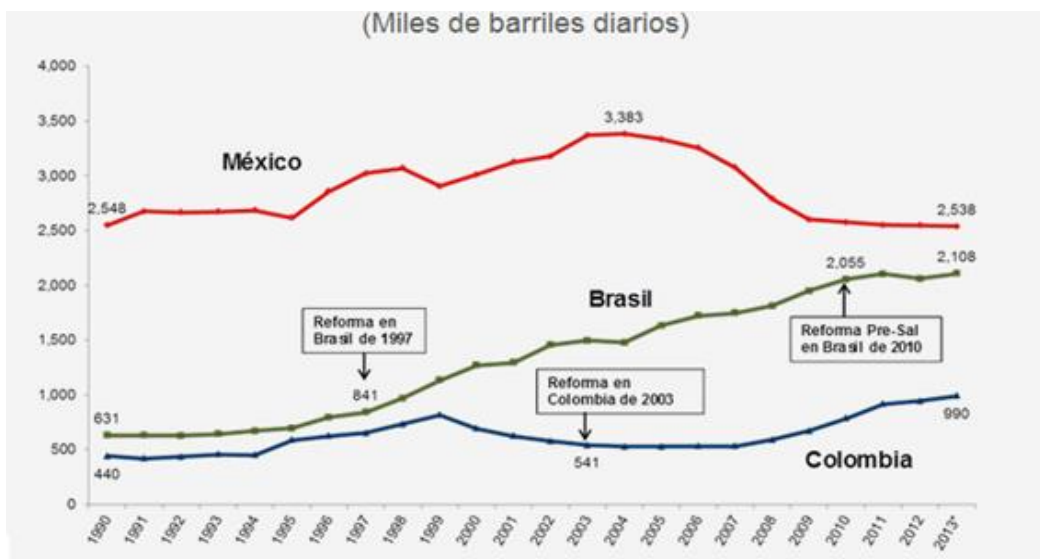


Figura 5.2 - Producción de Petróleo en México, Brasil y Colombia

*Fuente: presidencia.gob.mx

La Reforma Energética en México es ya un hecho. Y es imposible determinar a corto plazo si los resultados serán como se esperan.

5.2 Panorama internacional de los contratos petroleros

Muchos son los países que cuentan con la participación de capital privado en la industria petrolera. Países como China, Cuba, Argentina, Brasil y Colombia han modificado sus legislaciones, para que particulares puedan participar en el sector hidrocarburos. Esto les ha permitido incrementar su producción. Algunos de ellos han adoptado las concesiones, mientras que otros se han inclinado por todo tipo de contratos. En la siguiente tabla (Tabla 5.2) se muestran algunos de los países que permiten la participación de particulares en la industria petrolera, así como sus respectivas estructuras en cuanto a contratos petroleros.

	Argentina	Bolivia	Brasil	Chile
¿Tiene la participación de particulares?	Si	Si	Si	Si
¿Quién administra el petróleo?	El Poder Ejecutivo Nacional	El Ministerio de Hidrocarburos	El Ministerio de Energía	La Agencia Nacional de Energía y la Comisión Nacional de Desarrollo y Reforma
¿Cómo participan los particulares en exploración y extracción?	Concesiones	Contratos de Utilidad Compartida	Concesiones y Contratos de Utilidad Compartida	Concesiones y Contratos de Utilidad Compartida
¿Quién otorga las concesiones y/o contratos?	El Poder Ejecutivo Nacional	La empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos	La Agencia Nacional de Petróleo	El Ministerio de Energía
¿Se permite la participación de empresas privadas en refinación y petroquímica?	Si	Si	Si	Si
¿Se permite la participación de empresas privadas en transporte?	Transporte a través de permisos y concesiones	Transporte a través de concesiones y contratos	Transporte	Transporte a través de permisos o de asociaciones con la empresa

Tabla 5.2 - Panorama internacional de los contratos petroleros

*Fuente: presidencia.gob.mx

	China	Colombia	Cuba	Chile
¿Tiene la participación de particulares?	Si	Si	Si	Si
¿Quién administra el petróleo?	La Agencia Nacional de Energía y la Comisión Nacional de Desarrollo y Reforma	El Ministerio de Minas y Energía	Ministerio de Energía y Minas a través de la Oficina Nacional de Recursos Minerales	Secretaría de Hidrocarburos
¿Cómo participan los particulares en exploración y extracción?	Asociaciones y Contratos de Producción Compartida	Concesiones	Contratos de Producción Compartida	Concesiones y Contratos de Producción y Utilidad Compartida
¿Quién otorga las concesiones y/o contratos?	Las empresas del Estado, principalmente CNPC y CNOOC	La Agencia Nacional de Hidrocarburos	Secretaría de Hidrocarburos	Secretaría de Hidrocarburos
¿Se permite la participación de empresas privadas en refinación y petroquímica?	Si	Si	Si	Si
¿Se permite la participación de empresas privadas en transporte?	Transporte a través de asociaciones o contratos con las empresas estatales	Transporte a través de permisos y concesiones	Transporte a través de asociaciones	Transporte a través de asociaciones
	Estados Unidos	Noruega	Perú	Venezuela
¿Tiene la participación de particulares?	Si	Si	Si	Si
¿Quién administra el petróleo?	Las instituciones que cada estado determine y el Bureau of Ocean Energy Management	Ministerio del Petróleo y Energía con el apoyo y regulación del Directorado Noruego	Ministerio de Energía y Minas	Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería
¿Cómo participan los particulares en exploración y extracción?	Concesiones	Concesiones (Licencias)	Licencia y Servicios	Asociaciones de Producción Compartida
¿Quién otorga las concesiones y/o contratos?	Las instituciones que cada estado determine y el Bureau of Ocean Energy Management	El Ministerio del Petróleo y Energía con el apoyo y regulación del Directorio Noruego del Petróleo	Perupetro S.A.	Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería
¿Se permite la participación de empresas privadas en refinación y petroquímica?	Si	Si	Si	Si
¿Se permite la participación de empresas privadas en transporte?	Transporte a través de concesiones	Transporte a través de concesiones	Transporte a través de permisos y contratos	Transporte a través de empresas mixtas o con licencias y permisos para operar de forma individual

A continuación se explica más a detalle cómo es que operan los particulares y sus respectivos contratos en algunos de los países tras las reformas que han implementado.

5.2.1 Brasil

Brasil, de acuerdo al Fondo Monetario Internacional es la mayor economía en América latina y la segunda en América, tiene una población aproximada de 200 millones de personas y una extensión territorial más de 4 veces la de México.

En este país existe la participación de particulares en el sector de hidrocarburos, y para llevar a cabo las actividades de exploración y extracción se utilizan concesiones y contratos de producción compartida. Además se permite la participación de compañías privadas en las actividades de refinación, petroquímica y transporte.



Figura 5.3 - Ubicación geográfica de Brasil

*Fuente: maps.google.com.mx

Generalidades del sector petrolero en Brasil

Brasil tiene una larga historia petrolera que comenzó aproximadamente hace siglo y medio la cual ha evolucionado formidablemente conforme a las necesidades de su país y de la industria petrolera misma. Actualmente se encuentra entre los primeros diez países mas productores de petróleo en el mundo, con una producción diaria aproximada de 2.1 millones de barriles diarios (contemplando los condensados obtenidos del gas natural) y una reserva probada de cerca de 16 mil millones de barriles.

La mayor parte del petróleo de Brasil se produce actualmente en la región sureste del país, en los estados de Río de Janeiro y Espírito Santo. Más del 90 por ciento de la producción petrolera de Brasil está costa fuera, gran parte en aguas profundas, y se componen en su mayoría por aceites pesados.

Seis campos de la Cuenca de Campos (Marlim, Marlim Sul, Marlim, Roncador, Jubarte, y Barracuda) representan más de la mitad de la producción total de crudo de Brasil. Dichos campos están operados por Petrobras, con producciones de entre 100,000 y 350,000 barriles por día. Pero las compañías petroleras internacionales también juegan un papel importante en la producción brasileña, por ejemplo Shell que es operador en el proyecto Conchas y por su parte Chevron con el proyecto Frade, producen 75,000 y 85,000 barriles diarios, respectivamente.

De acuerdo con BP, Brasil cuenta con una capacidad de cerca de 2 millones de barriles diarios en refinación de petróleo, extendida entre 13 refinerías, de las cuales Petrobras opera 11 instalaciones, siendo la más grande Paulinia en Sao Paulo con capacidad de 360,000 barriles por día. La capacidad de refinación en Brasil es relativamente simple, lo que significa que el país debe exportar parte de su producción de crudo pesado y la importación de petróleo crudo ligero. Con la creciente demanda interna, las refinerías de Brasil están operando a plena capacidad.

Marco Regulatorio

Brasil ha pasado por distintas etapas en cuanto a su marco regulatorio petrolero, muy similares a las de México y otros países en Latinoamérica. Comenzando con su etapa de libre iniciativa privada (1864 - 1938), pasando por la nacionalización (1939 - 1953), el monopolio estatal (1954 - 1997) y por las ultimas reformas a partir de 1997 donde se permitió la inversión privada con control estatal por medio de la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP) y con cambios sustanciales en 2010 para las áreas de Pre-sal y algunas otras que el Estado defina como estratégicas.

Dentro de los principales actores en la industria petrolera brasileña se encuentran:

- 💧 El Ministerio de Minería y Energía (MME), está dividido en dos secretariados: Energía (cubre los sectores eléctricos y combustibles); y Minería y Metalurgia. El MME es también responsable de las entidades semiprivadas tales como la Agencia Nacional de Petróleo (ANP), y el regulador eléctrico Aneel. Asimismo comparte los directorios de la compañía estatal de combustibles Petrobras y la compañía estatal Eletrobras.
- 💧 La ANP (Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles), que es un organismo regulador de las actividades que realiza la industria del petróleo, gas natural y los biocombustibles en Brasil, promoviendo licitaciones y asignando los contratos en nombre del Estado con concesionarias, ligadas a la exploración, desarrollo y producción del crudo y gas natural, además fiscaliza en forma directa e indirecta las industrias reguladas del sector.
- 💧 Petrobras, fundada en 1953, es la tercera mayor compañía de energía del mundo. Siendo una sociedad anónima de capital abierto y de economía mixta, bajo control del gobierno brasileño, por medio del MME, líder del sector de petróleo y gas en Brasil, actuando de forma integrada en las industrias de exploración y producción, refinación, comercialización y transporte de petróleo y gas natural, petroquímica, distribución de derivados, energía eléctrica, biocombustibles y otras fuentes renovables de energía.

Como se había mencionado en Brasil coexiste un modelo petrolero híbrido, puesto que se utilizan para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos el sistema de concesión (después la reforma del 1997) y el sistema de contratos de producción compartida (a partir de 2010) exclusivamente para el desarrollo de los yacimientos en la región de “Pre-sal” y otras que posteriormente se definan como estratégicas.

Esta región denominada Pre-sal es un conjunto de rocas ubicadas en la región marina de Brasil, con potencial para la generación y acumulación de petróleo. Forma un intervalo de rocas que se extiende por debajo de una extensa capa de sal que alcanza un espesor de hasta 2.000 m. Se utiliza el término “pre” porque, en el transcurso del tiempo, se fueron depositando esas rocas antes de la capa de sal. La profundidad total de esas rocas, que es la distancia entre la superficie del mar y los yacimientos de petróleo por debajo de la capa de sal, puede llegar a más de 7 mil metros. Es un área estratégica donde se ha puesto especial atención por los gigantescos volúmenes de hidrocarburo que almacena con muy buenas propiedades (densidad promedio de 30° API).

En el contrato de concesión, la propiedad del petróleo y el gas extraídos son de la empresa concesionaria y al concedente es debido el pago de rentas bajo la denominación de participaciones especiales, bonificaciones de firma, alquiler de áreas y regalías. Por

otro lado, en el CPC establece que el contratado, en caso de descubrimiento comercial, adquiere el derecho a la apropiación del costo en aceite, del volumen de la producción correspondiente a los regalías debidos, así como la parte del excedente en petróleo, en proporción, condiciones y plazos en el contrato.

En el régimen Concesionario, corresponde a la ANP promover los estudios para la delimitación de los bloques y realizar las licitaciones para conceder el derecho de explotación. Concluidas las licitaciones, la ANP es responsable por la firma y la fiscalización de los contratos de concesión. Las rentas al gobierno serán:

- 💧 Bonificación de Firma: valor pagado para la obtención de la concesión del área
- 💧 Regalías: porcentaje sobre el valor de la producción a ser dividido entre la Unión, Estados y Municipios
- 💧 Participaciones Especiales: valor debido en campos de alta rentabilidad, cuyo cálculo incide sobre la ganancia del petróleo producido
- 💧 Pagos por la ocupación o retención de área: valor debido por la utilización de las áreas bajo concesión

Los contratos de concesión también prevén que, en caso de riesgo de desabastecimiento de combustibles en el País, las concesionarias atiendan prioritariamente las necesidades del mercado interno.

Mientras que dentro de la regulación de los contratos de producción compartida se estipulan los términos sobre los cuales se llevará a cabo el plan de trabajo sobre la exploración, el desarrollo y la producción. Además estipulan que deben realizarse las inversiones y los gastos necesarios, incluidos los equipos, maquinaria, personal, servicios y la tecnología apropiada. Estos contratos esclarecen que los yacimientos de Petróleo y Gas natural existentes al igual que los fluidos contenidos en ellos dentro del territorio nacional de Brasil pertenecen al Gobierno Federal.

Sólo en el caso de descubrimiento comercial, el Contratista tendrá derecho a recibir una parte de la producción de petróleo y gas natural producido, que puede llegar a ser hasta del 50% de la producción total en los dos primeros años de las explotación, y de hasta 30% de la producción en los años siguientes. Y como medida adicional en la reforma, se estableció que para estos contratos, y demás que se consideren estratégicos, Petrobras esta obligado a participar con un mínimo del 30% del proyecto.

Además el contratista estará obligado a pagar regalías mensualmente por cada campo en el que este laborando a partir del momento en el que inicie la producción. Las regalías de cada mes se determinarán multiplicando el equivalente al 15% del volumen total de la producción de petróleo y gas natural en el campo durante ese mes por sus respectivos precios de referencia. El Contratista deberá asignar fondos para las actividades de investigación y desarrollo e innovación en las áreas de interés y relevante para el

Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles, equivalente a por lo menos el 1% del valor bruto de la producción anual de petróleo y gas natural.

A continuación se muestra un ejemplo de contrato de producción compartida en aguas profundas y el ejemplo del modelo para una concesión.

Bloque Libra

El contrato de exploración y producción que se celebrará para este bloque se hará en la modalidad de reparto de producción, conforme a lo establecido en la Ley (n.º 12.351 de diciembre de 2010), que dispone sobre la contratación de actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural en áreas del pre-sal y en áreas estratégicas.

Contrata	• Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles
Contratista	• PETROBRAS ----- 40% • Shell ----- 20% • Total ----- 20% • CNPC ----- 10% • CNOOC ----- 10%
Tipo de contrato	• Producción Compartida
Duración	• 1ra fase: 1 año • 2da fase: 4 años
Año	• 2013

Tabla 5.3 - Ejemplo de contrato brasileño de producción compartida en bloque Libra

*Fuente: PETROBRAS

El bloque de Libra está ubicado en aguas ultraprofundas (tirante de agua cercano a 2000 metros) de la Cuenca de Santos, en el polígono del pre-sal (Figura 5.4), siendo considerado un prospecto de elevado potencial. El área tiene 1.547,76 km² y fue descubierta con la perforación del pozo 2-ANP-0002ARJS, perforado en 2010.

El contrato que se firmará establece que la fase exploratoria del bloque tendrá una duración de cuatro años. Durante este período, el consorcio deberá llevar a cabo las actividades del programa exploratorio mínimo que prevé obtención de datos sísmicos 3D en la totalidad del área del bloque, la perforación de dos pozos exploratorios y la realización de una prueba de larga duración.

Para la asignación de este contrato se considera que la integración de las habilidades y la experiencia de los participantes en el consorcio de Libra, en especial Shell y Total, por su amplia actividad internacional en oportunidades en macroproyectos de aguas

profundas contribuirán de forma significativa a la obtención de resultados más eficientes. La participación de las compañías chinas CNPC y CNOOC complementa los requisitos requeridos para un consorcio fuerte, debido a la robustez financiera y al historial de relaciones anteriores de empresas chinas con otras áreas de negocios de Petrobras.

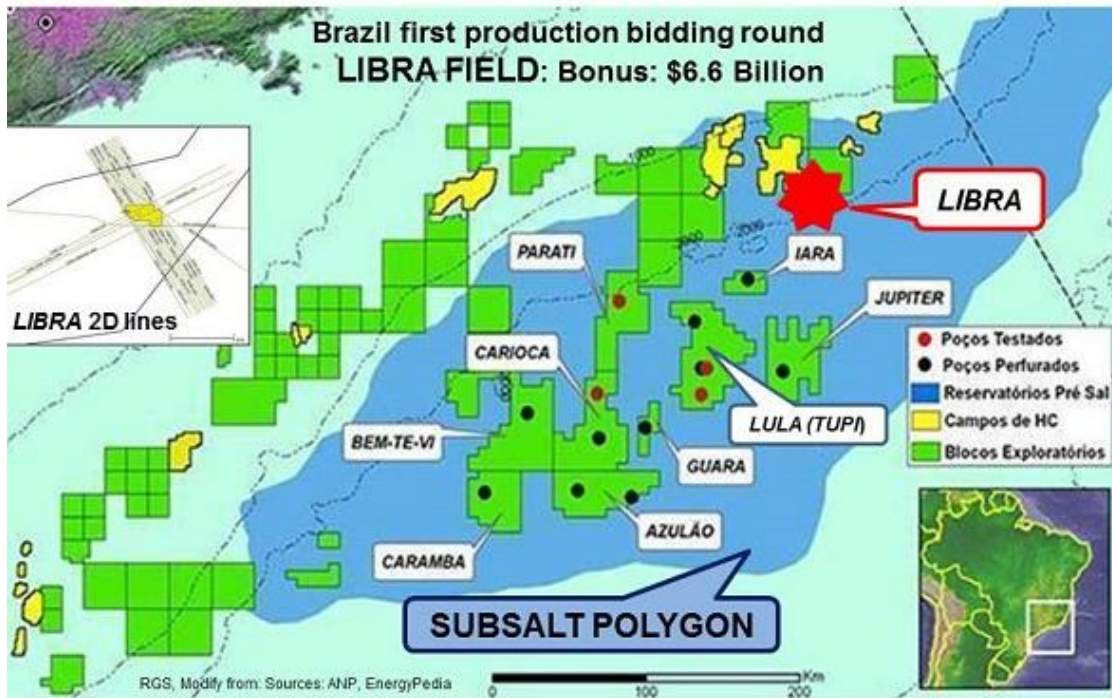


Figura 5.4 - Ubicación del Bloque Libra

*Fuente: Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles

Ejemplo de Concesión

El Concesionario asumirá todos los costos y riesgos relacionados con las operaciones y sus consecuencias a cambio de la propiedad del Petróleo y Gas Natural a partir del punto de medición, en caso de que estos sean producidos satisfactoriamente.

El Concesionario está obligado a realizar el pago de regalías por un monto de 10% de Petróleo y Gas Natural producido en cada campo dentro del área de concesión. Además, realizará un pago por kilómetro cuadrado Área de Concesión, tanto para la etapa de exploración como para la etapa de producción. Así como el pago a los propietarios de las tierras de un equivalente del 1% de la producción de petróleo y gas natural.

Contrata	• Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP)
Contratista	• -
Tipo de contrato	• Concesión
Duración	• Exploración: 0-10 años • Producción: 27 años (puede extenderse o reducirse)
Año	• 2008

Tabla 5.4 - Ejemplo de concesión brasileña

*Fuente: Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles

5.2.2 Perú

País al oeste de la Sudamérica, con una población de 30 millones de personas y una economía estable altamente dependiente de sus recursos minerales (oro, zinc, cobre y plata).



Figura 5.5 - Ubicación geográfica de Perú

*Fuente: maps.google.com.mx

Generalidades del sector petrolero en Perú

Perú comienza sus trabajos de exploración y producción en 1864, perforando el primer pozo de América del sur, en el yacimiento Zorritos. Es así que su industria se ha desarrollado por cerca de 150 años, teniendo localizadas 18 cuencas sedimentarias con potencial petrolífero, pero actualmente desarrolla sus trabajos en solo 4 regiones, Costa norte desde 1863, Selva central desde 1939, Selva norte desde 1971 y Selva sur desde 2004.

La mayor parte de hidrocarburos producidos en el país son de la parte terrestre del territorio nacional, y hasta principios de la década del 2000, la producción fue principalmente de aceite pero la tendencia cambio por la declinación de la producción de este fluido y con el descubrimiento del campo de Camisea de donde se han extraído hasta la fecha grandes cantidades de gas y condensados. La convencionalidad de los yacimientos en Perú es moderada puesto que no tiene recursos significativos en estos, si acaso solo en shale gas, en la parte central de la selva en el campo de Maple, pero aun no han sido explorados a profundidad.

De acuerdo a las estadísticas de BP, para 2013, Perú contaba con reservas probadas 10 veces menores a las de México con 1,400 millones de barriles y la producción de petróleo no ha sido del todo estable pero desde hace 10 años se ha mantenido rondando los 100 mil barriles diarios. Lamentablemente esta producción no es suficiente para autoabastecerse, cubriendo apenas la mitad de su demanda. Pero en tanto a gas natural se refiere, tienen reservas mayores a las de México y una producción de 1,180 millones de pies cúbicos al día y tienen planeado seguir incrementando su producción de gas natural.

En Perú existen 7 refinerías de petróleo que abastecen parte de la demanda de combustibles del país, siendo dos de ellas de propiedad privada. Juntas tienen una capacidad total de 177 mil barriles diarios (88% de su consumo).

Marco Regulatorio

La reforma energética de Perú culminó el 19 de agosto de 1993, cuando se promulgó la Ley Orgánica de Hidrocarburos, la cual tiene por objeto promover la inversión en las actividades de exploración y explotación de Hidrocarburos, para ello, entre otras cosas, se crea PERUPETRO S.A. como una empresa estatal de derecho privado del sector energía y minas. Esta empresa en representación del Estado, negocia, celebra y supervisa los contratos en materia de hidrocarburos, así como los convenios de evaluación técnica. También, comercializa, a través de terceros y bajo los principios del libre mercado, los hidrocarburos provenientes de las áreas bajo contrato, en la modalidad de servicios. En tanto el Ministerio de Energía y Minas del Perú siguió siendo la entidad responsable de

promover el desarrollo sostenible de las actividades energéticas y mineras, impulsando la inversión privada en un marco global competitivo y preservando el medio ambiente.

Entre otras leyes se establece que las actividades de exploración y explotación de Hidrocarburos se realizarán bajo alguna de las siguientes formas:

- a) Contrato de Licencia, es el celebrado por Perupetro, con el Contratista y por el cual éste obtiene la autorización de explorar y explotar o explotar Hidrocarburos en el área de Contrato; en mérito del cual Perupetro, transfiere el derecho de propiedad de los Hidrocarburos extraídos al Contratista, quien debe pagar una regalía al Estado.
- b) Contrato de Servicios, es el celebrado por Perupetro con el Contratista, para que éste ejercite el derecho de llevar a cabo actividades de exploración y explotación o explotación de Hidrocarburos en el área del Contrato, recibiendo el Contratista una retribución en función a la Producción Fiscalizada de Hidrocarburos.
- c) Otras modalidades de contratación autorizadas por el Ministerio de Energía y Minas.

Estos contratos se rigen por el derecho privado y una vez aprobados y suscritos, sólo pueden ser modificados por acuerdo escrito entre las partes (Perupetro y el contratista).

Además, se permite la participación de compañías privadas en las actividades de refinación, petroquímica y transporte a través de permisos y contratos.

Características generales de los contratos en Perú

Los Contratos de Licencia (los más utilizados) para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, celebrados entre Perupetro y el Contratista, tienen entre otras, las siguientes características centrales.

Propiedad

Los hidrocarburos “in situ” son de propiedad del Estado. El derecho de propiedad sobre los Hidrocarburos extraídos es transferido por Perupetro al contratista en la Fecha de Suscripción. El Contratista se obliga a pagar al Estado, a través de Perupetro, la regalía en efectivo en las condiciones y oportunidad establecidas en el Contrato.

Duración

El plazo para la etapa de exploración es de 7 años (negociable si se prueba que puede incrementarse el valor económico del proyecto) y para la etapa de explotación de Petróleo es el que reste hasta cumplir, conjuntamente con la etapa de exploración, los 30 años; por otra parte, para la explotación de gas natural no asociado y de gas natural no asociado y condensados, será hasta completar los 40 años.

Costos y riesgo

Durante la etapa de exploración el Contratista está obligado a realizar un mínimo de inversiones, cumpliendo. Una vez realizado el descubrimiento comercial, el Contratista elaborará un plan inicial de desarrollo que es aprobado por Perupetro, luego deberá presentar los programas anuales de trabajo y presupuesto, de acuerdo a la etapa en que se encuentre.

Regalías

El Contratista puede elegir entre dos metodologías, por Escala de Producción o por Resultado Económico, al momento de realizar una Declaración de Descubrimiento Comercial y “dependerá de sus estimados de inversión y costos que pudiera realizar en el Área de Contrato; luego de lo cual, no podrá efectuar cambio de metodología”.

Impuesto a la Renta

Se aplica sobre la utilidad de la operación con un porcentaje del 30%. Se garantiza al Contratista, la estabilidad tributaria durante la Vigencia del Contrato, por lo cual quedará sujeto, únicamente, al régimen tributario vigente a la fecha de Suscripción.

A continuación, se muestra un ejemplo de contrato de Licencia celebrado en Perú:

Licencia para el Lote 56

Este bloque fue otorgado a Pluspetrol en la modalidad de un contrato de Licencia, en septiembre del 2004 con una vigencia inicial de 30 años pero modificado en 2006 a 40 años. El Lote 56 se ubica en la zona sudeste del territorio peruano (Fig 5.6), en la vertiente oriental de la Cordillera de los Andes, perteneciente al distrito de Echarate, a más de 430 km al este de la ciudad de Lima. Es parte del proyecto de gas más grande de Perú, denominado Camisea.

Contrata	• Perupetro
Contratista	• Pluspetrol
Tipo de contrato	• Licencia
Duración	• Explotación de Petróleo: 30 años • Explotación de Gas Natural No Asociado y Asociado, y Condensados: 40 años
Año	• 2004

Tabla 5.5 - Ejemplo de contrato peruano de licencia

*Fuente: Perupetro

El Lote 56 tiene un área de 58.5 millones de km², abarcando los yacimientos de Pagoreni y Mipaya a una profundidad promedio de 1800 metros, y está ubicado adyacente a los Lotes 88 y 57. El proyecto del Lote 56 está destinado a la exportación de gas licuado, para lo cual el gas producido de la estructura Pagoreni es transportado hacia la Planta de Licuefacción de Pampa Melchorita.



Figura 5.6 - Ubicación del Lote 56 en Perú

*Fuente: Perupetro

Dentro de las regulaciones propias de este contrato se encuentra que el Contratista Proporcionará y será responsable de obtener todos los recursos técnicos y económico-financieros que se requieran para la ejecución de las Operaciones. Y al término del cuarto año, contando a partir de la fecha de la extracción comercial, el Contratista habrá sustituido a todo su personal extranjero por personal peruano de equivalentes calificaciones profesionales.

5.2.3 Colombia

País con una controversial reforma energética que ha logrado reactivar la inversión en proyectos de exploración y explotación, elevando así sus reservas probadas y la producción de petróleo en un porcentaje significativo.



Figura 5.7 - Ubicación geográfica de Colombia

*Fuente: maps.google.com.mx

Generalidades del sector petrolero en Colombia

El potencial petrolero de Colombia se estima en más de 47 mil millones de barriles de petróleo equivalente (recursos prospectivos), distribuidos en 18 cuencas sedimentarias que abarcan un área de 1.036.400 km². Alrededor de 82% de esa área sedimentaria se encuentra disponible para adelantar trabajos de exploración y explotación de petróleo y gas natural. Las cuencas de mayor actividad exploratoria son las de los valles Superior y Medio del Magdalena, Catatumbo, La Guajira, cordillera Oriental, Putumayo y Llanos Orientales.

De acuerdo a BP, Colombia tiene reservas probadas de petróleo de 2,400 millones de barriles, para finales del 2013, y cuentan con una producción diaria de un millón de barriles. Esta producción la han elevado en un 83% desde 2003 (año en que se hizo su reforma petrolera). Lo cual no tuvo efectos inmediatos sino hasta 5 años después en 2008 donde empezó a subir la producción.

En Colombia alrededor del 30% de los pozos explorados son exitosos y cerca del 50% del territorio nacional no ha sido explorado. El país goza de una excelente ubicación geográfica con acceso a dos océanos (Pacífico y Atlántico), brindando así la oportunidad al inversionista de cubrir diferentes mercados a nivel mundial.

Colombia tiene un alto potencial de producción en sus yacimientos no convencionales, la Agencia Nacional de Hidrocarburos estima que en Shale Gas las reservas del país pueden ser de 31.7 TPC, convirtiéndose en una gran oportunidad para incrementar la relación reservas/producción. Otros tipos de yacimientos no convencionales tienen un papel importante, puesto que actualmente en el país se producen unos 400 mil barriles de crudos pesados (equivalente al 40% de la producción total) y se espera que la explotación siga creciendo porque muchos de los yacimientos descubiertos tienen estas características.

En Colombia hay dos refinerías principales: el complejo de Barrancabermeja, propiedad de Ecopetrol, ubicada en el centro del país con capacidad de 250,000 [b/d] y la Refinería de Cartagena, cuyos propietarios son Glencore International y Ecopetrol y está ubicada en la Zona Industrial de Mamonal con capacidad de 80,000 [b/d]. Adicionalmente operan dos pequeñas refinerías en Orito y Apiay (6,000 barriles cada una), que producen combustibles para uso local. Esta capacidad de refinación es suficiente para autoabastecerse y para exportar una pequeña fracción sobrante.

Marco Regulatorio

Desde siempre en Colombia se han considerado los recursos minerales, del suelo y el subsuelo, propiedad de la nación. Para lo cual a finales del siglo XIX cuando empezaron las actividades de la industria petrolera en el país, se adjudicaban concesiones, sistema que le daba un 11% de las ganancias y revertía todas las instalaciones al estado después de que finalizara el periodo de 50 años. Para que el Estado pudiera hacerse cargo de estas instalaciones creó Ecopetrol en 1951 y para la década siguiente (1969) se promulgo la ley que solo permitiría contratos de asociación (Contratos de producción compartida) con un reparto del 50-50 % después de regalías, y que mas tarde tuvieron modificaciones en favor del Estado. A principios de los 90's estos contratos ya no eran atractivos para la compañías así que dejaron de invertir y la producción se desplomó.

Con la intención de cambiar este panorama que sufría el país, se elaboró una reforma en la que se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), con la labor de administrador y regulador del recurso hidrocarburífero de la nación, responsabilidad que tenía Ecopetrol hasta entonces, y la cual se constituyo como una compañía por acciones propiedad del Estado, con el único rol de empresario, dedicándose a explorar, producir, transportar, refinar y comercializar hidrocarburos.

Con estos cambios la ANH diseñó dos tipos de contratos para reactivar la industria petrolera en Colombia, el primero de ellos es el de regalías, impuestos y derechos, que remplazó al contrato de asociación. Este modelo contempla tres etapas: exploración, evaluación y explotación, y genera una participación en cada proyecto para el Estado de entre 50 y 60 por ciento. Este contrato podría entrar en un rubro muy similar a que se tiene con el sistema de concesión moderna que se vio en el capítulo 1 o al contrato de licencia que se planea implementar en México.

El segundo tipo de contrato es el conocido como de evaluación técnica, mediante el pago de derechos. Es el convenio suscrito por la ANH con una compañía, mediante el cual ésta realiza trabajos y/o estudios integrales geológico-geofísicos en áreas con escasa información o que requieren trabajos y/o estudios adicionales, para que estos posteriormente sean más atractivos ofreciendo menor incertidumbre. Eventualmente se favorecerá a la compañía que haya contribuido a esta evaluación para celebrar un contrato producción, sobre una porción o la totalidad, del área estudiada.

Dentro de los principales elementos que presenta un contrato de regalías e impuestos, serán los siguientes:

- 💧 Duración: Para la exploración serán 6 años con prórrogas de 0-4 años, en la evaluación de 1-2 años con prórroga de 0-2 años y en la explotación plazos de 24 años por yacimiento, con prórroga.
- 💧 Programas de trabajo: programa mínimo por fase para la exploración), a discreción del contratista en la evaluación) y un plan aceptado por la ANH con programas de trabajo anuales para la explotación.
- 💧 Operaciones: El contratista es autónomo y responsable por la conducción de sus asuntos operativos, a su propio riesgo y costo, tales como selección de subcontratistas, presupuesto, programación, personal y otros. Todo ello con seguimiento y regulación de la ANH.
- 💧 Términos económicos: estos establecen que los derechos de producción y el 100% de la producción son para el contratista, después de pagar las regalías correspondientes, las cuales serán escalonadas (dependen del nivel de producción). En caso de producción de crudo ligero habrá un pago eventual de 30% de las ganancias excedentes sobre el precio de activación (trigger price) de aprox. US\$27/bbl WTI, el gas natural y el crudo pesado no lo pagarán. Los activos pertenecen al contratista hasta el término del contrato donde solo los esenciales pasaran a cargo de la ANH. Y por último hay un cargo por uso de subsuelo que un pequeño cargo por cada hectárea en la que se labore.

A continuación, se muestran algunos ejemplos de los contratos que existen en Colombia:

Contrato en el bloque CPO-9

Al bloque CPO-9 se le otorgo, en modalidad de contrato de regalía e impuesto (concesión), al consorcio conformado por Ecopetrol y Talisman, en enero de 2009.

Contrata	• Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH
Contratista	• Ecopetrol ----- 55% • Talisman ----- 45%
Tipo de contrato	• Regalías e Impuestos
Duración	• Exploración 18 meses • Explotación 24 años
Año	• 2007

Tabla 5.6 - Ejemplo de contrato colombiano de producción compartida

*Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH

El bloque CPO-9 alberga el campo Akacías y es operado por la petrolera estatal colombiana Ecopetrol y la canadiense Talisman Energy en virtud de participaciones de 55% y 45%, respectivamente. Su ubicación se ilustra en la figura 5.8. La exploración en el bloque se inició en el 2010 con la perforación del pozo Akacías-1, a 3,500 metros de profundidad, donde se confirmó la presencia de petróleo crudo. Los resultados arrojaron una producción de petróleo crudo de 9,3°API, con un producción promedio de 1,280 barriles por día.

El desarrollo del bloque contempla la perforación de 10 pozos durante el 2013, además de pruebas en el pozo exploratorio Lorito-1. En el 2014 y años posteriores se tienen contempladas pruebas extendidas en los pozos y la perforación de 50 pozos de desarrollo y una instalación central de procesamiento de 50,000 [b/d] de capacidad.

Este nuevo hallazgo de hidrocarburos en los Llanos Orientales en el municipio de Acacias, Meta, confirma el gran potencial de esta región, donde ya se produce cerca del 40% del petróleo del país, así se suma a otros descubrimientos realizados recientemente por Ecopetrol y otras empresas y se enmarca dentro de nuestra estrategia de crudos pesado.

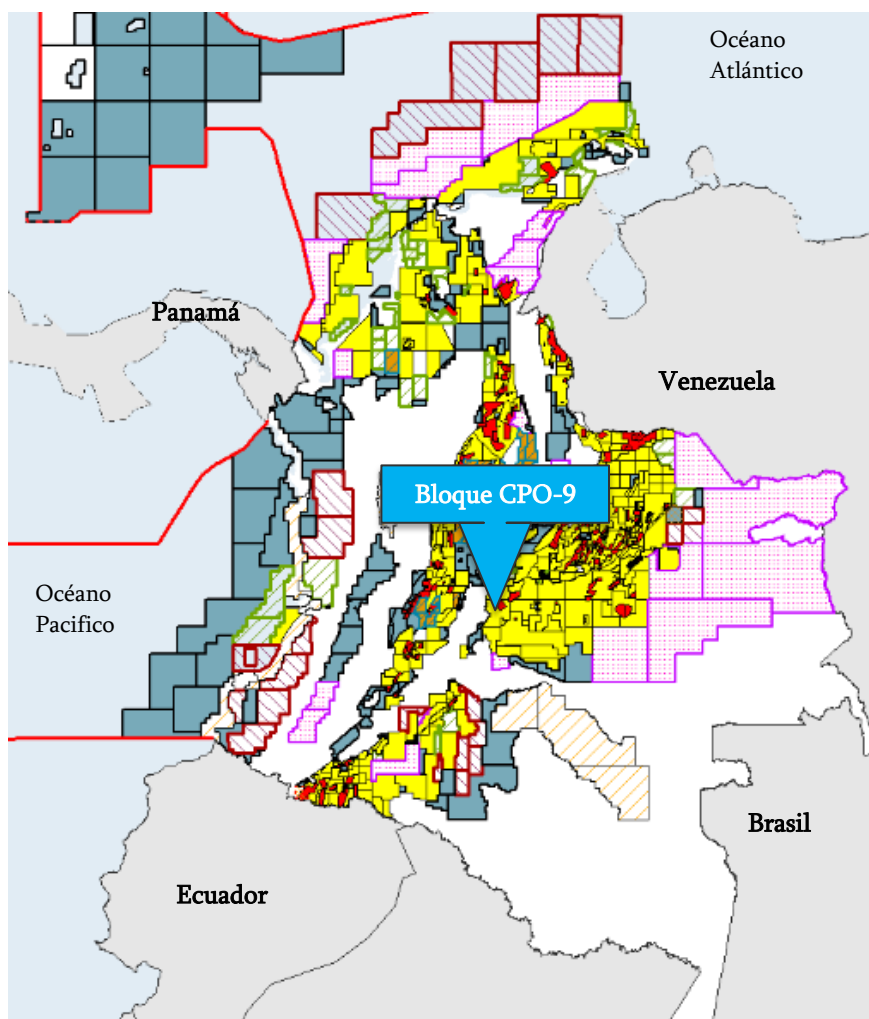


Figura 5.8 - Ubicación del bloque CPO-9 en Colombia

*Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH

Contrato de Evaluación Técnica

Este contrato otorga al Evaluador el derecho exclusivo a realizar operaciones de evaluación técnica a su costo y riesgo, con el fin de evaluar el potencial petrolero para identificar zonas de mayor interés prospectivo.

El Evaluador realizará las operaciones materia de este contrato, a su exclusivo costo y riesgo, proporcionando todos los recursos necesarios para proyectar, preparar y llevar a cabo las actividades y operaciones de evaluación técnica.

El Evaluador tiene derecho a ceder o transferir total o parcialmente sus intereses, derechos y obligaciones emanados de este contrato, con la previa autorización escrita de la ANH, a otra compañía, consorcio o unión temporal, que tenga la capacidad

financiera, la competencia técnica, las habilidades profesionales y la capacidad jurídica necesarias para actuar en Colombia.

Contrata	• Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH
Contratista	• -
Tipo de contrato	• Evaluación técnica
Duración	• Periodos máximos continentales: 18 meses • Periodos máximos costafuera: 24 meses
Año	• 2006

Tabla 5.7 - Ejemplo de contrato colombiano de evaluación técnica

*Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANC

El Evaluador estará sometido a la legislación tributaria colombiana y estará obligado a realizar un pago, una sola vez, a la ANH un derecho cuyo monto económico estará nominado en dólares.

Contrato de Asociación (Producción Compartida) antes de la reforma

Estos contratos ya no se permitieron después de la reforma de 2003, pero los que aun estaban vigentes se dejaron en esta modalidad. Por lo tanto se muestra un ejemplo de como eran estos contratos.

Contrata	• Ecopetrol
Contratista	• -
Tipo de contrato	• Producción Compartida
Duración	• Peridodo de Exploración: 6 años • Peridodo de Explotación: 22 años
Año	• 1997

Tabla 5.8 - Ejemplo de contrato colombiano de producción compartida

*Fuente: ECOPETROL

El objeto de este contrato es la exploración del área contratada y la explotación de los hidrocarburos de propiedad nacional que puedan encontrarse en dicha área. Se habla de una asociación entre Ecopetrol y "La Asociada", en donde Ecopetrol es quien toma las decisiones de ejecución.

Se entiende que “La Asociada” tendrá en los hidrocarburos que se produzcan en el área contratada y en la parte que le corresponda, los mismos derechos y obligaciones que tengan ante la ley colombiana quienes exploten hidrocarburos de propiedad nacional dentro del país.

Ecopetrol y “La Asociada” acuerdan que llevarán a cabo trabajos de exploración y explotación en los terrenos del área contratada, que repartirán entre sí los costos y riesgos de los mismos en la proporción y términos previstos en este contrato y que las propiedades que adquieran y los hidrocarburos producidos y almacenados pertenecerán a cada parte en las proporciones estipuladas.

Durante la explotación del área contratada, previamente a la distribución de la producción que corresponda a las Partes, el operador entregará a Ecopetrol como regalía un porcentaje del 20% de la producción fiscalizada de hidrocarburos líquidos de dicha área. Ecopetrol por su cuenta y riesgo, tomará en especie de los tanques de propiedad de la Cuenta Conjunta el porcentaje de producción correspondiente a la regalía.

Como regalía, el Operador entregará a Ecopetrol un 20% de la producción de Hidrocarburos en fase gaseosa, reportada a condiciones estándar.

Después de deducido el porcentaje correspondiente a la regalía, el resto de los Hidrocarburos producidos provenientes de cada Campo Comercial es de propiedad de las Partes en la proporción de cincuenta por ciento (50%) para Ecopetrol y cincuenta por ciento 50% para “La Asociada” hasta cuando la producción acumulada de cada Campo Comercial llegue a la cantidad de 60 millones de barriles de Hidrocarburos líquidos o a la cantidad de 420 gigapies cúbicos de Hidrocarburos gaseosos a condiciones estándar, lo primero que ocurra (1 gigapie cúbico= 1×10^9 pies cúbicos).

5.2.4 Ecuador

País con una población de 15 millones de personas y un territorio con apenas la séptima parte del de la Republica Mexicana, con un importante y creciente sector petrolero, que ha pasado desapercibido, pero ha logrado una estabilidad formidable.



Figura 5.9 - Ubicación geográfica de Ecuador

*Fuente: maps.google.com.mx

Generalidades del sector petrolero en Ecuador

Ecuador produce 527 mil barriles de petróleo por día, cubriendo con la mitad de esa producción su demanda diaria y dejando el resto para exportación. Es así que en los últimos 10 años, que entre el 43% y 66% de los ingresos por exportación, y entre un 43% y 59% del presupuesto general del Estado, provenga de esta industria. Además es país titular en la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). En tanto a sus reservas probadas Ecuador cuenta con 8,200 millones de barriles, un poco inferiores a las de México pero que a su ritmo de producción tienen asegurado el suministro de petróleo por casi 43 años mientras que México solo tiene para 11 años.

El hidrocarburo en Ecuador se extrae de 3 principales sectores: La Amazonia (sector principal) donde se extrae crudo de 25° API en promedio; La Península de Santa Elena donde se desarrollaron los primeros trabajos de E&P del país y actualmente produce crudo de 32° API; y el Centro Oriente con abundantes reservas de crudos pesados de entre 15 y 20° API.

La creciente industria de Ecuador también incluye refinerías, siendo Petroecuador quien ha administrado las 3 refinerías existentes en el país: La libertad, Esmeraldas y Amazonas, distribuidas estratégicamente a lo largo de su territorio. Juntas las refinerías

tienen una capacidad de 175,000 [b/d], cifra que no es suficiente para su consumo interno y debido a que no tienen la capacidad para refinar crudos pesados, siguen dependiendo de sus países vecinos para una gran parte de derivados.

Marco Regulatorio

En 1875 cuando comenzó la actividad petrolera formalmente en Ecuador, el Estado otorgaba concesiones recibiendo hasta el 1% de los beneficios. La segunda etapa de la historia petrolera del país tuvo lugar a finales de los años sesenta cuando se descubrieron campos petrolíferos en la región del Amazonas con un alto potencial, así desde entonces, el estado de Ecuador comenzó a intervenir en políticas petroleras a pesar de que la mayoría de las actividades de hidrocarburos seguían siendo por las compañías transnacionales, mediante concesiones y otros contratos de diversas índoles. Y a partir de una modificación de la ley de hidrocarburos en 1993 se introdujo la modalidad de “participación”, que es un similar del contrato de producción compartida.

Para 2010 cuando se hizo la más reciente reforma petrolera en el país, tenían una variada gama de contratos: de participación, asociación, prestación de servicios, operaciones especiales, para campos marginales, alianzas estratégicas, etc. Para lo cual se tomó la decisión (con un sentido nacionalista) de migrar todos esos contratos a un solo tipo de contrato, el contrato de prestación de servicios. Dicho contrato es una derivación de lo que se vio en el capítulo 1 como contrato de servicio de riesgo, donde entre sus principales características se encuentra que la propiedad de los hidrocarburos son en todo momento del Estado, pagándoles a las compañías con una tarifa determinada en el contrato, cuota que incluye costos de operación, inversiones, y un margen de beneficios.

Los principales actores en la regulación de los contratos en Ecuador, son:

- 💧 Ministerio de Recursos Naturales no Renovables, encargado de formular y controlar la aplicación de políticas en el sector hidrocarburo y minero.
- 💧 La Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (SHE), es la entidad ecuatoriana encargada de ejecutar las actividades de suscripción, modificación y administración de áreas y contratos petroleros, así como de los recursos petroleros del país.
- 💧 La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), creada en 2010 como organismo técnico-administrativo, encargado de regular, controlar y fiscalizar las actividades técnicas y operacionales en las diferentes fases de la industria, que realicen las empresas públicas o privadas, nacionales o extranjeras que ejecuten actividades petroleras en el Ecuador.
- 💧 Petroecuador, petrolera estatal que se dedica a la exploración, producción, almacenamiento, refinación y comercialización del crudo a nivel nacional e internacional.

Para estos contratos de prestación de servicio se tienen algunas de las siguientes características fundamentales:

- 💧 El Estado es dueño de toda la producción mientras que el contratista realiza todas las inversiones y operaciones necesarias para la explotación, a cambio de una tarifa.
- 💧 El Estado está en la obligación de pagar la tarifa pactada en el contrato por barril de petróleo producido y entregado en el punto de fiscalización, sin importar cual fuese el precio del barril de petróleo. Para determinar esta tarifa se consideran los costos y las reservas.
- 💧 El riesgo asociado con las fases de exploración es asumido por la compañía.
- 💧 En caso de implementación de “Servicios Adicionales” (recuperación secundaria o mejorada) la tarifa se renegociará.
- 💧 El estado no obliga a las compañías a pagar regalías.

Adicionalmente, se permite la participación de compañías privadas en las actividades de refinación, petroquímica y transporte a través de contratos de asociación, consorcios, compañías mixtas, entre otras modalidades.

A continuación, se muestra un ejemplo de un contrato en Ecuador:

Contrato para el Bloque Tigüino

El Campo Tigüino fue encontrado en julio de 1971, perteneció originalmente a CEPE, Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana, la cual en el año 1990 pasó a ser Petroproecuador, y hasta 2001 paso a ser cargo de su actual operador, un consorcio entre Petrobell y Grantmining. Fue hasta 2011 que este bloque bajo el nuevo esquema contractual cambió a un contrato de prestación de servicios.

El Bloque Tigüino está localizado en la región Amazónica, parte central de la Cuenca Oriente, aproximadamente a 107 Km. al sur del río Napo (Fig. 5.10), en las provincias de Orellana y Pastaza. Abarca un área de 250 km²

Contrata	• Secretaría de Hidrocarburo del Ecuador
Contratista	• Petrobell
Tipo de contrato	• Prestación de Servicios
Duración	• Peridodo de Explotación: 5 años
Año	• 2011

Tabla 5.9 - Ejemplo de contrato ecuatoriano de prestacion de servicios

*Fuente: Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador

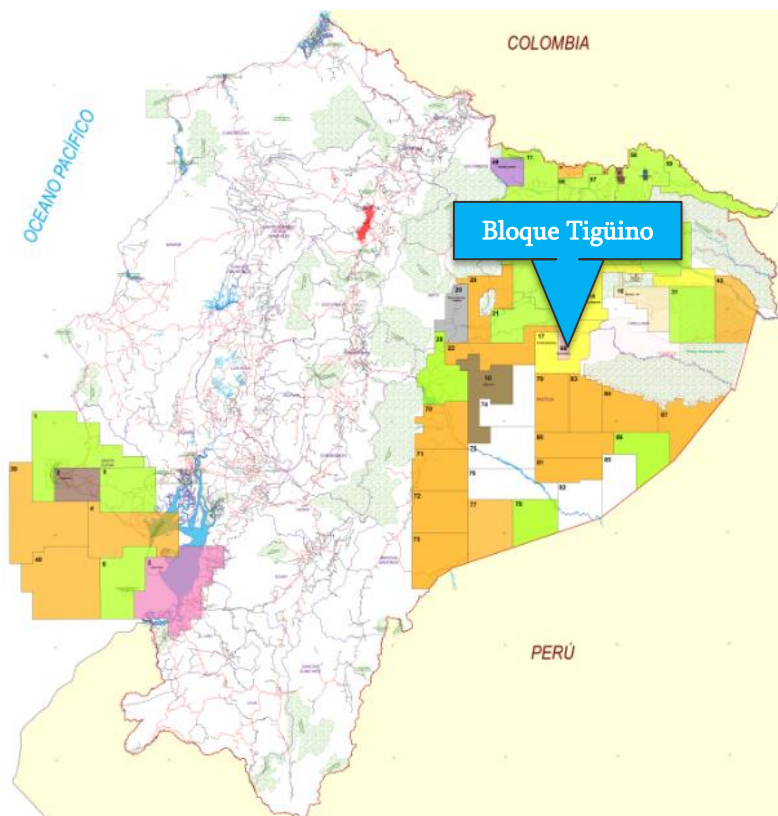


Figura 5.10 - Ubicación del Bloque Tigüino en Ecuador

*Fuente: Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador

Los yacimientos productores en este bloque son Napo T Inferior y Hollín Superior (Gas en solución), Hollín Principal (Empuje Hidráulico) y Napo U Inferior (Gas en solución),

los cuales actualmente generan una producción aproximada de 3,800 [b/d], con una densidad promedio de 24° API

Además de los rubros ya mencionados que contienen en general todos los contratos de prestación de servicios, a continuación se mencionan algunos más que contiene el contrato para este bloque.

Este Contrato tiene por objeto la prestación de servicios a la Secretaría por parte del contratista, que con sus propios recursos y a su propio riesgo, ejecute las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en un área específica.

El contratista está obligado a emplear en la ejecución de los servicios un mínimo de ecuatorianos de: 95% en el personal de obreros, 95% en el personal de empleados administrativos y 75% en el personal técnico. Además, el contratista está obligado a recibir estudiantes o egresados de educación técnica superior relacionada con la industria de hidrocarburos para que realicen prácticas y estudios tanto en su campo de operación y/o en las oficinas del contratista en el Ecuador, corriendo por cuenta del contratista los gastos de transporte, alojamiento, alimentación y atención médica menor y de emergencia.

5.2.5 Estados Unidos

En los Estados Unidos de América las compañías privadas desarrollan operaciones exploratorias de recursos de petróleo y gas, tanto en tierra como en mar, bajo acuerdos con propietarios privados de tierra y derechos de subsuelo, a excepción de tierras federales.



Figura 5.11 - Ubicación geográfica de Estados Unidos

*Fuente: maps.google.com.mx

Contexto Petrolero

Para finales del 2013 Estados Unidos estaba colocado como el 3er mayor productor de petróleo en el mundo, con una producción arriba de los 10 millones de barriles diarios. Además cuenta con una reserva probada de 44 mil millones de barriles, que les durará aproximadamente 12 años a su ritmo de producción actual.

La industria petrolera puede decirse que creció en este país puesto que llevan mas de siglo y medio con ella, comenzando los primeros trabajos de exploración alrededor de 1850, a pesar de que no tenían idea del verdadero potencial del petróleo, y es en esta década cuando ocurre el famoso acontecimiento de la primera perforación en busca de petróleo en Pensilvania por el Coronel Edwin Drake. Es así que a partir de ese momento no han dejado de desarrollar tecnologías, nuevos modelos de negocios, regulaciones y aportando gran cantidad de experiencia a la industria.

Las reservas de petróleo crudo de los Estados Unidos están localizadas principalmente en los estados de Texas, Alaska, California, Louisiana, Oklahoma y en aguas federales en el Golfo de México. (Fig 5.12)

Al igual que en México, tienen una diversidad muy amplia en yacimientos con localizaciones y características muy variadas. Por el gran historial de producción en el país cuenta con una gran cantidad de campos maduros que están siendo tratados para

recuperar un porcentaje tal vez pequeño, pero muy grande sí se logra juntar ese porcentaje de todos los campos maduros que hay. Esta rehabilitación de campos en conjunto con el desarrollo de yacimientos no convencionales le ha dado a Estados Unidos un segundo aire a su industria petrolera, puesto que no solo ha frenado la declinación de su producción sino que la han incrementado. Recientemente empezaron a desarrollar campos de shale gas, donde se han venido convirtiendo en expertos, y en 10 años lograron subir su consumo de shale gas de un 2% a un 23%, y para 2010 el 21% de sus reservas de gas natural provenían de este tipo de yacimientos.

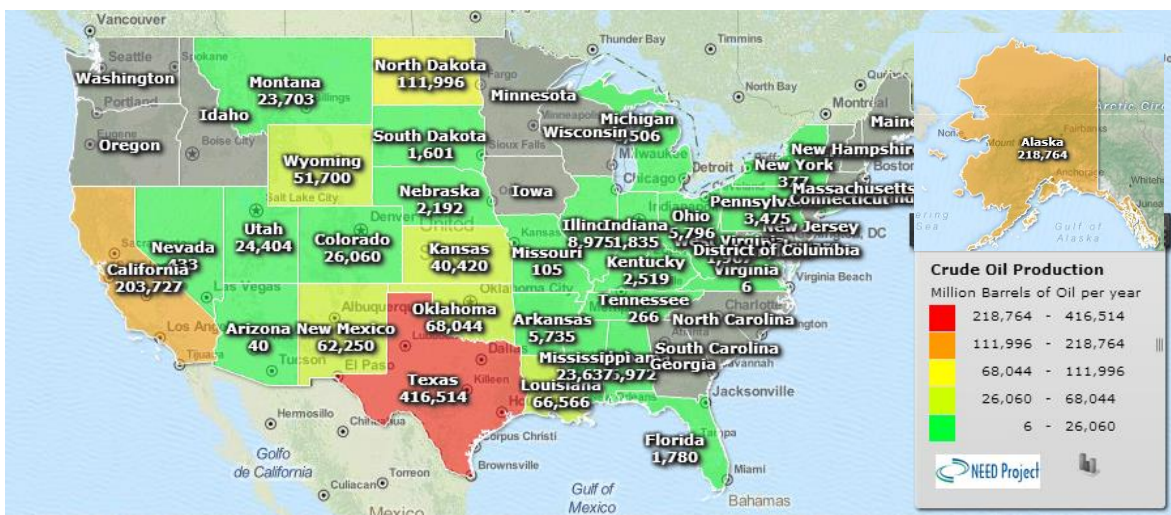


Figura 5.12 - Producción de petróleo de EUA por estado en 2009

*Fuente: targetmap.com

En tanto a actividades Downstream, llevan ventaja considerable con respecto al resto de los países en América y también con el resto del mundo puesto que tienen la capacidad más grande de refinación, con cerca de 18 millones de barriles diarios, que representa el 18% de la refinación total del mundo. Esto a través de sus 149 refinerías distribuidas a lo largo de su territorio, incluyendo Alaska y Hawái.

Marco Regulatorio

En Estados Unidos, los derechos de petróleo y gas de un terreno en particular pueden ser propiedad de particulares, empresas, tribus indígenas, o de las autoridades locales, estatales o federales. Los derechos de petróleo y gas se extienden verticalmente hacia abajo desde una línea de propiedad. A no ser separados de manera explícita por una escritura, los derechos de petróleo y gas son propiedad del terrateniente en superficie. Una vez separado de la propiedad superficial, los derechos de petróleo y gas pueden ser comprados, vendidos o transferidos, al igual que otras propiedades de bienes raíces. Además puede dividirse la propiedad de los derechos del petróleo y gas para diferentes capas horizontales o estratos, para ser vendida a diferentes partes.

Mientras que para los derechos del petróleo y gas en alta mar, la propiedad es del gobierno estatal o federal, el cual es arrendado a compañías petroleras para el desarrollo.

Aunque las leyes de petróleo y gas varían según el estado, las leyes relativas a la propiedad antes, durante y después de la extracción son casi universales.

En el caso cuando las tierras son propiedad de particulares, debido a que las compañías de petróleo y gas operadoras no siempre son dueños, por lo general la compañía trabajará bajo un sistema de arrendamiento. Para estos contratos de arrendamiento los principales puntos que se deben de incluir son la descripción de los bienes, la duración del contrato y los pagos al arrendador (bonos, alquiler y regalías). El bono es un pago por adelantado realizados en el momento del contrato de arrendamiento entre en vigor. El alquiler es de un pago anual, por lo general hasta que en la propiedad se comienza a producir petróleo o gas en cantidades comerciales. Las regalías son parte del valor bruto de los hidrocarburos y no es una parte de los beneficios, para que se pague sin deducir los costos de perforación, terminación, o del resto de las actividades relacionadas a la extracción.

Cuando el gobierno actúa como administrador de las tierras federales (incluyendo áreas costa fuera) se involucra en los aspectos contractuales del desarrollo de recursos. Para estas tierras federales el Gobierno de los Estados Unidos abre ventas públicas de arrendamiento para la exploración, desarrollo y producción de los hidrocarburos. Esta área está reglamentada por el Departamento del Interior. Las tierras federales consideradas adecuadas para el desarrollo de estos recursos son arrendadas a operadores del sector privado para que realicen los trabajos de exploración e explotación de petróleo y gas natural. Las compañías deberán ofertar competitivamente por el derecho de explorar y desarrollar tierras federales en tierra o mar. Los arrendatarios ganadores pagan un bono inicial y rentas anuales (alquiler) por el derecho de desarrollar en dichas áreas. Por otra parte, en el caso que recursos petroleros fuesen descubiertos y extraídos de estas tierras, el gobierno federal tiene derecho a un porcentaje de regalías, sobre la base del valor de la producción del recurso.

Varios organismos federales son los responsables de administrar los programas de petróleo y gas natural por el arrendamiento de las tierras federales. El Servicio de Administración de Minerales del Departamento del Interior supervisa todos los aspectos de arrendamiento marítimo, mientras que las actividades de arrendamientos terrestres son administradas por el Buró de Administración de la Tierra, el Servicio de Parques Nacionales y departamentos vinculados con el bienestar ecológico y de desarrollo integral. Todos los ingresos asociados con ambos arrendamientos son administrados por

el Programa de Administración de Regalías del Servicio de Administración de Minerales.

En tanto a las actividades de refinación, distribución y mercado son de competencia exclusiva de compañías privadas.

A pesar de que el sector privado industrial de los Estados Unidos determina las actividades del mercado de petróleo y gas, el Gobierno Federal juega un rol muy importante al establecer e imponer el desempeño estándar para la industria, y en proteger a los trabajadores, consumidores y el medio ambiente a través de actividades regulatorias.

Michigan

Contrata	• Gobierno Estatal
Contratista	• -
Tipo de contrato	• Contrato de Servicios
Duración	• 5-7 años
Año	• 2012

Tabla 5.10 - Ejemplo de contrato de servicios en Michigan

*Fuente: Estado de Michigan

El gobierno estatal es el propietario de todos los derechos del petróleo y/o gas que se encuentra dentro o debajo de cualquier parte del territorio comprendido, el arrendador tiene la autoridad para arrendar o bien prestar sus servicios para la exploración, desarrollo y producción de aceite y/o gas existentes.

Montana

Contrata	• Estado de Montana
Contratista	• -
Tipo de contrato	• Contrato de Servicios o de Producción compartida
Duración	• 10 años
Año	• 2012

Tabla 5.11 - Ejemplo de contrato de servicios o producción compartida en Montana

*Fuente: Estado de Montana

El arrendatario (compañías) deberá pagar en dinero o en especie al arrendador (Estado de Montana) a su elección como más adelante se proporcionada durante el período completo de este contrato de arrendamiento de una regalía de 16,67 %, libre de todos los costos y deducciones, en el promedio de producción del petróleo de los pozos productores en virtud de este contrato de arrendamiento por cada mes calendario.

Texas

Contrata	• Estado de Texas
Contratista	• -
Tipo de contrato	• Arrendamiento
Duración	• 5 años
Año	• 2003

Tabla 5.12 - Ejemplo de contrato de servicios o de producción compartida en Texas

*Fuente: Estado de Texas

El arrendatario estará obligado a realizar un pago de 10 dólares por cada acre en el que pretenda realizar actividades de explotación.

Sobre la producción de petróleo y/o gas, el arrendatario se compromete a pagar o hacer que se pague al Comisionado de la Oficina General de Tierras en Austin, Texas, una cuarta parte de la producción bruta o el valor equivalente en el mercado de los hidrocarburos producidos en la boca del pozo.

Luisiana

Bajo la jurisdicción de este estado se encuentra gran parte de las aguas territoriales de EUA, por ello se tiene una gran cantidad de operaciones costa fuera y es un excelente ejemplo para mostrar el caso de un contrato de arrendamiento en aguas profundas.

Antes de revisar el ejemplo, es importante recordar que en los Estados Unidos las áreas marítimas o costa fuera están a cargo del gobierno federal, es así que la regulación de Luisiana esta sujeta al gobierno federal, y lo controla a través de la Oficina de Seguridad y Control Ambiental (BSEE por sus siglas en ingles), quienes actualmente supervisan los reglamentos de la industria del petróleo y gas. El programa de regulación marino

elabora normas y reglamentos para mejorar la seguridad operacional y la protección ambiental para la exploración y extracción de petróleo y gas natural en la Plataforma Continental Exterior (OCS).

Además para la regulación en aguas profundas hubo cambios radicales a raíz de la tragedia de la plataforma “Deepwater Horizon” en el pozo “Macondo”, la administración de Obama puso en marcha nuevas medidas de seguridad, importantes para proteger el medio ambiente de forma sin precedente. En estas medidas se incluyen normas de seguridad, aumentadas, en la perforación para reducir las posibilidades de una pérdida de control del pozo, así como un nuevo enfoque en las capacidades de contención en caso de un derrame de petróleo. Esto obliga al contratista a hacer continuamente reportes de todas sus actividades antes, durante y después de realizarlas, así como llevar un plan de desarrollo bien definido siempre anteponiendo la seguridad industrial y del medio ambiente.

Walker Ridge Block 29

Para la asignación de este bloque se utiliza un contrato de arrendamiento con las compañías Chevron, quien es el operador y cuenta con una participación del 60%; Statoil con 27.5%; y Marubeni Oil & Gas con 12.5%. El bloque se situó a 362 kilómetros al sur de Nueva Orleans (Fig. 5.13).

Tipo de contrato	• Arrendamiento
Otorga	• Gobierno Federal
Compañías	• Chevron (Operador)----- 60% • Statoil ----- 27.5% • IMPEX ----- 12.5%
Año de inicio	• 2006
Duración	• -

Tabla 5.13 - Ejemplo de contrato de servicios o de producción compartida en Luisiana
*Fuente: offshore-technology.com

El descubrimiento del yacimiento Big Foot en este bloque se hizo en 2006, encontrando reservas de aceite y gas. Un año después Chevron consiguió el permiso para desarrollar y producir en el campo, renovando su contrato de arrendamiento de exploración. Es uno

de los 10 yacimientos más grandes de aguas profundas en el Golfo de México, cuenta con más de 1500 metros de tirante de agua, y esta localizado a una profundidad total de aproximadamente 7,500 metros. Se estima que tienen una reserva mayor a los 100 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. En tanto a la geología del yacimiento se tiene que son arenas del Mioceno Superior asociados a un domo de salino con 2,400 a 4,500 metros de espesor. Actualmente se están completando los trabajos de desarrollo, los cuales incluyen siete pozos de producción y tres pozos de inyección.

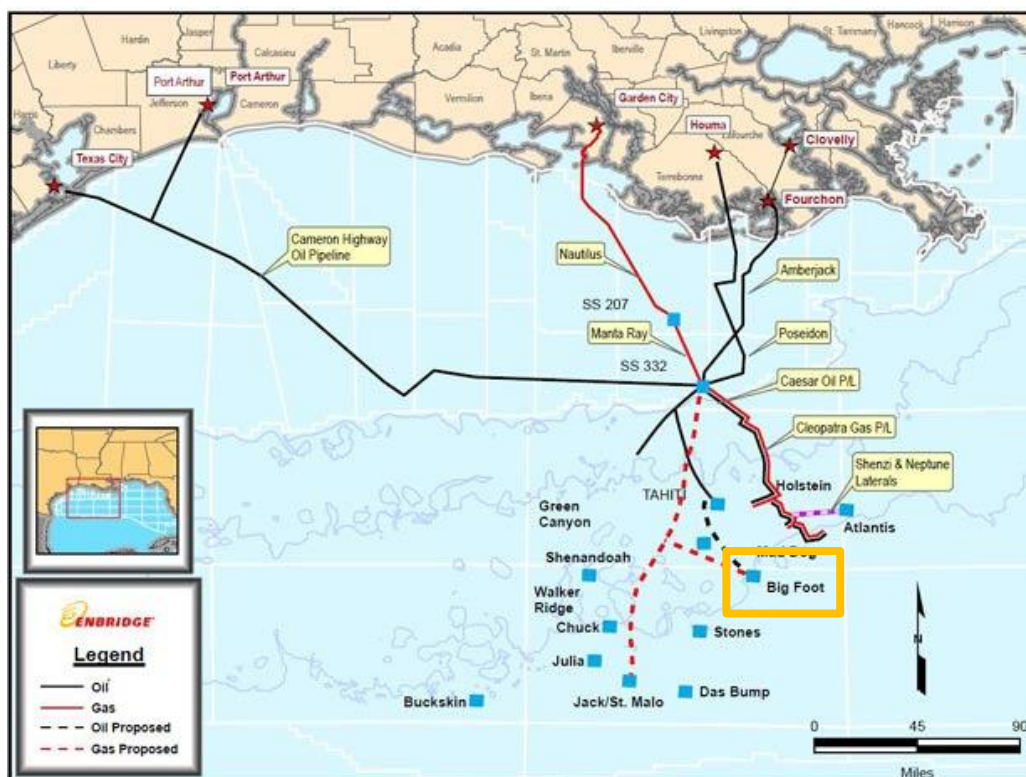


Figura 5.13 - Ubicación del Bloque 29 en Walker Ridge

*Fuente: offshore-technology.com

5.2.6 Noruega

El modelo noruego de explotación de hidrocarburos cuenta con una estructura de libre mercado en todos los niveles, desde la exploración hasta la entrega al usuario final. Sin embargo el gobierno se reserva con ayuda de tres empresas (Statoil, Petoro y Gassco) el control en actividades estratégicas.



Figura 5.14 - Ubicación geográfica de Noruega

**Fuente: maps.google.com.mx*

Las leyes noruegas establecen claramente que el petróleo pertenece a los ciudadanos noruegos, de tal forma que no puede ser propiedad de un particular, ni de un grupo, ni de un área geográfica en especial.

Para llevar a cabo las actividades de exploración y extracción Noruega utiliza un sistema de concesiones modernas (extremadamente reguladas) que ellos mismos denominan “Licencias”, las cuales administra y el otorga el Ministerio de Petróleo y Energía con el apoyo y regulación de la Dirección Noruega del Petróleo.

Generalidades del sector petrolero en Noruega

Las actividades de la industria petrolera en la Plataforma Continental Noruega se llevan a cabo en tres provincias petroleras que corresponden a los mares que rodean el país. El Mar del Norte con abundancia de campos maduros en aguas someras y algunos en aguas profundas además de esta zona se obtiene la mayor parte de la producción; el Mar de Noruega con reservas significativas de gas tanto en aguas someras como en aguas

profundas que llegan a tener mas de 3000 metros de tirante de agua; y el Mar de Barents considerada la provincia petrolera mas joven de Noruega puesto que los trabajos de exploración tendrán poco menos de 15 años que comenzaron, empezando a producir en 2007 el único campo que hasta la fecha a tenido potencial de ser desarrollado (Fig. 5.15).

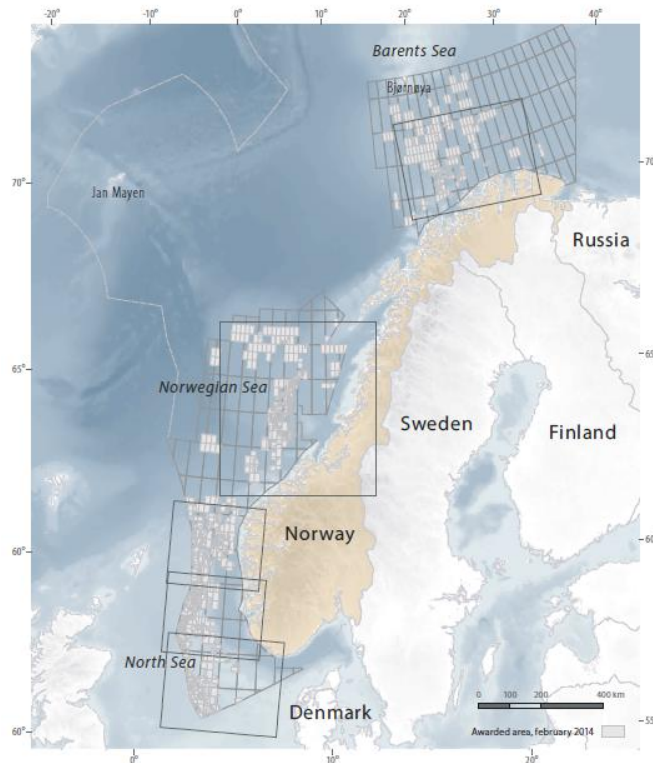


Figura 5.15 - Ubicación de los campos de Noruega y su distribución en bloques

*Fuente: Ministerio del petróleo y energía de Noruega

Noruega lleva cerca de 50 años con actividad petrolera (pocos años en relación a otros países), comenzando trabajos de exploración alrededor de los años 60's, comenzando a producir hasta 1971, incrementando gradualmente a partir de ese momento su capacidad de exploración y producción.

La máxima producción de petróleo se alcanzó en el año 2001 con 3,418 millones de barriles diarios. Sin embargo, en los últimos años se ha observado un agotamiento de sus campos, por lo que en 2010 la producción pasó a 2,137 mbd. Mientras la producción de gas natural ha compensado la declinación de la del petróleo, lo que le ha convertido en el segundo más importantes proveedor de gas a Europa, después de Rusia.

Para 2012 Noruega fue el quinceavo más grande productor de petróleo en el mundo, a pesar que su producción siguió bajando a cerca de 1.8 millones de barriles diarios de petróleo pero fue el sexto mayor productor de gas a nivel mundial.

Actualmente la producción de hidrocarburos se obtiene de 77 campos, de los cuales 60 se ubican en el Mar del Norte, 16 en el Mar de Noruega y 1 en el Mar de Barents.

En tanto a refinación su capacidad en el 2011 fue de 300 mbd, lo que permite exportar alrededor de una cuarta parte de sus productos refinados. Sólo dos refinerías existen en Noruega: una en la que participan Statoil (79%) y Shell (21%), y otra que es propiedad de ExxonMobil.

Marco Regulatorio

La política petrolera de Noruega se caracteriza por un riguroso control del gobierno y un exigente régimen fiscal (uno de los mas altos en el mundo) que aporta cuantiosos recursos al Estado, esto aunado a su sistema de concesiones, cuya eficacia se debe a la fiabilidad que ofrece la jurisdicción del país a los inversionistas nacionales y extranjeros.

La Ley de Hidrocarburos de Noruega (Petroleum Act), que rige las actividades del sector, establece que el Estado es el dueño y administrador del petróleo que se encuentra en el subsuelo de la Plataforma Continental Noruega, por lo que es el único facultado para otorgar licencias de exploración y producción. Una vez que el petróleo es extraído y tratado, su titularidad pasa a los operadores de la licencia, que igualmente son responsables de su transportación, mercadeo y venta, estipula la misma ley.

En el sistema de concesiones noruego, basado en el pago de regalías e impuestos al Estado, las compañías petroleras adquieren licencias de producción de hidrocarburos en un área geográfica específica. Pero están sujetas a la misma lógica, legislación y regulaciones internas del país –y no los contratos firmados– definen la competencia de los organismos públicos sobre la actividad de las beneficiadas y sobre el régimen fiscal al que éstas están sujetas,

La Compañía Estatal de Petróleo de Noruega (Den Norske Stats Oljeselskap A/S) fue fundada en 1972. Una reforma de 2001 la abrió al capital privado y adquirió entonces el nombre de Statoil, empresa pública limitada en la que el gobierno conservó 81.7% de las acciones, cifra que bajó a 70.9% en 2005 y a 62.5% en 2007 tras la fusión con la división de petróleo y gas natural de la firma privada Norsk Hydro. Y es importante aclarar que Statoil no puede otorgar concesiones ni regular la actividad petrolera, participa exclusivamente como un actor dominante en la industria, pero sujeto a la competencia del sector.

El Parlamento es responsable de la legislación que define el marco de las actividades petroleras. Establece los principios de la política que define el nivel de extracción, los proyectos petroleros de mayor amplitud y supervisa la forma en la que el gobierno

instrumenta la política y la legislación. El gobierno ejecuta la política petrolera a través de los Ministerios del Petróleo y Energía, del Trabajo e Inclusión Social, del Medio Ambiente, de Pesca y de Finanzas. Otras figuras de suma importancia en la industria petrolera noruega son la Dirección Noruega del Petróleo y el Fondo de Pensiones del Gobierno.

La Dirección Noruega del Petróleo (DNP) es una agencia asesora del Ministerio del Petróleo y Energía en áreas relativas a la dirección, exploración y producción de los yacimientos petroleros. El DNP emite y aplica las regulaciones para las actividades petroleras y sus responsabilidades incluyen proponer a las empresas las medidas para maximizar la extracción de las reservas.

El sistema noruego obliga a las empresas a solicitar permisos y licencias estatales en cada fase de sus actividades, desde la exploración de una zona hasta el desmantelamiento de un campo petrolero.

La licencia de exploración o de producción se otorga generalmente a varias empresas unidas en joint ventures (alianzas estratégicas) con previa autorización de sus programa de trabajo, que deben incluir número de pozos a perforar y la profundidad específica, así como la aceptación de un acuerdo operativo conjunto y otro contable redactados por el gobierno y no negociables con las solicitantes.

Las compañías asumen completamente los riesgos económicos de los proyectos que efectúan. El estado únicamente cubre gastos de dichas empresas sólo si éstas hallan depósitos comercializables y si le aseguran la recuperación de la mitad del capital. Una vez que compensó esos gastos, el Estado, a través de sus empresas, puede participar en la producción del petróleo y gas o en la operación de ductos e instalaciones. Este procedimiento deriva de un instrumento legal sólo existente en Noruega y cuyo nombre es Interés Financiero Directo del Estado (SDFI, por sus siglas en inglés), que gestiona la compañía gubernamental Petoro SA.

A pesar de que aproximadamente 60 compañías nacionales y extranjeras intervienen en el mercado noruego de los hidrocarburos, Statoil aporta capital de manera significativa en la mayoría de las licencias de producción y opera más de 80% de la actual producción de crudo.

En tanto al régimen fiscal al que se encuentran sujetas las petroleras pagan 28% de impuesto ordinario sobre las utilidades, como todos los negocios en el país, pero también un impuesto adicional de 50% sobre las ganancias, que se justifica en la alta rentabilidad que genera esta industria. Esta carga fiscal de 78% puede reducirse posteriormente,

cuando las empresas deduzcan sus gastos de exploración, de mercadeo o los ligados a la negociación de las licencias.

Por otro lado el gobierno cobra un impuesto ambiental por las emisiones de dióxido de carbono y óxido nitroso de las compañías, así como un cargo por área cuyo objetivo es evitar que la concesionaria de un bloque lo ocupe sin ejercer.

Una de las características más admiradas del modelo noruego es la inversión de los ingresos petroleros en un fondo de pensiones, la cual evita que la entrada masiva de dinero provoque distorsiones en la economía, a la vez que asegura recursos financieros para las futuras generaciones. Este llamado Fondo Global de Pensiones Gubernamentales, creado en 1990 y operado por el banco central, no ha sido aún utilizado para jubilaciones, sino que está invertido en acciones de mercados internacionales (60%), en bonos soberanos (35%) y el resto en bienes raíces; el gobierno sólo puede gastar 4% de los rendimientos que se generan. Con estas medidas Noruega ha evitado la hiperinflación y ha sido capaz de mantener la estabilidad en el resto de sus industrias.

Licencias en Noruega
Licencia 037

Esta es una Licencia activa de producción (extendida), localizada en el Mar del Norte (Fig. 5.16) cubriendo un área de 179.68 km², distribuido en dos proyectos. Se encuentra en asociación con 4 empresas: Petoro AS (30%), ExxonMobil Exploration & Production Norway AS (25%), Centrica Resources AS (23%) y Statoil Petroleum AS (22%). Siendo esta ultima la compañía operadora.

Tipo de contrato	• Licencia
Otorga Licencia	• Ministerio del petróleo y energia
Compañías	<ul style="list-style-type: none"> • Petoro AS ----- 30% • ExxonMobil Exploration & Production Norway AS -----25% • Centrica Resources AS ----- 23% • Statoil Petroleum AS ----- 22%
Año de inicio	• 2014
Duración	• 14 años
Área	• 179.67 km ²

Tabla 5.14 - Datos de la Licencia 037 en Noruega
*Fuente: Dirección Noruega del Petróleo

Se otorgó la licencia el 30 de abril de 2012 con una duración de 14 años, pero al ser un campo maduro tiene un historial amplio de licencias otorgadas para fases previas de exploración y producción. La primera licencia se otorgó en 1973 en una asociación de 9 compañías distintas, de las cuales ninguna opera actualmente en la licencia, y a partir del 2001 fue que Statoil comenzó como compañía operadora.

Bajo esta licencia se encuentra la explotación del campo Statfjord Nord, el cual se descubrió en 1977, tan solo 4 años después de otorgada la primera licencia y tras un periodo largo de análisis se aprobó el desarrollo del proyecto en 1990, con lo que hasta 1995 empezó a producir.

Los yacimientos en este campo están a una profundidad de 2,600 metros con un tirante de agua de 250 a 290 metros, correspondiendo a una formación de areniscas del Jurásico Medio y Superior.

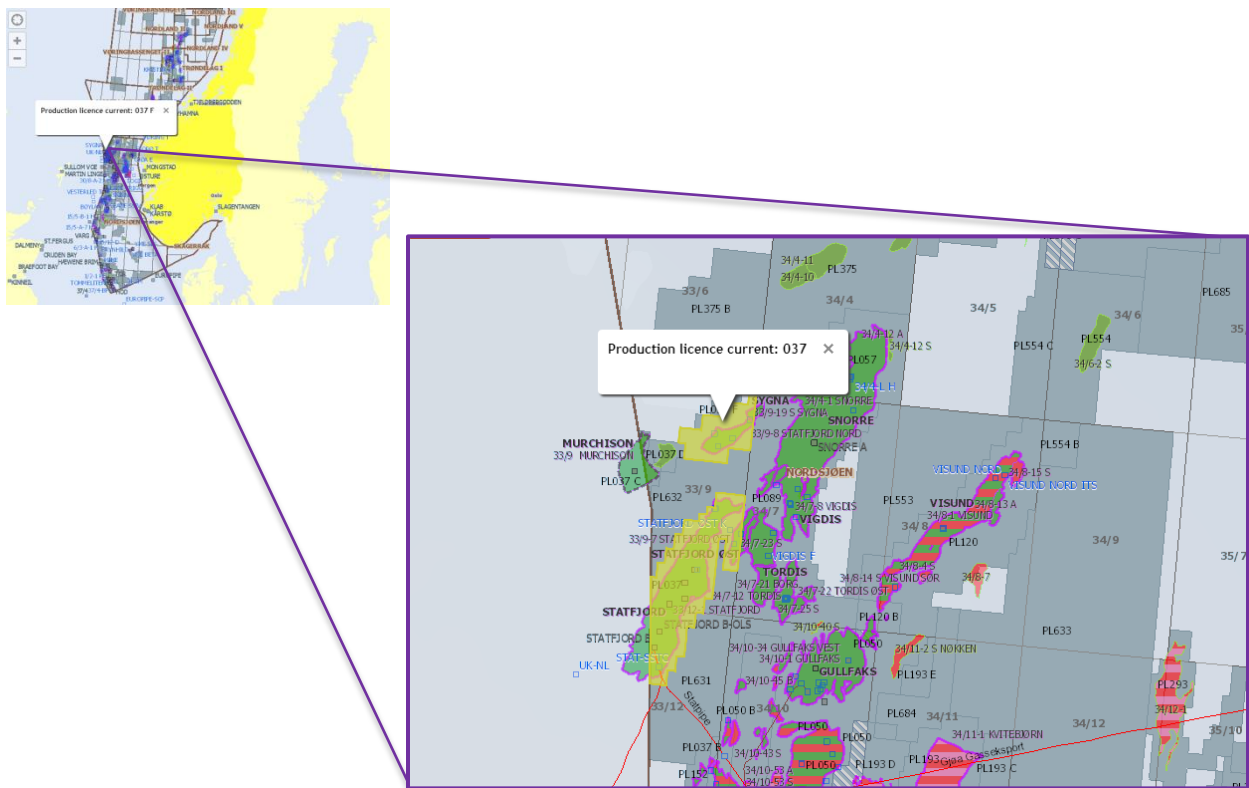


Figura 5.16 - Ubicación de la Licencia 037 en Noruega

*Fuente: Dirección Noruega del Petróleo

Para 2012 este campo producía cerca de 5,000 bpd, con un proyecto de mantenimiento de presión a través de inyección de agua.

Al ser un país que solo maneja licencias, esta licencia no tiene un régimen tributario especial, sino solo lo estipulado por la ley.

Licencia 218

Licencia activa de producción, localizada en el Mar de Noruega (Fig. 5.17) con un área delimitada de 115.9 km². Esta licencia se otorgó el 3 de febrero de 2006 con una duración de 35 años a las compañías Statoil Petroleum, OMV (Noruega) y ConocoPhillips Skandinavia, con los porcentajes de 75%, 15% y 10% respectivamente.

La primera licencia de exploración para esta área se otorgó en 1996, con una vigencia de 10 años. En 1997, tan solo un año después de otorgada la licencia de exploración, se descubrió el campo Aasta Hansteen, también conocido como Luva.

El campo Aasta Hansteen se encuentra a 300 km de la costa. Mientras que el yacimiento se localizó a 3,949 metros de profundidad con un tirante de agua de 1,300 metros, por lo que entra en la categoría de aguas profundas. Tiene reservas recuperables de gas seco estimadas en 40 mil millones de metros cúbicos a condiciones estándar.

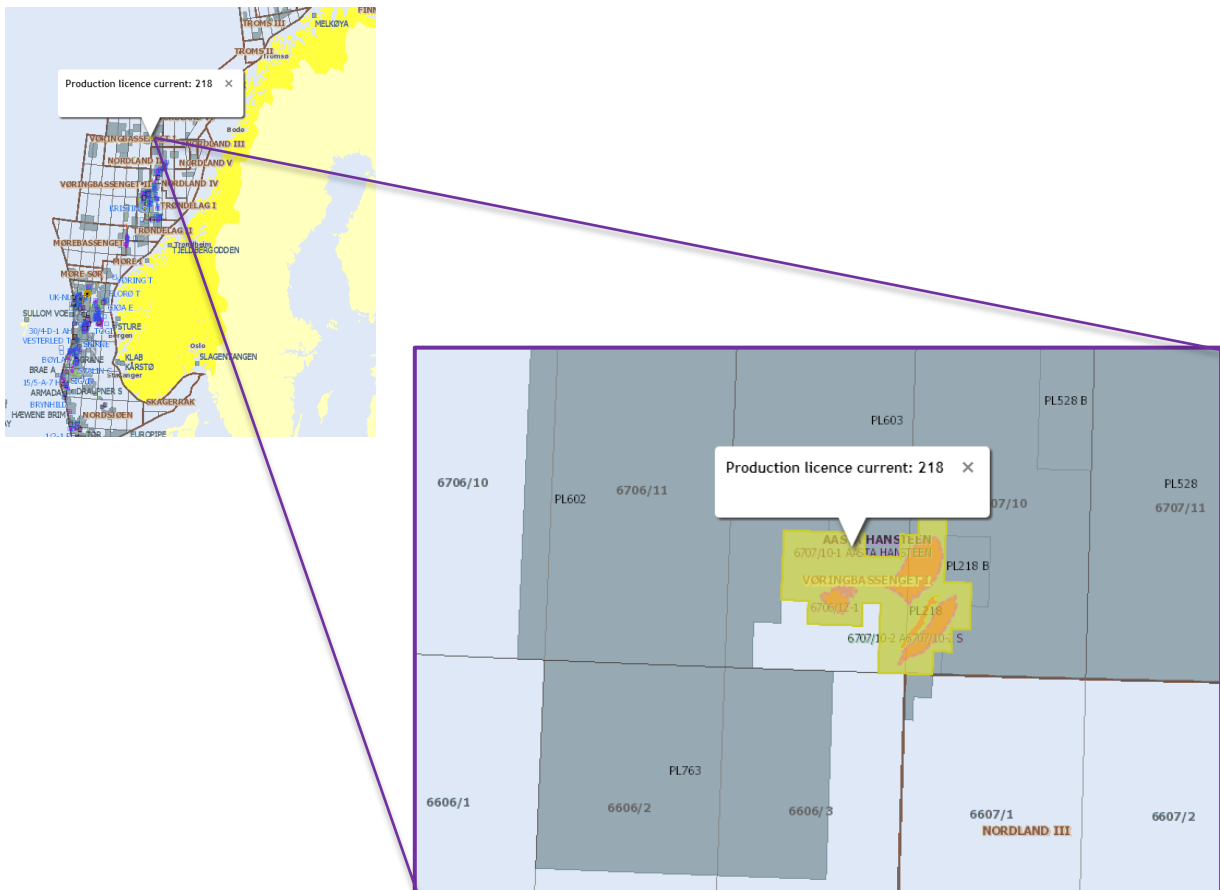


Figura 5.17 - Ubicación de la Licencia 218 en Noruega
*Fuente: Dirección Noruega del Petróleo

El proyecto actualmente se encuentra esperando la entrega de una plataforma del tipo Spar con la que empezaran los trabajos de desarrollo para después del 2015. Este campo presenta dificultades técnicas bastante severas por las condiciones climáticas del lugar, la falta de infraestructura (ductos), la lejanía de la costa y el pronunciado tirante de agua, por lo cual para superar todos estos retos, demanda enormes sumas de dinero y desarrollo de tecnología especial.

Tipo de contrato	• Licencia
Otorga Licencia	• Ministerio del petróleo y energía
Compañías	• Statoil Petroleum ----- 75% • OMV (Norge) ----- 15% • ConocoPhillips ----- 10%
Año de inicio	• 2012
Duración	• 35 años
Área	• 115.9 km ²

Tabla 5.15 - Datos de la Licencia 218 en Noruega
*Fuente: Dirección Noruega del Petróleo

5.2.7 Indonesia

Actualmente Indonesia tiene una política de libre mercado tanto en las actividades de exploración y explotación como en el resto de las actividades de la industria como transformación, almacenamiento y distribución de los hidrocarburos y sus derivados.

Localizada al sur de Asia, con un territorio similar al de México, Indonesia se caracteriza por ser uno de los países más poblados del mundo con casi 240 millones de personas y por su desmedida actividad tectónica, estando propensa a terremotos, erupciones volcánicas y tsunamis.



Figura 5.18 - Ubicación geográfica de Indonesia

*Fuente: maps.google.com.mx

Generalidades del sector petrolero en Indonesia

Indonesia ha sido participante de la industria por al menos 125 años, después de su primer descubrimiento al norte de Sumatra en 1885, actualmente continúa siendo un colaborador importante en la industria puesto que es el segundo mayor productor de petróleo en Asia.

Su industria ha sufrido considerables cambios por los problemas político-sociales que han surgido en este el país. A partir del 2001 empezó a declinar su producción la cual había llegado hasta 1.8 millones de barriles por día. Para 2004 dejó de ser parte de la OPEP para convertirse en un importador de petróleo, esto ocasionado por la creciente demanda interna de energía y por la falta de inversión en proyectos de exploración. Además Indonesia se ve afectado seriamente por el subsidio que da a los derivados del petróleo, lo cual pretendía ayudar al sector con menos recursos pero terminó impulsando el desarrollo de grandes corporaciones que mantuvieron el dominio del resto de las industrias.

A pesar de esta declinación en la producción de petróleo, que actualmente es aproximadamente de 800 mil barriles diarios, Indonesia ha logrado mantener su producción de gas, colocándose como el 8vo productor de gas a nivel mundial con reservas probadas de 108 billones de pies cúbicos en 2010, las cuales son equivalentes a

tres veces sus reservas de petróleo y pueden abastecer al país durante 50 años al ritmo de producción actual.

La diversidad geológica de los campos sigue ofreciendo un buen potencial de reservas de aceite y gas. De las 128 cuencas petroleras detectadas, sólo 38 han sido bien exploradas y 14 son productoras de petróleo y gas. En su mayoría estas cuencas pertenecen a sedimentos del Terciario. Alrededor del 75% de la exploración y la producción de petróleo se encuentra al oeste de Indonesia. Hay cuatro principales regiones productoras de petróleo: Sumatra, el Mar de Java, Kalimantan Oriental y Natuna. Mientras que para gas las principales regiones productoras son: East Kalimantan, Arun (norte de Sumatra), Sur de Sumatra y Natuna.

A Indonesia se le atribuye el origen de los Contratos de Producción Compartida (CPC), con los que ha trabajado y actualmente la mayor parte de su producción esta bajo este tipo de contratos, siendo en su mayoría compañías extranjeras como Chevron, Petrochina, ConocoPhillips y Total E&P los operadores de estos contratos.

Pertamina es la compañía estatal dedicada a la industria petrolera la cual es la segunda productora con mayor peso tan solo después de Chevron, pero en lo que respecta a las actividades de transporte, almacenamiento y distribución mantiene la dominio.

En Indonesia se tienen 10 refinerías con una capacidad combinada de 1150 millones de barriles diarios. Que sobrepasa la producción del país pero no cubre la demanda necesaria, por lo que siguen importado productos derivados de otros países.

Debido al decremento de producción de hidrocarburos el país ha volteado a analizar distintos tipos de recursos no convencionales (Gas Grisú) y energías alternativas (Geotermia) donde existe un gran potencial por la misma actividad tectónica que hay en la zona. Así es como comenzaron a crear legislaciones que permitan fomentar estas actividades.

Marco regulatorio

De acuerdo con la Constitución de la Republica de Indonesia de 1945, todos los recursos naturales dentro de las tierras y aguas del país son propiedad del estado. Para la regulación de las actividades relacionadas al petróleo y gas tienen la Ley No. 22/2001. En esta ley se establece que el gobierno tiene el control de las actividades de exploración, explotación, procesamiento, transporte, almacenamiento y distribución.

Las organizaciones reguladoras de Indonesia se componen por: el Ministerio de Recursos Energéticos y Minerales encargada de la política energética de Indonesia asegurando que las actividades comerciales relacionadas estén en conformidad con las

leyes y reglamentos, además se encarga de la adjudicación de contratos; BP Migas es una agencia estatal sin fines de lucro que controla las actividades de Upstream (exploración y producción), además representa al gobierno como contraparte de los contratos de colaboración conjunta; HBP Migas es la agencia dedicada a controlar todas las actividades de Downstream, como refinación, suministro, redes de ductos, almacenamiento de los hidrocarburos y sus derivados; PT Pertamina, es oficialmente la empresa de petróleo y gas propiedad del Estado, con autonomía administrativa y financiera, es la encargada de impulsar el desarrollo de la industria energética del país; y PT Perusahaan Gas Negara (PGN), soporte del gobierno para el desarrollo de proyectos en el uso del gas natural en beneficio de la población y para el suministro del consumo público.

Para los trabajos de exploración y explotación indonesia trabaja con un esquema de bloques los cuales denominan “Áreas de Trabajo” y son definidas por el Ministerio (Figura 5.19). Estas áreas son ofertadas mediante licitaciones u otorgadas con una nueva modalidad de adjudicación directa. Esta última modalidad se adoptó recientemente como medida para compensar la falta de interés de los inversionistas en los trabajos de exploración, pero para ganar este derecho la empresa debe de hacer trabajos de exploración en conjunto con la Dirección General de Petróleo y Gas (una subdivisión del Ministerio).

Para la gestión de estas dos actividades se utiliza un sistema de contratos al cual denominan de Colaboración Conjunta. Estos contratos están diseñados para ser principalmente CPC (y en su mayoría lo son) entre una compañía particular y el organismo regulador (BP Migas), además pueden ser Contratos de Servicio, Joint Ventures o Contratos de Asistencia Técnica.

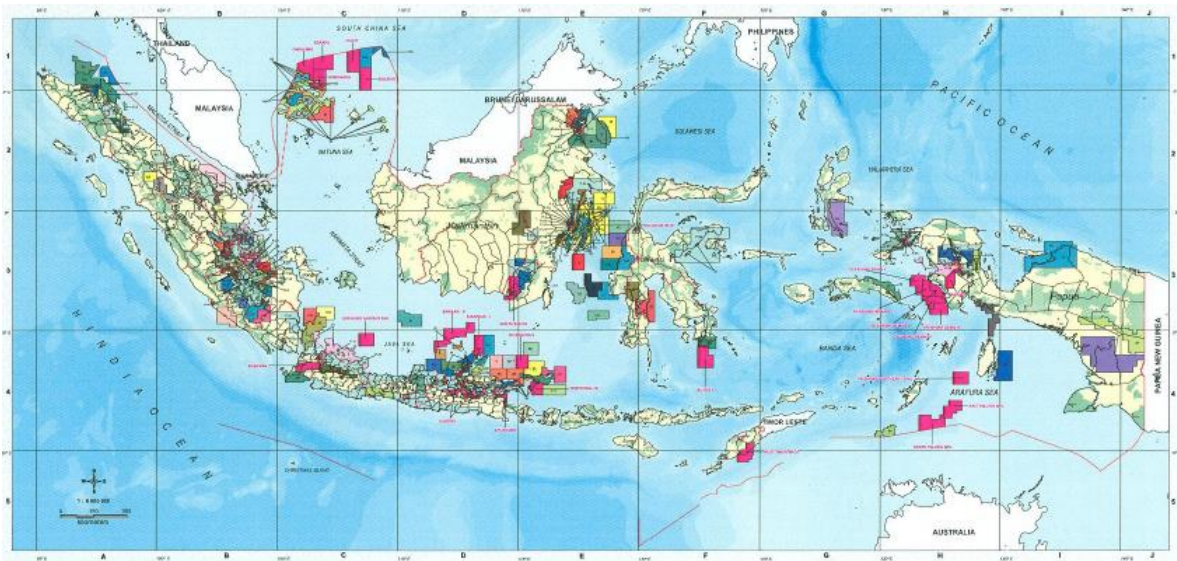


Figura 5.19 - Ubicación y distribución de los bloques petroleros en Indonesia
 *Fuente: Dirección General de Petróleo y Gas

Dentro de los lineamientos de los contratos de colaboración conjunta se señala la propiedad de los hidrocarburos, la cual es del estado hasta el punto de entrega; la situación del capital y los riesgos, los cuales son asumidos por el contratista; el periodo de contratación, el cual es otorgado por un máximo de 30 años, incluyendo ambas etapas; el título de propiedad, debido a que el contrato solo da un “derecho de uso” pero no cubre los derechos de uso de la tierra superficial, se estipula que los contratistas deberán de llegar a acuerdos con los dueños u ocupantes de las tierras; la condición de la información recopilada a lo largo de las actividades dentro de las áreas de trabajo, la cual se convierte en propiedad del estado al terminar el contrato, y esto ocurre también con todos los bienes y equipamiento utilizado para las actividades; y con lo que respecta a la mano de obra, tienen todo un apartado que regula la mano de obra local, que a pesar de no estipular un porcentaje concreto, tienen un monitoreo muy estricto para mantener alto su índice de empleados indonesios en las compañías y que estos reciban capacitación adecuada e igualdad de salarios y prestaciones.

En lo que a la repartición de hidrocarburo se refiere los CPC de Indonesia han tenido cambios sustanciales en los porcentajes que le corresponde a cada parte, 5 generaciones de contratos han precedido a los que actualmente se celebran en el país. La repartición de la última generación se compone por:

- La primera emisión de petróleo, conocida como First Tranche Petroleum (FTP), que corresponde a un porcentaje no mayor al 10%, que toma el Estado directamente de la producción sin tener la obligación de repartirla con el contratista y que es entregada a la agencia BP Migas.

- Los costos de operación, es decir gastos a los que incurrió la compañía para realizar los trabajos de exploración y explotación, incluyendo deudas en caso de haber necesitado ayuda financiera con un crédito.
- La división de la ganancia, la cual es variable y acordada en cada contrato. Siendo que la parte del contratista esta sujeta a impuestos, los cuales varían del 44% al 63% dependiendo de la dificultad del proyecto.

Además el contratista esta obligado a comercializar el 25% de su parte correspondiente dentro de Indonesia, para cubrir el mercado interno.

A pesar del castigado régimen fiscal de los CPC indonesios, la regulación también brinda incentivos, proporcionándoles a los contratistas una recuperación de costos de hasta un 20% adicional.

En tanto a las actividades Downstream, la modalidad de trabajo es bajo un esquema de licencias comerciales, que son emitidas a compañías estatales o internacionales por la agencia reguladora HBP Migas.

Ejemplo de los Contratos de Producción Compartida en Indonesia South Natuna Sea - Block B

Al Bloque B, al Sur del Mar de Natuna se le asignó un Contrato de Producción Compartida, el cual fue otorgado en 1979 y actualmente se encuentra en asociación con ConocoPhillips (40%), INPEX (35%) y Chevron (25%) teniendo derecho a producir en este bloque hasta 2028. El contrato para la exploración fue otorgado en 1968 y dos años después se descubrieron los primeros campos de gas de la zona.

Tipo de contrato	• Contrato de Producción Compartida
Otorga Licencia	• Ministerio de Recursos Energéticos y Minerales
Compañías	• ConocoPhillips (Operador) --- 40% • IMPEX ----- 35% • Chevron ----- 25%
Año de inicio	• 1979
Duración	• 49 años
Área	• 11,154 km ²

Tabla 5.16 - Datos de la Licencia 218 en Indonesia

*Fuente: rigzone.com

El bloque se ubica aproximadamente a 1,200 kilómetros de Jakarta (Fig. 5.20), capital de Indonesia, bajo un tirante de agua de aproximadamente 100 metros. En dicho bloque se han detectado 3 campos de aceite y 8 de gas, en la mayoría de ellos con volúmenes recuperables de condensados.

Las operaciones de producción en el área de Belanak se hacen en su mayoría con la ayuda de un sistema flotante de producción, almacenamiento y producción FPSO, comenzado a producir aceite y condensados desde 2004, y a partir de 2007 se adiciono la producción de gas natural. Los campos de Hiu (gas), Kerisi (aceite y gas), Belut Norte (gas) y Bawal (gas) comenzaron a producir a partir de 2006. Actualmente se prepara el campo de Belut Sur con grandes volúmenes recuperables de gas.

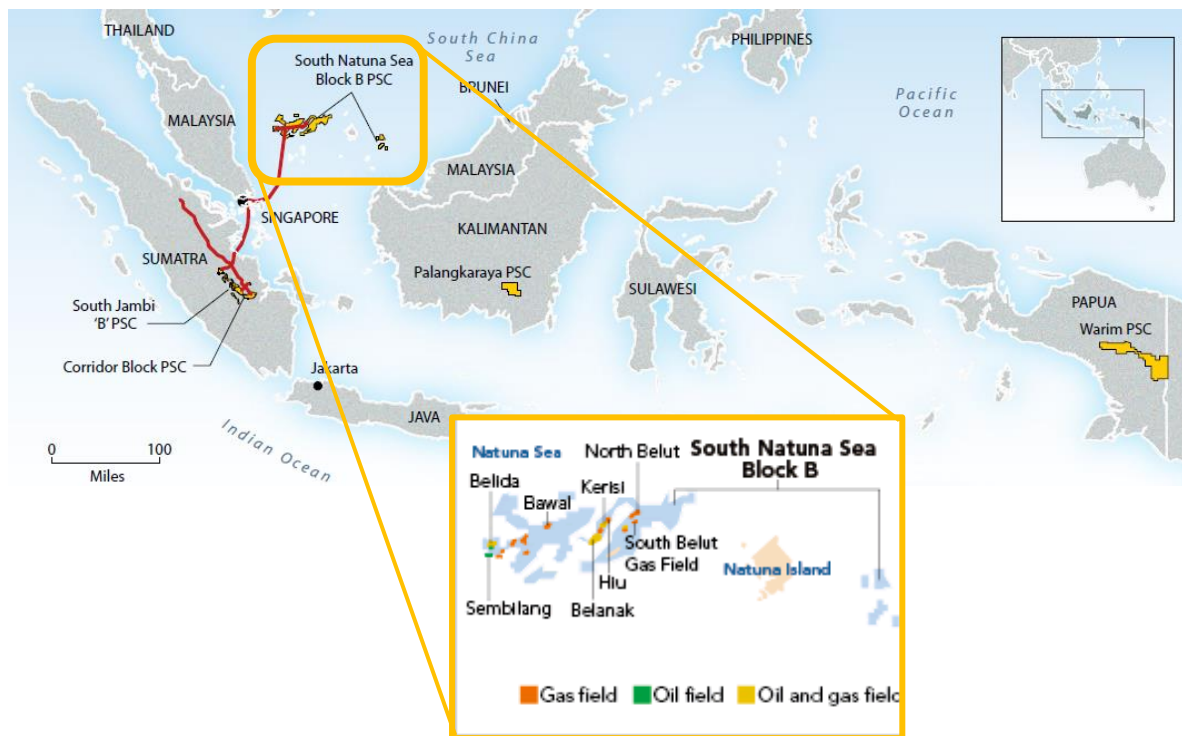


Figura 5.20 - Ubicación del Bloque B, Sur del Mar de Natuna

*Fuente: rigzone.com

Una de las características especiales en el desarrollo de este proyecto fue que se impulso la creación de ductos, con el apoyo de numerosas compañías y de los países que conforman el sur de Asia como Singapur y Malasia, que vieron gran potencial en la explotación de esta zona y ahora forman parte de una de las redes más grandes de gasoductos submarinos en el mundo.

6 Aspectos técnicos a considerar para la asignación de un contrato petrolero

En el presente capítulo se hace un análisis de los criterios geológicos, petrofísicos, de ingeniería, económicos y operacionales, que podrían ser considerados para la selección de un contrato. Puesto que no todos los yacimientos que ofrece México son iguales, algunos requerirán mayor inversión, algunos otros necesitaran permisos adicionales, otros más tendrán un riesgo elevado, etc., así que es necesario analizar estos aspectos y asociarlos con los contratos disponibles.

Dicho análisis se hace a partir de los yacimientos descritos en el Capítulo 3, que son en los que podrán participar las compañías particulares con alguno de los contratos petroleros, de acuerdo a la Ronda 1 (Capítulo 4).

Entre los aspectos a analizar se encuentra la repartición de bienes (renta petrolera), que a pesar de ser un tema polémico, es importante analizar la forma y momento en que se hace, siempre teniendo en cuenta que ambas partes deben ganar. El riesgo, siendo factor predominante debe considerarse, que aunque por lo regular será la compañía quien lleve a su cargo todo el riesgo y tendrá que ser responsable por los gastos de exploración en caso de no encontrar reservas comerciales de hidrocarburos, este riesgo ira variando a partir de la certidumbre que vayan arrojando los estudios geológicos y petrofísicos.

Además, siendo que todos los trabajos de exploración y desarrollo del campo se pueden traducir en dinero, se debe verificar en que momentos será “fácil” y en que otros será “difícil” extraer los hidrocarburos, es por ello que analizar el tipo de fluidos, de formación, localización, etc., derivará en el tipo de perforación, terminación, instalaciones superficiales, métodos de recuperación, capacitación del personal, etc. Aspectos donde posiblemente compañías internacionales puedan ser la solución al traer tecnología, experiencia y capital necesario.

6.1 Yacimientos terrestres

Los yacimientos terrestres podrían ser considerados entre de los proyectos más rentables y que presentan una menor incertidumbre. Pero, es necesario aclarar, que lo anterior se puede afirmar sólo en el caso de yacimientos convencionales, aquellos que no requieren grandes inversiones ni aplicar tecnologías o instalaciones especiales. Esto se debe a que en el tierra también se pueden encontrar yacimientos no convencionales, como de aceites pesados, de bajas permeabilidades, campos maduros, de shale gas, etc.

En algunos casos, estos yacimientos fluyen con energía propia. Por lo que no es necesario implementar acciones e instalaciones adicionales, por lo menos por algunos años.

6.1.1 Criterios a considerar para la selección de contratos

Criterios generales

La mayoría de los criterios que se consideran ideales para la selección de un contrato de yacimientos terrestres, son los que se enlistan en la siguiente tabla:

Criterios Geológicos/Petrofísicos	Criterios de Ingeniería	Criterios Económicos	Criterios Operacionales
Cuenca	Presión del yacimiento	Costo por pozo: Perforación	Pozo/Área
Formación geológica	Tipo de fluido	Productividad por pozo	Instalaciones superficiales
Tipo de roca	°API	Costo de exploración y desarrollo	Capacidad de operación
Profundidad	Gas Asociado/No asociado	Factor de Recuperación	Actividades gerenciales
Permeabilidad	Tipo de perforación/Terminación		Localización superficial
Porosidad	Núcleos		
Espesor bruto	Registros geofísicos		
Espesor neto			
Saturación			

Tabla 6.1 - Criterios generales a considerar para la selección de un contrato para un yacimiento terrestre

En la tabla anterior se mostraron la mayoría de los criterios a considerar, pero tal vez esos criterios no siempre son los mas importantes, los que las compañías o hasta el mismo Estado, toman en cuenta a la hora de elegir un contrato, por lo que se seleccionaron algunos de ellos, que a nuestra consideración, no deberían faltar al analizar la opción a un contrato.

Crterios mínimos

Al considerar que su convencionalidad es el fuerte de estos yacimientos, los criterios petrofísicos y geológicos son importantes solo para saber que tan económica y rápida será la producción, los cuales son mucho muy inferiores con respecto a los de aguas profundas, por ejemplo. Pero donde si habría que tener especial atención con estos criterios seria en el volumen recuperable de hidrocarburos, debido a que si se tuviera el caso de un súper yacimiento con una gran facilidad de explotación, dicho yacimiento podría ser altamente rentable. Como referencia podría usarse el caso del Medio Oriente donde este tipo de yacimientos predomina, siendo el encargado de extraerlo la compañía estatal con apoyo de compañías de servicio. Por ello se recomienda que en la asignación de estos yacimientos las compañías nacionales deban de predominar, manteniendo la propiedad de los recursos extraídos.

En caso de ser un campo nuevo, se presenta el reto con respecto a la localización geográfica, puesto que al no haber sistemas de transporte eficientes en lugares remotos con relieves irregulares (como lo es gran parte de México). La forma de transporte seria a través de ductos, que a pesar de ser tan ineficientes son costosos y requieren una multitud de permisos, con lo cual deberá de intervenir otra compañía encargada exclusivamente de ello con una buena anticipación. Pero también se debe considerar que al estar en tierra, están mas cerca de otros ductos, centros de almacenamiento o procesamiento, y seria ideal para el abasto de energía interno del país.

Además se debe tener en cuenta las adecuaciones en superficie como caminos, todas las instalaciones superficiales, brindar atención a las comunidades afectadas, etc.

El resto de los criterios de ingeniería, son los normales en cualquier yacimiento, por que sin una buena presión no se tendría una buena recuperación, y muy pronto se necesitaría implementar sistemas artificiales de producción o hasta algún método de recuperación adicional, lo cual será costoso. Por otro lado, la profundidad influye en gran medida por los costos de perforación, no es lo mismo perforar a 1,500 metros que a 8,000, entonces a pesar de ser un yacimiento “fácil” se elevaría el costo sustancialmente, puesto que en la perforación va el mayor porcentaje de la inversión.

El tipo de fluido si tiene una gran repercusión, porque a pesar de que el aceite pesado no se considera en este apartado, el que sea gas o aceite afluirá en la rentabilidad del proyecto así como la cantidad de condensados asociados de ser el caso. Hasta la entrada de la reforma, los proyectos de gas eran rechazados por la baja rentabilidad que presentaban pero esto era ocasionado por el bajo precio en el mercado de este fluido, por lo que era más económico importarlo de otros países. Así pues también se deberá considerar que el gas no es posible almacenarlo y es necesario distribuirlo a las

estaciones de procesamiento, así que se debe contar necesariamente con esta red de distribución.

Criterios geológicos	<ul style="list-style-type: none"> • Tipo de roca, profundidad, permeabilidad, cuenca, área, espesor bruto, saturación.
Criterios de Ingeniería	<ul style="list-style-type: none"> • Presión del yacimiento, tipo de fluido, profundidad.
Criterios económicos	<ul style="list-style-type: none"> • Todos los costos relacionados con los criterios de Ingeniería.
Criterios operacionales	<ul style="list-style-type: none"> • Infraestructura superficial, capacidad de operación, localización superficial.

Tabla 6.2 - Criterios mínimos a considerar para la selección de un contrato en yacimientos terrestres

6.1.2 Sugerencia de contrato a usar en yacimientos terrestres

En este tipo de yacimientos no se requiere realizar grandes inversiones, comparado con otros proyectos no convencionales. Se podría decir que las instalaciones y equipos que se requieren, son con los que ya cuenta el país. En caso de no contar con ellos o de requerir soporte técnico, es cuando se recurre a una compañía que preste este tipo de servicios. Y en resumen se podrían decir que son económicos y de rápido desarrollo. Por lo anterior, se considera que el tipo de contrato más adecuado para este tipo de yacimientos es:



Este tipo de contratos eran los únicos permitidos hasta ahora con la Reforma Energética de 2013 y que solo Pemex había podido celebrar con otras compañías como Contratos

Integrales de Producción o Contratos de Servicios Múltiples. Se debe recordar que este tipo de contratos son denominados de servicios puros en el ámbito internacional y son celebrados entre el Estado a través de un organismo regulador o la empresa operativa del estado y una compañía que presta los servicios operativos, ya sea nacional o extranjera, en donde el estado mantiene los derechos de propiedad sobre las reservas y la producción, mientras que la empresa de servicios funge como un operador en la vida productiva de proyecto. El Estado pagará los servicios prestados en efectivo a través de una tarifa preestablecida en el contrato, que debe cubrir los costos incurridos, de operación, inversión o de ambos y su ganancia. Y por ningún motivo se pagarán con producción.

Al ser relativamente favorables este tipo de yacimientos se encuentra adecuado para que empresas mexicanas (preferentemente Pemex u otras empresas productivas del estado) puedan explotarlos y el beneficio sea completamente para el país por el elevado contenido nacional. Así las compañías mexicanas podrán ir creciendo rápidamente sin invertir en proyectos muy complejos y por lo tanto más costosos.

Es importante mencionar que este tipo de contratos es ideal para yacimientos de aceite, debido a su alto precio en el mercado internacional porque para proyectos de gas la rentabilidad es muy inestable debido a su bajo precio.

6.2 Yacimientos en aguas someras

Dentro de los proyectos exploratorios, los proyectos en aguas someras se ubican en el grupo de mayor rentabilidad y menor incertidumbre. Dicha rentabilidad es significativamente superior a los proyectos exploratorios en aguas profundas, pero no es así en los yacimientos terrestres, ya que la inversión en el mar es superior por las instalaciones requeridas.

Además, tal y como se aclaró en los yacimientos terrestres, el hecho de que estén en aguas someras no significa que sean proyectos sencillos, ya que a pocas profundidades también podemos encontrar yacimientos que presentan retos técnicos complejos, como es el caso de los crudos pesados. Es así que este apartado se ha reservado para proyectos que estén dentro de los límites de aguas someras (menores a 500 metros de profundidad) pero con convencionalidad usual, es decir no se consideran los yacimientos de aceite pesado, shale gas/oil, etc.

6.2.1 Criterios a considerar para la selección de contratos

Criterios generales

Los criterios generales que se deberían considerar para aguas someras se enlistan en la siguiente tabla (6.3).

Criterios Geológicos/Petrofísicos	Criterios de Ingeniería	Criterios Económicos	Criterios Operacionales
Cuenca	Presión del yacimiento	Costo por pozo: Perforación	Pozo/Área
Formación geológica	Tipo de fluido	Productividad por pozo	Instalaciones marinas
Tipo de roca	°API	Costo de exploración y desarrollo	Capacidad de operación
Profundidad	Gas Asociado/No asociado	Factor de Recuperación	Actividades gerenciales
Profundidad en el lecho marino	Tipo de perforación/Terminación		Personal especializado
Permeabilidad			Cuidados Medioambientales
Espesor bruto			
Espesor neto			
Saturación			

Tabla 6.3 - Criterios generales a considerar para la selección de un contrato para un yacimiento en aguas someras

Dentro de los criterios generales se encuentran algunos parecidos a los de yacimientos terrestres, esto porque se consideraron yacimientos convencionales y la verdadera diferencia se tiene por la localización superficial. Se podría decir que del pozo hacia abajo la ingeniería es muy parecida a los terrestres que se tomaron en cuenta para el apartado anterior, pero para todo lo relacionado al trabajo en superficie se tendrán grandes cambios, algunos con desventajas pero otros no.

Criterios mínimos

Como se había comentado, para los yacimientos terrestres la determinación de la rentabilidad del proyecto debe ser atractiva para los inversionistas y dependerá de los adecuados estudios geológicos y petrofísicos que se lleven a cabo. Es así que las propiedades como el tipo de roca, la profundidad total, el volumen recuperable de hidrocarburo son esenciales para determinar dicha rentabilidad.

A comparación de los yacimientos terrestres, los yacimientos costa fuera tanto someros como profundos, tienen características de logística que aunque son complejas no

necesariamente deben de verse como desventajas puesto que estén en el mar ayuda a que el traslado de componentes o de la misma producción pueda agilizarse.

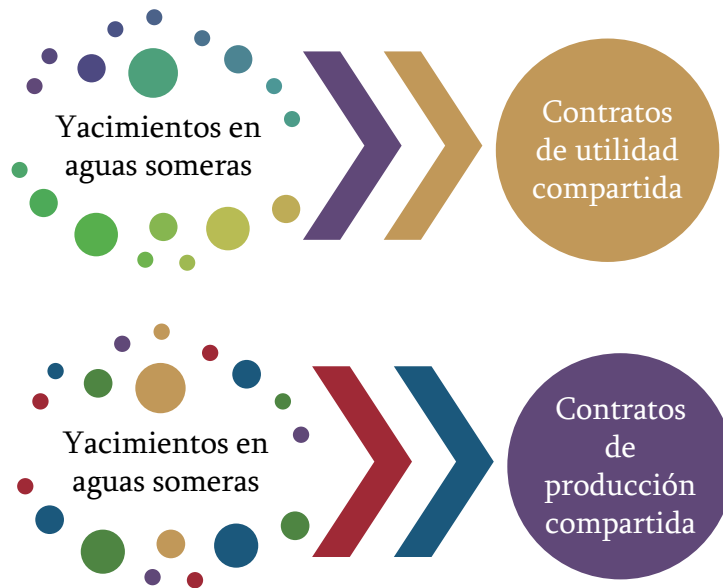
Aunque es más costoso el desarrollo de estos campos, en México han sido altamente rentables debido a su buena productividad. Por ello las instalaciones marinas deben de seleccionarse adecuadamente, así como la perforación y terminación de los pozos, preparando el camino para en algún momento implementar actividades de recuperación adicional o sistemas artificiales de producción para mantener y optimizar las características del yacimiento. Entonces una buena caracterización estática y dinámica del yacimiento es necesaria para el buen diseño de proyecto de desarrollo.

Criterios geológicos	<ul style="list-style-type: none"> • Tipo de roca, profundidad, profundidad en el lecho marino, permeabilidad, área, espesor bruto.
Criterios de Ingeniería	<ul style="list-style-type: none"> • Presión del yacimiento, tipo de fluido, número de pozos necesarios, instalaciones marinas,
Criterios economicos	<ul style="list-style-type: none"> • Todos los costos relacionados con los criterios de Ingeniería.
Criterios operacionales	<ul style="list-style-type: none"> • Planeación, especializado, infraestructura marina, capacidad de operación.

Tabla 6.4 - Criterios mínimos a considerar para la selección de un contrato en aguas someras

6.2.2 Sugerencia de contrato a usar en aguas someras

De acuerdo con la propuesta de licitación en la Ronda 1 en cuanto a proyectos de yacimientos en aguas someras, el objetivo principal es acortar el tiempo entre nuevos descubrimientos adicionales y la producción de hidrocarburos. Y como los yacimientos en aguas someras (que se consideraron especialmente para este apartado) no representarían grandes retos tecnológicos ni de inversión, por lo que de ellos se puede obtener producciones generosas a corto plazo. Es por esto que se considera que los contratos que se podrían aplicar a un yacimiento en aguas someras son:



Los contratos de producción compartida y los contratos de utilidad compartida son muy parecidos. En ambos casos el contratista absorbe los riesgos y la inversión total de las actividades de exploración y explotación. La diferencia radica en la forma de pago, estas contraprestaciones en beneficios de las compañías son tal y como se mencionan en el apartado de las Leyes Secundarias (Capítulo 4).

Con cualquiera de estos contratos se pueden obtener pronto resultados, ya que estos proyectos en aguas someras no deberían presentar grandes riesgos ni complicaciones, para Pemex o las demás compañías. Son mucho más atractivos que un proyecto en aguas profundas cuyos beneficios tardarían cerca de 10 años en verse y el precio del crudo sería un factor incierto.

En el caso de que se encuentren áreas altamente productivas, considerando los gastos de desarrollo y la rapidez con la que deberían hacerse estos proyectos, lo más conveniente sería no dejar esta explotación exclusivamente a compañías nacionales, sino que las compañías extranjeras podrían brindarnos muchas facilidades en estos dos rubros (agilidad y financiamiento).

Es así que se considera ofrecerles estos dos contratos a estas compañías, los cuales pueden parecerles atractivos porque la incertidumbre en estos yacimientos es baja. Se debe mencionar que a través de un análisis económico se podrá determinar cuál de los contratos será el más productivo. Sin embargo, puede ser que las compañías privadas se sientan más interesadas por el contrato de producción compartida, porque verían reflejadas rápidamente la recuperación de costos y sus ganancias directamente en producción, que a ellos les conviene tener en superficie mientras el precio del crudo se mantenga elevado.

6.3 Yacimientos en aguas profundas

En México aún no se ha producido un solo barril de petróleo proveniente de este tipo de yacimientos. Pese a que el 2012 fue un año de actividades de Pemex en esta área, el número de pozos perforados fue únicamente de 6 y con fines meramente exploratorios.

La producción de hidrocarburos en aguas profundas requiere de fuertes inversiones. Cada pozo en este tipo de yacimientos tiene un costo aproximado de entre 150 y 200 millones de dólares, esto sin considerar la infraestructura submarina necesaria.

La probabilidad de éxito comercial en aguas profundas oscila entre 20 y 50%. Esto implica que por cada 100 pozos exploratorios se pierden, en promedio, entre 8 mil y 14 mil millones de dólares en pozos secos.

Para efectuar las actividades de producción más allá de la costa, la industria petrolera internacional ha utilizado exitosamente a las plataformas fijas, las torres flexibles, los sistemas submarinos y los sistemas flotantes

La explotación de hidrocarburos en aguas profundas y ultra-profundas (tirantes mayores a 1,500 m) requiere de sistemas flotantes anclados al fondo marino y/o de sistemas submarinos de producción, los cuales reciben a los hidrocarburos provenientes de los pozos y los envían a través de ductos y/o risers a instalaciones marinas cercanas o en tierra para su procesamiento, almacenamiento o venta.

6.3.1 Criterios a considerar para la selección de un contrato

Criterios generales

En aguas profundas los criterios a considerar se multiplican puesto que son proyectos verdaderamente complejos y costosos. (Tabla 6.5)

Criterios Geológicos	Criterios de Ingeniería	Criterios Económicos	Criterios Operacionales
Cuenca	Presión del yacimiento	Costo por pozo: Perforación	Pozo/Área
Formación geológica	Tipo de fluido	Productividad por pozo	Instalaciones marinas
Tipo de roca	°API	Costo de exploración y desarrollo	Capacidad de operación

Permeabilidad	Gas Asociado/No asociado	Factor de Recuperación	Actividades gerenciales
Porosidad	Tipo de perforación/Terminación		Operación y mantenimiento
Área	Ductos, risers, umbilicales, arboles submarinos.		Diseño de los sistemas submarinos con base en las condiciones ambientales y condiciones de operación
Espesor bruto	Sistemas flotantes		Diseño de sistemas submarinos de acuerdo a las necesidades de los proyectos
Espesor neto	Saturación		Mantenimiento
Saturación	Temperatura		Personal especializado
	Simulación de yacimientos		Diseño de instalaciones submarinas
	Control de formación de hidratos		Diseño de instalaciones superficiales
	Tirante de agua		Planeación
	Profundidad Total		
	Aseguramiento de flujo		

Tabla 6.5 - Criterios generales a considerar para la selección de un contrato en un yacimiento en aguas profundas

El hecho de que el tirante de agua sea mayor, modifica muchos otros factores que se asocian al desarrollo de yacimiento, casi todos ellos involucrados con la lejanía de la costa, y por las diferencias de presiones y temperaturas en el fondo del mar.

Así el diseño y planeación de estos proyectos debe ser precisa, porque un error representaría pérdidas millonarias para la compañía operadora, que conlleva todos estos gastos.

Crterios mínimos

El riesgo como se ha venido comentando esta asociado con la incertidumbre que existe de que el hidrocarburo sea o no, comercialmente explotable y en este caso el riesgo será muy elevado. A partir de los estudios de exploración se determinará el verdadero potencial del yacimiento, pero no sin antes hacer grandes inversiones para ello.

Para garantizar el éxito de las operaciones, las compañías operadoras y contratistas se enfrentan a nuevos desafíos en el desarrollo de campos en aguas profundas. Estos desafíos comprenden temas relativos a la seguridad, al medio ambiente, al diseño conceptual, a los costos, a la producibilidad de los pozos y a la confiabilidad del equipamiento. Actualmente, para que los proyectos resulten viables desde el punto de vista económico, las terminaciones en aguas profundas deben optimizar al máximo la recuperación final de los yacimientos. Los yacimientos descubiertos recientemente tienen capacidad para producir con altas tasas de flujo, por lo cual, el diseño de los pozos debe ser conforme a ello. Debido a los altos costos y a la dificultad para acceder a los pozos en aguas profundas, la industria petrolera debe confiar plenamente en las nuevas tecnologías para optimizar la repartición del capital realizada en los proyectos.

Para el éxito de un proyecto, el diseño de las terminaciones y la confiabilidad de los equipos resultan fundamentales. Si bien las nuevas tecnologías son esenciales, existen riesgos en el uso de dispositivos que no han sido sometidos a pruebas rigurosas para comprobar su grado de confiabilidad. A lo largo de la vida de un pozo, estos problemas implican la necesidad de efectuar operaciones de re-entrada y reacondicionamientos, las cuales se deben minimizar para que el proyecto resulte viable. Los problemas pueden provocar daños en la formación, pérdidas de reservas y riesgos relacionados con la seguridad y el medio ambiente. Por lo tanto debe ser exageradamente controladas y supervisadas todas las actividades en estos proyectos.

Tomando en cuenta que todo lo necesario para desarrollar este tipo de yacimientos es especialmente creado para este fin, como: tuberías, plataformas, sistemas submarinos, personal capacitado, etc. Todo tendrá un costo elevado. Por ello los criterios de ingeniería son de los más importantes a considerar porque de ello dependerá que sea exitoso pero también que sea lo mas rentable posible el proyecto.

Criterios geológicos/Petrofísicos	<ul style="list-style-type: none"> • Tipo de roca, profundidad, profundidad en el lecho marino, permeabilidad, cuenca, espesor bruto.
Criterios de Ingeniería	<ul style="list-style-type: none"> • Presión del yacimiento, tipo de fluido, número de pozos necesarios, tipo de perforación/terminación, aseguramiento de flujo, simulación de yacimientos, control de formación de hidratos. sistemas submarinos, sistemas flotantes.
Criterios economicos	<ul style="list-style-type: none"> • Todos los costos relacionados con los criterios de Ingeniería.
Criterios operacionales	<ul style="list-style-type: none"> • Planeación, personal especializado, infraestructura marina, capacidad de operación.

Tabla 6.6 - Criterios mínimos a considerar para la selección de un contrato en un yacimiento en aguas profundas

6.3.2 Sugerencia de contrato a usar en aguas profundas

Dada la complejidad operativa de los proyectos en aguas profundas, se debe tener en cuenta que extraer los hidrocarburos en esta zona requiere un gran esfuerzo e inversión económica, así como metodologías de desarrollo de proyectos, tecnología de punta, y desarrollo de capital humano altamente capacitado.

Las aguas profundas constituyen un ambiente extremadamente difícil, derivado de los altos costos de los equipos de perforación, terminación e intervención a pozos, la complejidad de la extracción en desarrollos submarinos, el aseguramiento de flujo, los riesgos, y las condiciones climatológicas adversas.

Por todo lo anterior, el contrato que podría utilizarse en yacimientos de aguas profundas es:



Recurriendo al análisis de los contratos en otros países, se encontró que de los contratos más utilizados en aguas profundas, es el de producción compartida además de las concesiones o licencias. Pero esto se debe a que es verdaderamente atractivo para las compañías, porque considerando el riesgo, los montos de inversión y el tiempo para empezar a producir, deben de asegurar una buena ganancia. A pesar de que el estado se queda con un porcentaje mayor, la cantidad que recibe el contratista no es despreciable puesto que estos yacimientos suelen ser muy productivos. Siendo un buen ejemplo de todo ello, Indonesia, que a pesar de los castigados regímenes de impuestos que tienen sus CPC, las condiciones climáticas adversas y los recurrentes desastres naturales, las compañías siguen ofertando por bloques en su territorio porque pueden llegar a ser muy productivos.

Una cuestión importante de estos yacimientos, es que a pesar de que el descubrimiento puede ser rápido (de 1 a 3 años) el desarrollo para poder explotarlo, es el que conlleva más tiempo y capital. Entonces se estaría produciendo por primera vez hasta después de periodo de aproximadamente 10 años, como se observó en los casos de Chevron tanto en Estados Unidos como en Indonesia.

Con todo esto es evidente que hay compañías extranjeras que se están dedicando de lleno en este rubro. Por lo cual sería ideal que ellos nos apoyaran a trabajar estas áreas, trayendo consigo su experiencia y tecnología, pero claro siempre reteniendo un porcentaje de participación en estos proyectos para que el Estado por medio de Pemex obtenga parte de esta experiencia y posteriormente con ese conocimiento y tecnología, logre desarrollar como operador otras áreas en aguas profundas.

6.4 Yacimiento de aceite pesado y/o extrapesado

La explotación de los yacimientos de aceite pesado y extrapesado enfrenta retos de producción especiales y por lo tanto altos costos de inversión. Se requieren técnicas innovadoras de perforación, terminación, estimulación y vigilancia rutinaria de pozos para que este tipo de yacimientos se conviertan en proyectos rentables.

Para los productores dedicados a la recuperación de aceite pesado, el emprendimiento requiere una inversión de largo plazo. La alta viscosidad del aceite pesado y extrapesado aumenta las dificultades de transporte y de obtención de productos comerciables, requiere técnicas de refinamiento especial y por ende más costosas.

Sin embargo, debido a que la mayoría de los campos de aceite pesado son someros (y en el caso de la Ronda 1 serán en aguas someras), los costos de perforación no constituyen un factor dominante, pero el uso creciente de pozos horizontales y multilaterales complejos está introduciendo algunos costos en esta etapa del desarrollo. Mientras que

para la etapa de producción, la recuperación mejorada con métodos térmicos, químicos o algunos otros, serán el principal factor que incrementará el costo.

En el mercado internacional los crudos ligeros son los más cotizados porque de éstos se obtienen más fácilmente productos de alto valor como son los combustibles (gasolina y diesel). Bajo este paradigma los crudos pesados y extrapesados tienden a ser de menor precio, porque son más difíciles de procesar, y serán menos atractivos.

6.4.1 Criterios a considerar para la selección de un contrato

Criterios Generales

En estos yacimientos los criterios están enfocados a los de ingeniería, debido a las dificultades y retos técnicos ocasionados por la densidad y viscosidad de los aceites contenidos en ellos. (Fig 6.7)

Criterios Geológicos	Criterios de Ingeniería	Criterios Económicos	Criterios Operacionales
Cuenca	Presión del yacimiento	Costo por pozo	Pozo/Área
Formación geológica	Tipo de fluido	Productividad por pozo	Infraestructura terrestre
Tipo de roca	°API	Costo de exploración y desarrollo	Infraestructura marina
Profundidad	Viscosidad	Factor de Recuperación	Capacidad de operación
Permeabilidad	Tipo de Perforación/Terminación	Costo de Recuperación Secundaria y/o Mejorada	Actividades gerenciales
Distribución de facies y calidad de la roca	Métodos de Recuperación Secundaria y Mejorada	Costo SAP	Monitorear condiciones de operación de pozos y procesos de manera remota y/o continua en la etapa productiva
Yacimiento	Sistemas Artificiales	Costo estimaciones	

Naturalmente Fracturado	de Producción	
Núcleos en YNF	Caracterización físicoquímica	Costo tratamiento del aceite
Mojabilidad	Correlaciones aplicables a aceites pesados y extrapesados	
Área	Modelos de simulación	
	Contenido de metales y azufre	
	Pozos horizontales y multilaterales	
	Sismica 3D y 4D	
	Estimulaciones	

Tabla 6.7 - Criterios generales a considerar para la selección de un contrato para un yacimiento de aceite pesado y/o extrapesado

Criterios mínimos

La clave para explotar estos yacimientos (y en general de los no convencionales), es la comprensión del mismo yacimiento. Por ello la caracterización es fundamental, y una vez determinadas las características del yacimiento el resto dependerá del diseño del proyecto de explotación, donde se deberán implementar todas las tecnologías necesarias para elevar el factor de recuperación.

Una parte importante de la reserva de crudo pesado en México, se localiza en yacimientos costafuera, en el Golfo de México. Estos yacimientos están asociados a carbonatos fracturados, es por esto la importancia de caracterizar las fracturas en caso de que existan.

En este tipo de yacimientos se requiere perforar pozos horizontales y multilaterales para contactar la mayor parte del yacimiento posible. Además, se requiere implementar estimulaciones (estimulación de limpia, estimulación matricial, estimulación acida, estimulación orgánica, fracturas ácidas, etc.), métodos de recuperación secundaria o mejorada (inyección de geles o espumas, inyección de vapor con solventes, inyección de nitrógeno y CO₂, inyección optimizada de agua, mejoramiento In-Situ, inyección de diluyentes, recuperación térmica) y/o sistemas artificiales de producción (Bombeo Electro Centrifugo, Bombeo de Cavidades Progresivas, etc.). Lo que se traduce en grandes inversiones.

Adicionalmente, se requieren tratamientos adicionales en superficie para eliminar impurezas, para el mejor aprovechamiento del aceite y su comercialización.

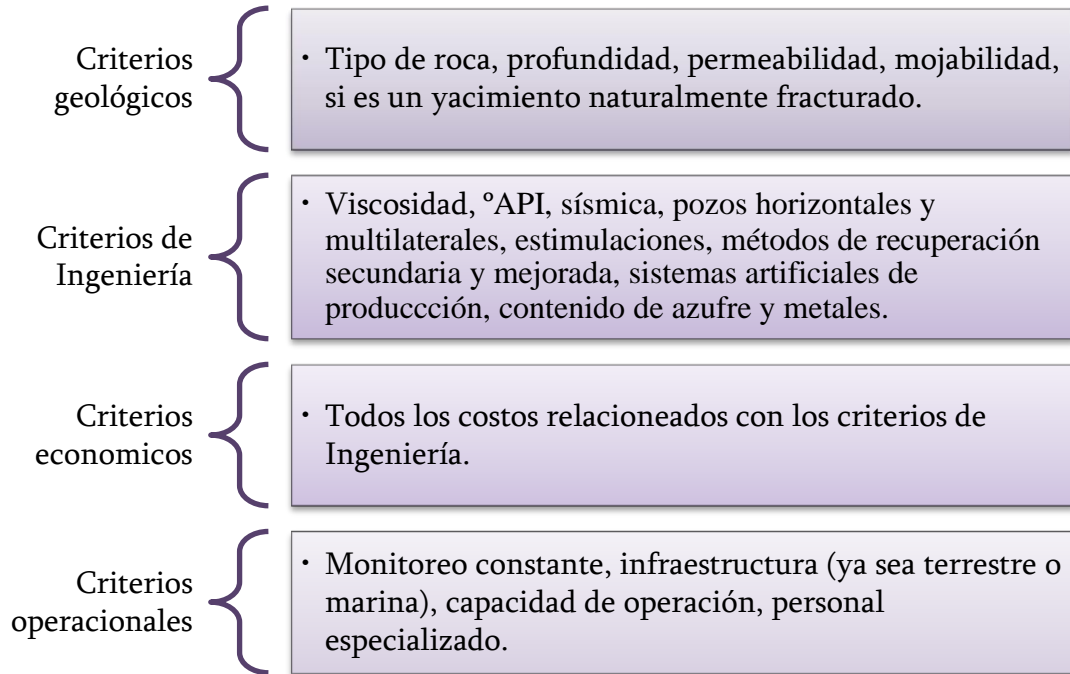


Tabla 6.8 - Criterios mínimos a considerar para la selección de un contrato en un yacimiento de aceite pesado y/o extrapesado

6.4.2 Sugerencia de contrato a usar en yacimientos de aceite pesado y extrapesado

Debido a las grandes inversiones que representa uno de estos proyectos, la tecnología y conocimiento necesario para extraer el aceite y la dificultad para comercializarlo, el contrato que se considera podría traer beneficios tanto para el país como para las compañías, sería:



Tal vez el riesgo en este tipo de yacimientos no sea tan elevado, comparado con otros proyectos (como en el caso de aguas profundas), pero no resultan tan atractivos estos proyectos por la baja recuperación que se llega a tener y por la serie de inconvenientes

que se ha descrito anteriormente, por lo tanto para compensar estas desventajas y por el hecho de que la compañías buscan tener un porcentaje de la producción, en este caso lo mejor sería ofrecer los CPC. El contratista asume dicho riesgo completamente, así como las inversiones necesarias para el proyecto. Una vez que se obtenga la producción en la boca del pozo el Estado cubre la cuota de su inversión con una parte de la producción, para posteriormente “repartirse” la producción restante.

Esto le conviene a México, porque adicionalmente a los costos de extracción, los aceites pesados requieren tratamientos adicionales para su comercialización. De esta manera, la compañía particular nuevamente asume los costos de dichos tratamientos del porcentaje de la producción que le corresponde. A diferencia de aplicar un contrato de utilidad compartida, en el que el país asumiría los costos del tratamiento del aceite para posteriormente poder comercializarlo y así realizar el pago a los particulares. Mientras que la parte del estado, podría mezclarse con el resto de la producción obtenida de otros campos pero ya no se vería tan afectada esta mezcla que si fuera mezclado por el volumen total obtenido de aceite pesado.

Aunado a este criterio, se contempla la ventaja de que las compañías pudiesen refinar mas fácilmente estos hidrocarburos ya que algunas cuentan con acuerdos con refinerías en todo el mundo y otras cuentan con el resto de las con actividades de Dowstram.

Cómo se observo en el Capitulo 3 (Tipos de yacimientos en México), el país cuenta con una inmensa reserva 3P de aceites pesados, por lo cual se debe pensar en un contrato en el que la mayor parte de la futura producción se quede en el país tanto para el consumo nacional como para la comercialización mediante empresas nacionales, por lo tanto este contrato seria una gran opción.

6.5 Yacimientos de shale gas/oil

Dadas las características de los yacimientos de shale gas/oil, estos representan depósitos de menor calidad, tal y como se muestra en la Figura 6.1, en donde además se puede observar que en cuanto menor es la calidad del depósito, mayor es el costo de la explotación y son mayores los requisitos tecnológicos.



Figura 6.1 - Relación de convencionalidad y calidad de los hidrocarburos

*Fuente: CNH

El desarrollo de cada pozo en shale gas/oil tiene un costo aproximado de entre 8 y 10 millones de dólares. Además debe considerarse el corto tiempo de vida de los pozos, ya que presentan una pronta declinación (en el primer año pueden declinar hasta más del 50%).

La corta vida de los pozos puede afectar recuperación final esperada. Ya que cuando los contratos especifican volúmenes de producción determinados y fechas de entregas programadas y, además, el descenso de la producción de un pozo es más rápido que lo esperado, es necesario incorporar más pozos, lo que se traduce en aumentar la inversión, lo cual puede anular los rendimientos esperados. En este ciclo de inversiones y expectativas no cumplidas, los rendimientos pueden llegar a ser negativos.

Anteriormente era necesario adquirir permisos para perforar y para extraer gas natural y/o aceite en este tipo de formaciones. Un permiso para un pozo de 10000 metros cuesta 2600 dólares, aproximadamente. En 2012, Pemex obtuvo únicamente tres permisos para perforar. Por lo tanto se deberá tener especial atención en lo que respecta a regulación para estos yacimientos, porque deberían ser ágiles estos trámites pero también muy rigurosos para que no afecten el ecosistema a su alrededor.

Los costos de perforación en estas cuencas representan un 40% de los costos totales. El resto corresponde a las actividades de terminación, que incluyen fracturación hidráulica, revestimiento y cementación del pozo. La suma de todos estos costos asciende a 4.5 millones de dólares, aproximadamente.

6.5.1 Criterios a considerar para la selección de un contrato

Criterios Generales

Los criterios generales para los yacimientos de shale gas/oil, son reducidos puesto que son en tierra y someros, pero también se enfocan a los criterios de ingeniería por los tipos de terminación que se deben de tener y que son prioritarios para una buena recuperación (Figura 6.9).

Criterios Geológicos	Criterios de Ingeniería	Criterios Económicos	Criterios Operacionales
Cuenca	Presión del yacimiento	Costo por pozo: Perforación + costo por etapas de fracturamiento	Pozo/Área
Formación geológica	TOC (Carbón Orgánico Total)	Productividad por pozo	Uso de agua
Tipo de roca/Contenido de arcilla: Arena, Arenisca, Lutita, formaciones areno-arcillosas	Tipo de fluido/geoquímica	Costo de exploración y desarrollo	Uso apuntalante
Profundidad	Madurez térmica	Costo de los permisos para perforar	Infraestructura superficial
Permeabilidad	Contenido de gas en mmft ³ /ton roca (> 100)		Capacidad de ejecución
Espesor	Contenido de hidrogeno		Actividades gerenciales
	Tipo de Perforación/ Terminación		Personal especializado
	Tipo de fracturamiento/ Etapas de fracturamiento		

Tabla 6.9 - Criterios generales a considerar para la selección de un contrato para un yacimiento de shale gas/oil

Crterios mínimos

En México existen lutitas ricas en materia orgánica y térmicamente maduras de edad Jurásico y Cretácico, muy similares a las lutitas gasíferas productivas de edad similar a las de EUA, tales como las lutitas Eagle Ford, Haynesville-Bossier y Pearsall. Con lo cual las compañías tienen una idea de lo que les espera, pero no obstante se deben conocer bien los factores como la permeabilidad, el tipo de fluido, el contenido orgánico total, la madures térmica, el espesor, la litología y separación promedio entre acuíferos. Porque todos estos factores deben tener un mínimo indispensable para que el proyecto sea productivo y rentable.

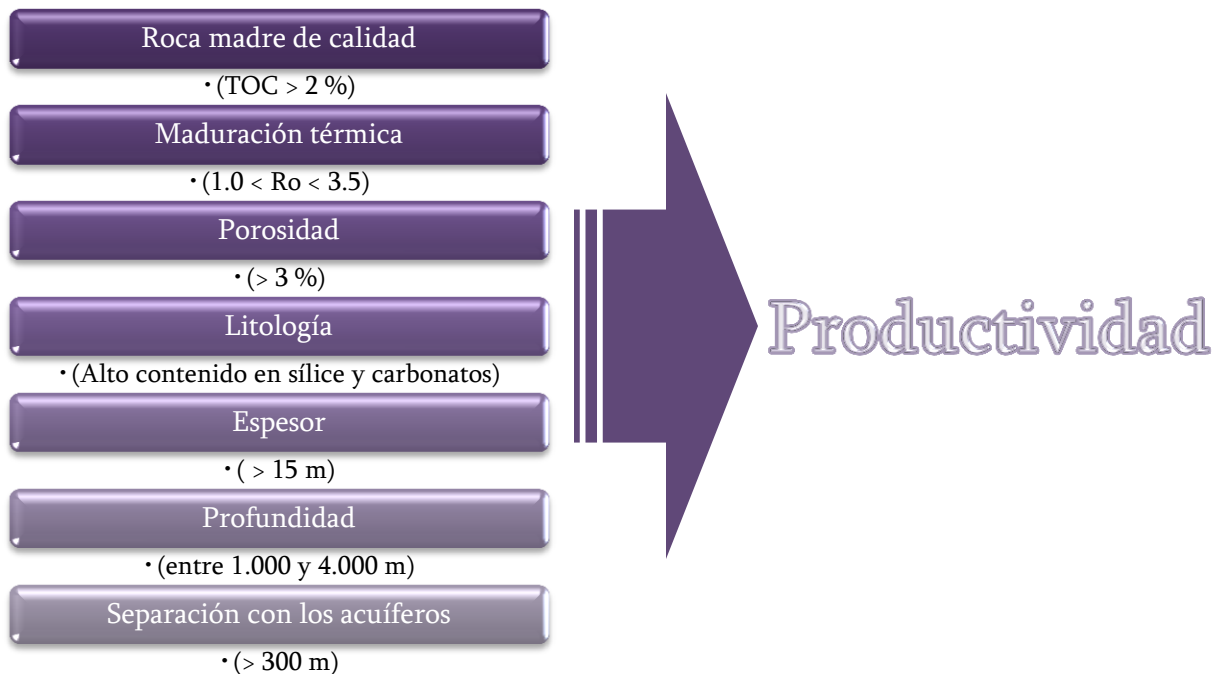


Figura 6.2 - Parametros minimos en un proyecto de shale gas

*Fuente: Gas Fenosa

Como se ha comentado, el tipo de perforación y sobre todo de terminación es determinante a la hora de desarrollar el campo porque de ellos dependerá costo total del proyecto, y es así que la selección del mejor plan de explotación es vital.

Este plan deberá contemplar: la cantidad de pozos por área, esta relación debe ser optima para que no interfieran entre pozos su radio de drene y a la vez este espacio debe ser lo suficientemente estrecho para lograr el mejor drene posible a lo largo del yacimiento; el tiempo en que los pozos deberán ser perforados para mantener una producción constante del campo, compensando la declinación de los pozos ya perforados; la perforación direccional y multilateral a utilizar; y el tipo de fracturamiento a utilizar considerando los aditivos necesarios para el tipo de formación

(Polímeros viscosificantes, estabilizadores, surfactantes, etc.) y los apuntalantes que soportarán los esfuerzos de cierre de la formación.

Criterios geológicos	<ul style="list-style-type: none"> • Profundidad, espesor, permeabilidad, formación geológica, litología.
Criterios de Ingeniería	<ul style="list-style-type: none"> • Contenido de gas, tipo de fluido TOC, tipo de perforación/terminación, fracturamiento hidráulico, madurez termica.
Criterios economicos	<ul style="list-style-type: none"> • Todos los costos relacionados con los criterios de Ingeniería.
Criterios operacionales	<ul style="list-style-type: none"> • Pozo/Área, uso de agua, infraestructura superficial, capacidad de ejecución.

Tabla 6.10 - Criterios mínimos para la selección de un contrato en un yacimiento de shale gas/oil

6.5.2 Sugerencia de contrato a usar en yacimientos de shale gas/oil

Para la explotación de los yacimientos de shale gas/oil es necesario contar con especialistas en este tipo de proyectos y con grandes inversiones para realizar la perforación no convencional de un gran número de pozos y para realizar el fracturamiento hidráulico. Por esto, el contrato que podría ser utilizado en este tipo de yacimientos es:



Con el hecho de que en el país vecino se tiene un gran desarrollo en este tipo de yacimientos, y por lo tanto cuentan con más experiencia que nosotros, se podrían buscar asociaciones con compañías de allá y compañías nacionales para la explotación de estos

recursos. Con su tecnología y conocimiento e inversión mexicana podrían desarrollarse rápidamente estos campos, obteniendo beneficios para todos a corto plazo.

Dado que en este tipo de yacimientos se espera producir principalmente gas natural y de acuerdo a uno de los objetivos de la Reforma Energética, lo que se busca es aumentar la producción de gas en el país para generar electricidad a partir de él, se considera que este contrato es el más adecuado, ya que el pago a los particulares por el riesgo incurrido y los costos de inversión serían pagados en efectivo, mientras que la producción total de gas se quedaría en el país.

6.6 Yacimientos en Chicontepec

El proyecto Chicontepec no solo representa la mayor acumulación de hidrocarburos en México, sino que también es uno de los mayores retos tecnológicos e ingenieriles que se han presentado en cuanto a la explotación de yacimientos de aceite. Al clasificar el total de proyectos de explotación, según rentabilidad e incertidumbre, el 100% de los proyectos en Chicontepec se ubican en el grupo con menor rentabilidad y mayor incertidumbre.

Los tres principales retos a superar en la explotación de Chicontepec son la alta complejidad geológica, la baja energía del yacimiento y finalmente la baja capacidad de flujo de la roca (derivada de una baja permeabilidad). En un primer momento, se tiene el problema de la alta heterogeneidad de la roca, lo que implica un reto para definir localizaciones para perforación, además de dificultad para predecir el comportamiento productivo y dificultad el diseño y la ejecución de las fracturas.

Por otro lado, se tiene el problema de la presencia de múltiples acumulaciones de hidrocarburos con escasa comunicación vertical, lo que implica un reto en el diseño de la perforación y terminación de pozos, puesto que existe un riesgo de perforar pozos que resulten no productores. Ante esta situación, se ha propuesto perforar pozos no convencionales y ejecutar terminaciones múltiples.

Adicionalmente, dadas las presiones iniciales del yacimiento y las presiones de saturación, el margen para trabajar en etapa de bajo saturación es muy bajo. Las posibles soluciones a estos problemas implican iniciar procesos de recuperación secundaria y mejorada y la implementación de sistemas artificiales de producción.

Por lo anterior, para la explotación de los proyectos de Chicontepec se requiere desarrollo y administración de tecnología específica que incremente significativamente la productividad por pozo, controlando al máximo los costos. Se estima que los costos de

desarrollo y producción por barril serán significativamente superiores al promedio actual.

6.6.1 Criterios a considerar para la selección de un contrato

Criterios Generales

Los criterios generales que se consideran deben de analizarse para seleccionar un contrato de Chicontepec son los que se enlistan en la Tabla 6.11.

Criterios Geológicos	Criterios de Ingeniería	Criterios Económicos	Criterios Operacionales
Cuenca	Presión del yacimiento	Costo por pozo	Pozo/Área
Formación geológica	Tipo de fluido	Productividad por pozo	Infraestructura terrestre
Tipo de roca	Perforación y terminación no convencionales	Costo de exploración y desarrollo	Planeación
Profundidad	Factor de recuperación	Factor de Recuperación	Capacidad de operación
Permeabilidad	Sistemas Artificiales de producción	Costo de Recuperación Secundaria y/o Mejorada	Actividades gerenciales
Porosidad	Recuperación Secundaria y Mejorada	Costo SAP	Personal especializado
Distribución de las formaciones de interés	Sísmica	Costo de extracción por cada barril	
	Registros geofísicos		
	Análisis PVT		
	Pruebas de presión		
	Pruebas de Producción		
	Modelos petrofísicos asociados a la distribución de facies		
	Modelos geomecánicos		
	Caracterización geológica de sistemas		

Tabla 6.11 - Criterios generales para la selección de un contrato en Chicontepec

Criterios mínimos

Al ser considerado un yacimiento no convencional, los criterios geológicos y petrofísicos más importantes a considerarse son la permeabilidad, la presión, la litología y la formación geológica. Además, una característica de Chicontepec es que el aceite se encuentra en arenas lenticulares, por lo que es importante conocer la distribución de las formaciones de interés. En pocas palabras, se requiere una excelente caracterización geológica.

En cuanto a los criterios de ingeniería, los criterios más importantes a considerar son la presión inicial del yacimiento y la distribución lenticular de las formaciones de interés (de los criterios geológicos), puesto que son factores relacionados con la pronta declinación de los pozos, lo que se refleja en un bajo factor de recuperación. Por lo que es necesaria la perforación de un número significativo de pozos que tal vez requieran una perforación no convencional para tener un mayor contacto con la formación. Posteriormente, provocado por los bajos factores de recuperación, puede ser necesaria la implementación de sistemas artificiales de producción y métodos de recuperación secundaria o mejorada.

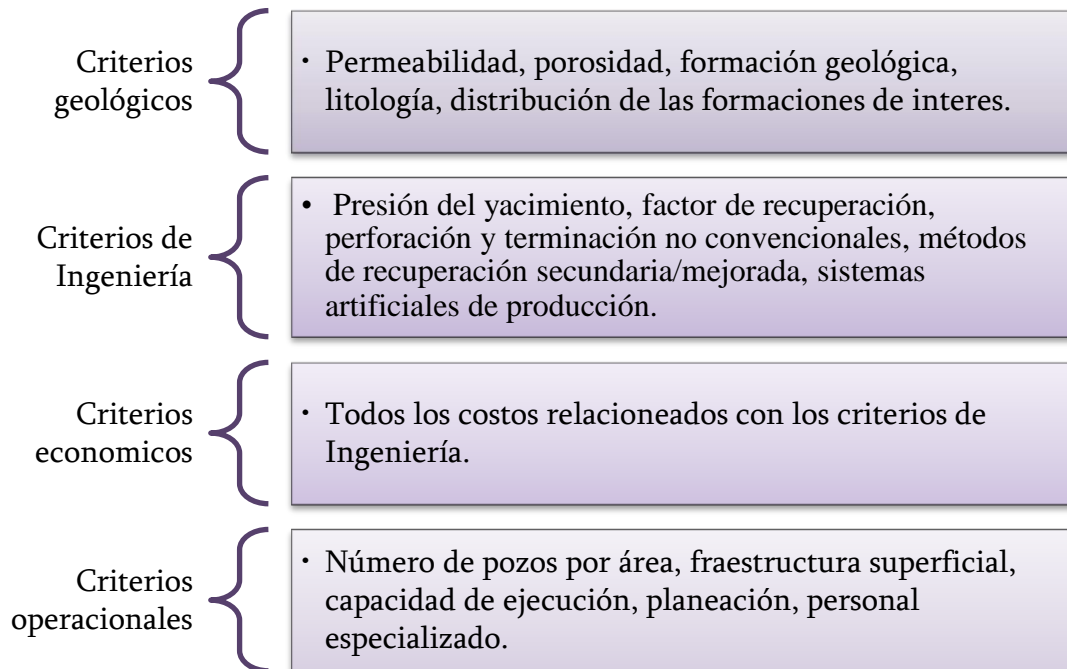


Tabla 6.12 - Criterios mínimos para la selección de un contrato en Chicontepec

6.6.2 ¿Qué tipo de contrato usar en Chicontepec?

Los campos de Chicontepec representan grandes retos debido a sus complejas características geológicas, su explotación rentable es complicada y requiere grandes inversiones.

Presentan baja productividad y una pronta declinación, por lo que se requiere perforar una gran cantidad de pozos. Además los bajos factores de recuperación, requieren implementar sistemas artificiales de producción. Lo anterior se traduce en grandes inversiones. Es por esto, que se considera que los contratos más adecuados para este tipo de yacimientos podrían ser:



Este proyecto se busca que sea atractivo, a pesar de las malas características que presenta. No basta con la inmensa cantidad de hidrocarburos que almacena y que se tiene una certidumbre razonable de que están ahí, por lo que se considera que la forma mas viable para su explotación sería que una empresa o un conjunto de empresas nacionales y/o extranjeras, desarrollen todo un plan de explotación con nuevas tecnologías y con la inversión necesaria y sin escatimar, para hacer de este un proyecto viable. Para lo cual, la recompensa de todo este esfuerzo será el dejarles comercializar completamente la producción obtenida, siendo que por su parte el Estado recibirá todos los impuestos y regalías asignados, que finalmente será el mayor porcentaje de la producción pero monetizada, lo cual es una gran oportunidad para ambas partes.

La otra opción consiste en seleccionar un Contrato de Producción Compartida, ya que la idea de quedarse con una parte de la producción como compensación a las grandes inversiones asociadas al proyecto puede resultar muy atractivo para los particulares.

De cualquier forma, se recomienda realizar una evaluación económica para determinar cuál es el contrato que más le conviene al país y así seleccionar el más adecuado.

6.7 Yacimientos maduros

México tiene una gran cantidad de activos en los que se produce aceite y/o gas tanto terrestres como marinos, algunos de estos activos se considera tienen campos maduros o marginales por tener ciertas particularidades como: tener yacimientos en avanzado estado de explotación, bajas productividades de aceite por pozo, su producción ha declinado o están llegando a su cenit de producción, altos porcentajes de RGA, altos costos de producción, proyectos con indicadores poco atractivos, instalaciones antiguas y sobredimensionadas y, por supuesto, utilidades de operación inciertas y en algunas circunstancias bajas o negativas. Estos activos a pesar de lo anterior poseen todavía un enorme valor en términos de reserva e instalaciones estratégicas.

Es así que un gran parte de los campos productores de petróleo y gas asociado en el país se encuentran actualmente en etapa de declinación o cerca de iniciar este proceso. De los 369 campos con reservas y producción de aceite y gas asociado, 317 se encuentran en su etapa madura, previo al inicio de la caída de su producción o en declinación. A pesar de ello, en México aún no se cuenta con proyectos de recuperación terciaria o mejorada, mismos que permitirían incrementar el factor de recuperación de petróleo en rangos de 5% a 30%.

De ante mano se sabe que para incrementar la producción se requieren importantes sumas de inversión y que los resultados de los proyectos no son siempre seguros: sin embargo la presencia de reservas probadas y probables en aquellos campos que así lo reporten, junto con la disponibilidad y calidad de información técnica hacen viables algunas opciones para reactivar los proyectos de desarrollo.

Se espera que en el mediano plazo, los campos maduros continúen siendo el sustento de la plataforma de producción en nuestro país. El futuro desarrollo de estos campos requiere de la aplicación y empleo de tecnologías de vanguardia en procesos de recuperación secundaria y mejorada, para elevar la recuperación final y extender su vida útil. Por ello, resulta de gran importancia llevar a cabo pruebas piloto para determinar las tecnologías más adecuadas para los principales yacimientos.

6.7.1 Criterios a considerar para la selección de un contrato

Criterios Generales

Los criterios a considerar en general están orientados a la implementación de recuperación adicional de los campos por lo cual la perforación y terminación ya no serán los protagonistas de los criterios (Figura 6.13).

Criterios Geológicos	Criterios de Ingeniería	Criterios Económicos	Criterios Operacionales
Cuenca	Presión del yacimiento	Costo por pozo	Pozo/Área
Formación geológica	Tipo de fluido	Productividad por pozo	Infraestructura terrestre/marina
Tipo de roca	°API	Costo de exploración y desarrollo	Planeación
Profundidad	Tipo de perforación/ Terminación	Factor de Recuperación	Capacidad de operación
Permeabilidad	Sistemas Artificiales de producción	Costo de Recuperación Secundaria y/o Mejorada	Actividades gerenciales
Porosidad	Métodos de Recuperación Secundaria y Mejorada	Costo SAP	Personal capacitado
Mecanismos de empuje	Sísmica	Costo reparaciones	Monitoreo de patrones de comportamiento
Saturaciones de fluido en la roca	Registros geofísicos	Costo estimulaciones	Capacidad de producción
Espesor bruto	Análisis PVT		
Espesor neto	Pruebas de presión		
Estratigrafía	Pruebas de Producción		
	Núcleos		
	Simulación de yacimientos		
	Historia de presión y de producción		
	Espaciamiento entre pozos		
	Estado mecánico de los pozos		
	Reparaciones menores/mayores		
	Estimulaciones		
	Historia de		

producción
Tipo de declinación
Acciones correctivas realizadas hasta el momento

Tabla 6.13 - Criterios generales a considerar para la selección de un contrato para yacimientos maduros

Criterios mínimos

La geología y las propiedades de los fluidos afectan en la recuperación final en cada yacimiento y estas propiedades son difíciles de modificar, con excepción a la zona vecina al pozo que sí puede alterar. No obstante, el correcto manejo de los campos petroleros puede mejorar el factor de recuperación mediante un conocimiento detallado de las condiciones existentes del pozo y su zona vecina. Por lo anterior, las condiciones de los pozos deberán ser de los principales factores a considerar.

Los campos maduros presentan habitualmente crecientes cortes de agua, provocado tanto por la intrusión del acuífero natural en las zonas productivas como por los programas de inyección de agua. Así que la producción de agua también afectará los costos de extracción, porque este fluido se deberá tratar y desechar correctamente de acuerdo a la regulación vigente.

Además los cambios producidos en la saturación y composición de los fluidos, o la ausencia de cambios, pueden indicar la existencia de ciertas zonas del campo que se beneficiarían con la perforación de más pozos o pozos que necesitan reparaciones.

La adquisición de registros del flujo de producción constituye otra importante herramienta de optimización de pozos. Una vez determinadas las características de flujo de un pozo, una operación de reparación correctamente diseñada puede amortizarse rápidamente a través del incremento de la producción de petróleo o la reducción de la producción de agua, o ambas cosas al mismo tiempo. Así que fundamental es conocer las condiciones de flujo de los pozos existentes.

Por todo esto es preciso evaluar las nuevas tecnologías, tales como los registros de producción modernos, las instalaciones de superficie actualizadas, los sistemas artificiales de producción adecuados con fines específicos, o los estudios sísmicos especializados, para determinar qué elementos resultan económicamente adecuados para cada situación en especial.

Criterios geológicos	<ul style="list-style-type: none"> • Permeabilidad, porosidad, litología, mecanismos de empuje, saturación de fluido en las rocas, espesor neto.
Criterios de Ingeniería	<ul style="list-style-type: none"> • Presión del yacimiento, tipo de fluido, estado mecánico de los pozos, historia de producción, registros, acciones correctivas realizadas hasta el momento, reparaciones, estimulaciones, metodos de recuperación secundaria/mejorada, sistemas artificiales de producción.
Criterios economicos	<ul style="list-style-type: none"> • Todos los costos relacionados con los criterios de Ingeniería.
Criterios operacionales	<ul style="list-style-type: none"> • Número de pozos por área, infraestructura superficial/marina, capacidad de ejecución, planeación, personal capacitado, monitoreo constante.

Tabla 6.14 - Criterios mínimos para la selección de un contrato en yacimientos maduros

6.7.2 ¿Qué tipo de contrato usar en yacimientos maduros?

Para las compañías que se dediquen a explotar estos yacimientos se consideraría adecuado utilizar un contrato de:



Estos proyectos tal vez no representen una gran producción por si solos pero en conjunto pueden ser verdaderamente productivos. Por lo general son pequeñas compañías las que se dedican a explotar este tipo de yacimientos, pero es aquí donde se podría recomendar la generación de pequeñas compañías de nacionales, que con asociaciones para obtener tecnología, conocimiento e inversión, podrían muy bien explotar estos recursos. En este caso sería muy acertado hablar de un acuerdo o contrato de asistencia técnica (los cuales se abordaron con mas precisión en el capítulo uno). Donde varias compañías se asocian para desarrollar proyectos donde la principal

limitante de la compañía operadora es el aspecto saber-como (know-how), la cual puede ser proporcionada por otra compañía.

Es importante mencionar que con estas pequeñas producciones lo más conveniente será que los administre el Estado para que logre la óptima comercialización de ellos, y así pueda pagarles a los contratistas por los gastos incurridos además de un monto adicional que sería su ganancia, la cual estará sujeta a impuestos pero que aun así seguirá siendo un valioso.

Otra buena característica de estos yacimientos es la pronta producción de hidrocarburos, porque no es lo mismo solamente ajustar y modificar el campo que desarrollarlo desde cero. Además existe información que solo deberá de ser corroborada por la compañía para que sepa la verdadera condición de los yacimientos. Todo ellos agiliza la producción y por lo tanto la recuperación de costos y las ganancias.

Conclusiones

A lo largo de este trabajo se ha mencionado, por una parte, la variedad de recursos petrolíferos que se encuentran en el territorio mexicano. Mientras que por otra, el rezago que presenta el país en comparación con otros países productores de hidrocarburos. Dicho rezago se debe, en parte, a que a Pemex se le dejaba prácticamente todo el trabajo, y por otra, la falta de inversión en grandes proyectos, la mala administración y la falta de especialistas.

De lo anterior surge la Reforma Energética, con la idea de volver a la industria petrolera un motor de crecimiento en México, obteniendo más beneficios de los recursos del subsuelo con el incremento de producción de aceite y gas. Es por esto, que a partir de la aprobación del Decreto de la Reforma Energética, en diciembre del 2013, se llevaran a cabo las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos mediante asignaciones petrolera, para las empresas productivas del Estado, y por medio de contratos para empresas particulares. Estos contratos podrán ser: Contratos de Servicios, Contratos de Producción Compartida, Contratos de Utilidad Compartida o Contratos de Licencia.

La participación de los particulares en la industria petrolera mexicana se vuelve necesaria principalmente porque los hidrocarburos “fáciles” se están acabando, y ha llegado el momento de extraer aquellos que requieren mayores inversiones, más tecnología y, sobre todo, personal especializado. Los yacimientos que serán licitados son aquellos que representan grandes retos, tanto tecnológicos como de capacidad de operacional. Tales yacimientos son, por mencionar algunos, yacimientos de aceite pesado y extrapesado, yacimientos de shale gas/oil, yacimientos maduros, yacimientos en aguas profundas y Chicontepec.

Muchos son los países en los que se permite la participación de particulares en el sector de los hidrocarburos, algunos de los cuales cuentan con proyectos en yacimientos parecidos a los que se encuentran en nuestro país. De esta manera, algunos de sus modelos de contratos podrían ser usados como referencia para la selección de contratos en México, considerando que si han funcionado en otros países, tal vez podrían funcionar en el país, claro está, que tomando otros criterios en cuenta para que los contratos se ajusten más a las necesidades nacionales.

Pero es necesario mencionar, que en el resto de los países donde ya han consolidado sus sistemas petroleros han llevado todo un proceso. Es decir, sus contratos actualmente son atractivos y funcionales porque han ido evolucionando conforme lo ha requerido la industria, desde el momento en el que los países toman su papel de administradores de sus recursos hasta el punto donde a través de malas practicas han determinado mejores regulaciones como de seguridad industrial, fiscales, y hasta ambientales. En algunos

casos, no fue necesario tener una discusión acerca de cual es el mejor o mas rentable contrato, sino que de acuerdo a sus posibilidades y regulaciones de aquellos momentos lograron ver oportunidades y saberlas aprovechar, estableciendo fuertes y solidos sistemas contractuales o concesionarios, siendo un ejemplo claro Indonesia en el caso de contratos (CPC) y del segundo caso el ejemplo de Noruega y Estados Unidos. Toda esta experiencia debe de asociarse con los recursos, posibilidades y objetivos que tiene México para desarrollarse en el ámbito energético, para lograr obtener un sistema eficiente donde todos salgamos ganando, el Estado, las compañías, los trabajadores, los proveedores y la industria energética en general.

En cuanto a los criterios que podrían ser considerados a la hora de seleccionar un contrato se deben tener en cuenta dos consideraciones fundamentales. La primera es que debe ser un contrato atrayente para la compañía particular, para que sientan el deseo y la seguridad de que pueden venir a México a participar en las actividades de la industria petrolera. La segunda es que, así como va a ser un contrato bien estructurado hacia la compañía particular, lo será para el país. De esta manera se debe esperar que ambos salgan beneficiados de este acuerdo.

A la hora de seleccionar un contrato se debe tener en cuenta, por un parte, el aspecto legal, en el que deben quedar claramente establecidos los derechos y las obligaciones del contratista y del Estado, así como cualquier pago de impuestos y/o regalías, la duración, etc. Por otra parte, están los criterios técnicos y de la ingeniería, que tal pareciera que se dejan a un lado. Porque finalmente, lo más importante a la hora de escoger el mejor contrato dependerá de que tan capaz sea la compañía particular de explotar el yacimiento en cuestión, si cuenta con la tecnología y con personal especialista, si cuenta con los fondos necesarios para realizar las grandes inversiones y, por supuesto, si está dispuesta a correr el riesgo que las actividades de exploración y explotación implican. Esa fue la finalidad es esta tesis, dejar claro que para la selección de un contrato petrolero es necesario analizar el panorama técnico, ya que pareciera que este aspecto se deja de lado para considerar únicamente los criterios legales y económicos. Cabe hacer la aclaración, tal y como se hizo al principio de este trabajo, de que el objetivo de esta tesis nunca fue ser una guía que haya que seguir al pie de la letra, sino únicamente brindar brinda una guía o una base en el análisis de los criterios para la selección de un contrato.

En cuanto a las generalidades de los contratos que se realizarán en México, todo está establecido en las Leyes Secundarias, en donde es establece que solo el Ejecutivo Federal, por medio de la Comisión Nacional de Hidrocarburos podrá celebrar contratos para la exploración y explotación de los hidrocarburos. En dichas generalidades se establecen claramente todos los términos fiscales, económicos y legales. Sin embargo, en otros países además de dejar claros los criterios anteriores, se establece una preferencia

de contratación a personal del país en cuestión. Como en el caso de Ecuador, en donde el contratista está obligado a emplear un mínimo de ecuatorianos de: 95% en el personal de obreros, 95% en el personal de empleados administrativos y 75% en el personal técnico. Además, de estar obligado a recibir estudiantes de educación relacionada con la industria de hidrocarburos para que realicen prácticas y estudios. O en el caso de Brasil, en el que el contratista también está obligado a dar preferencia a los brasileños para ser empleados, así como a proveedores. Así como asignar fondos para las actividades de investigación y desarrollo e innovación en las áreas de interés y relevante para el petróleo, gas natural y biocombustibles. Sin embargo, en México nunca se menciona que porcentaje mínimo de mexicanos deberán ser contratados ni si quiere si se les debe de dar preferencia y mucho menos si el contratista se ve obligado a asignar fondos para realizar prácticas para estudiantes y/o investigaciones.

Es claro que además de lo anterior, cada proyecto necesitará su propia regulación de acuerdo a las características técnicas que presenta por ejemplo en el caso de shale gas el uso de tierra superficial por la gran cantidad de pozos a perforar y el uso de recursos naturales utilizados como el agua para la fracturación hidráulica, deberá tenerse especial cuidado para no tener problemas medioambientales que afecten a la población mexicana. Otro ejemplo para la regulación enfocada es el caso de aguas profundas, la regulación ambiental debe ser estricta y muy amplia, como lo es en Estados Unidos tras el desastre ecológico del 2010 en el Golfo de México, por lo que no debemos de esperar a que tengamos un problema de estas magnitudes para implementar las regulaciones necesarias tanto de contingencia para los desastres, como de seguridad industrial y ambiental, y por supuesto en estricta supervisión en cada una de las etapas en actividades de exploración, desarrollo y explotación.

Pero se espera que todas o por lo menos algunas de estas regulaciones sean abordadas en cada uno de los contratos de forma individual y específica, para cada bloque asignado. Dentro del análisis que se hizo en los contratos internacionales, algo queda muy claro, que en ningún país se toman los aspectos técnicos como punto de partida para imponer su marco regulatorio en el sector energético. Esto se debe a que los aspectos que siempre tomarán por fundamentales son dos: políticos y económicos. Los gobiernos desde que vieron la potencial riqueza que representan los hidrocarburos, vieron la posibilidad de tener siempre la mejor y más rápida recompensa por ello y al no tener tecnología, personal y recursos necesarios para explotarlos elaboraron sus esquemas contractuales con lo que les permitió tener más rápido ganancias. Nunca se detuvieron a observar y a analizar si esos contratos serian los más productivos, o mejor dicho los que aprovecharían mejor las riquezas naturales, aunque fuera a largo plazo. Además la tendencia política siempre favorecerá algún tipo de contrato, en el caso de países neoliberales o capitalistas (Canadá, EUA, Noruega) la tendencia a concesiones o licencias es muy marcado para incentivar las actividades con empresas internacionales y

sus amplias carteras de inversión; mientras que para países socialistas (Bolivia, Ecuador, Venezuela) el hecho de retener los derechos del hidrocarburo es lo prioritario, y por ello se inclinan a modelos contractuales como los de servicios.

Se debe tener claro que para esta nueva era que estamos viviendo donde los yacimientos de hidrocarburos ya no son convencionales o de fácil extracción, los modelos contractuales se deben inclinar hacia donde los retos técnicos puedan resolverse y se maximicen los recursos naturales de forma rentable, ecológica y cubriendo las necesidades energéticas de cada país.

Cabe mencionar que no todo gira entorno a los países productores sino también a las compañías, que deben ceder ante muchas condiciones que les imponen, siendo algunas negociables pero muchas otras no. Tal vez todas estas condiciones, regímenes fiscales y regulaciones parezcan demasiadas pero en el entendimiento de las empresas debe estar el que el hidrocarburo es parte de los recursos naturales de un país y que por si solas las compañías no podrían tener acceso estos recursos o sus bienes monetarios que generan. Al final estas compañías deben de optar por algún contrato que les brinde las mejores condiciones de trabajo y el mejor margen de utilidad que pueda ser posible, a pesar de las estrictas condiciones impuestas.

Entre algunas otras derivaciones con esta Tesis, fue encontrar una relación entre los contratos internacionales y los aplicables en México, pero esto llevó a una discusión terminológica, porque a pesar de que los contratos tienen los mismos principios difieren en los nombres y términos. Por ejemplo al Contrato de Utilidad Compartida, al que se hace referencia en la Reforma Energética, en la literatura internacional no se encuentra este tipo de contrato tal cual con este nombre, sino como Contratos de Servicios de Riesgo, por lo que se tuvo que hacer esta y otras aclaraciones para evitar confusiones e ir ilustrando a los que pretendan incursionar en esta materia. Otro ejemplo es el contrato de Licencia, el cual es un tema con algunas controversias, ya que en algunos países se usa indistintamente el término Concesión y Licencia, tal pareciera que se refieren a lo mismo, y analizando ambos casos, hasta cierto punto lo son. Pero no habría que alarmarse puesto que aunque la diferencia entre uno y otro esta en su naturaleza jurídica en que uno presta (licencia) y otro crea (concesión) un derecho a explorar o explotar, al final las concesiones han evolucionado y ya no deben de verse como la entrega total de los recursos a las compañías, el cual es un miedo que se ha generado en la población mexicana, y que no considera que otros importantes sectores de la industria están en esta modalidad, como lo es el sistema ferroviario y el minero, por lo cual sin importar el nombre o el termino al cual se refieran, se reitera: lo verdaderamente importante en el éxito o fracaso de un contrato siempre será la regulación clara, precisa, y estricta a la que este sujeto.

REFERENCIAS CAPITULO 1

- Pemex. (2010). *Registro de Información Geológica, CNH*. Obtenido de <http://www.cnh.gob.mx/RIG/PDF/PROVINCIAS%20GEOLOGICAS.pdf>
- PEMEX. (2013). Estimación de Reservas de Hidrocarburos al 1 de enero de 2013. México.
- Pemex. (2013). *Registro de Información Geológica, CNH*. Obtenido de <http://www.cnh.gob.mx/RIG/PDF/PROVINCIAS%20PETROLERAS.pdf>
- Pemex. (s.f.). *Glosario*. Recuperado el 2014, de <http://www.ri.pemex.com/files/dcf/AEglosario07.pdf>
- Sistema de Información Energética. (s.f.). *Glosario de Terminos Usados en el Sector Energético*. Obtenido de http://sie.energia.gob.mx/docs/glosario_hc_es.pdf
- Society of Petroleum Engineers (SPE), A. A. (2007). *Petroleum Resources Management System*.
- Simple Organization. (s.f.). *concepto.de*. Obtenido de <http://concepto.de/contrato/#ixzz2yyfxXctl>
- ARPEL. (Febrero de 2011). Consideraciones para fomentar la inversión en exploración y producción de petróleo y gas en America Latina y el Caribe. Latinoamérica .
- Casanova, R. (23 de Abril de 2014). *Oro Negro*. Obtenido de Tratamiento fiscal de los contratos Farm-In – Farm-Out (FIA): <http://revistaoronegro.com/2014/04/23/TRATAMIENTO-FISCAL-DE-LOS-CONTRATOS-FARM-IN-FARM-OUT-FIA/>
- Claude Duval, H. L. (1986). *International Petroleum Exploration and Exploitation Agreements: Legal, Economic and Policy Aspects*. New York: Barrows Company Inc.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos . (24 de Febrero de 2014). Comparative Analysis of Host Government Granting Instruments.
- Congreso de la Unión. (20 de diciembre de 2013). Diario Oficial de la Federación Tomo DCCXXXIII No. 17. Distrito Federal, México.
- Engineers, Society of Petroleum. (2011). *Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System*.
- Grunstein, M. (2010). *De la caverna al mercado, Una vuelta al mundo de las negociaciones petroleras*. México: Felou.
- Johnston, D. (2014). *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts* . Tulsa, Oklahoma : PennWell Books.
- Mondino, P. N. (s.f.). *Los contratos de servicio en la industria petrolera latinoamericana*. Perú .
- Núñez, J. C. (2012). *Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos*. Bolivia: Fundación Jubileo.
- OLADE. (2010). *Contratos de exploración y explotación de hidrocarburos: America del Sur - 2009*.

- Partido Acción Nacional. (2013). *Iniciativa con proyecto de decreto que reforma, adiciona y deroga diversas disposiciones a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*. México, Distrito Federal.
- Pemex. (2010). *Registro de Información Geológica, CNH*. Obtenido de <http://www.cnh.gob.mx/RIG/PDF/PROVINCIAS%20GEOLOGICAS.pdf>
- PEMEX. (2013). Estimación de Reservas de Hidrocarburos al 1 de enero de 2013. México.
- Pemex. (2013). *Registro de Información Geológica, CNH*. Obtenido de <http://www.cnh.gob.mx/RIG/PDF/PROVINCIAS%20PETROLERAS.pdf>
- Pemex. (s.f.). *Glosario*. Recuperado el 2014, de <http://www.ri.pemex.com/files/dcf/AEglosario07.pdf>
- Radon, J. (s.f.). *The ABCs of Petroleum Contracts: License-Concession Agreements, Joint Ventures, and Production-sharing Agreements*.
- Rodríguez, A. (29 de Noviembre de 2013). Producción compartida de petróleo: una estimación de los ingresos públicos adicionales hasta 2018. *Observatorio Económico*. México.
- Romero, A. M. (Marzo de 2006). PEMEX: Ante la expectativa de la inversión privada mediante los contratos en la industria petrolera. México.
- Serra, L. (11 de Diciembre de 2013). *El Universal*. Obtenido de http://blogs.eluniversal.com.mx/weblogs_detalle19584.html
- Sistema de Información Energética. (s.f.). *Glosario de Terminos Usados en el Sector Energético*. Obtenido de http://sie.energia.gob.mx/docs/glosario_hc_es.pdf
- Society of Petroleum Engineers (SPE), A. A. (2007). *Petroleum Resources Management System*.
- Tafur, J. (6 de Enero de 2011). *La contabilidad vista de una manera sencilla*. Obtenido de <http://armonizacioncontable.blogspot.mx/search?q=farm+out>
- Vega del Valle, E. F. (2013). *Contratos petroleros. Cómo leerlos y entenderlos*. OpenOil. WordPress. (s.f.). *definicion.de*. Obtenido de <http://definicion.de/contrato/#ixzz2yyerq3dp>

REFERENCIAS CAPITULO 2

- Hidrocarburos, C. N. (2010). *Factores de Recuperación de Aceite y Gas en México*. México.
- Nelda J. Gámez-treviño, M. R.-M. (s.f.). Estrategia de Pemex para la extracción de hidrocarburos. *Origen del Petróleo e Historia de la Perforación en México*. (s.f.).
- Pemex. (2013). Estimación de reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2013. México.
- Pemex. (Marzo de 2013). Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2013.
- Schlumberger. (2010). *México Well Evaluation Conference (WEC)*. México.

REFERENCIAS CAPITULO 3

- Academia de Ingeniería. (s.f.). Estado del arte y prospectiva de la ingeniería en México y el mundo.
- Ahmed, U. (2004). Máximo aprovechamiento de los campos petroleros maduros. Schlumberger.
- Cicilia, F. B. (26 de enero de 2012). Sistemas flotantes para la producción de petróleo en aguas profundas mexicanas. Academia de Ingeniería.
- Edison Gil, A. C. (junio de 2009). Técnicas Recomendadas para el Aumento de la Producción en Campos Maduros. IHS Inc.
- Energía, S. d. (s.f.). Estrategia Nacional de Energía 2013-2027. SENER.
- Fernanda Galicia Montes, D. H. (2013). *Terminación de pozos en shale gas y shale oil*. D.F.: UNAM.
- Gabriela Jiménez Meneses, D. A. (2009). *Estrategias de explotación de campos petroleros con características similares a Chicontepec*. México, D.F.: UNAM.
- Gabriela, J. M. (noviembre de 2009). Estrategias de explotación de campos petroleros con características similares a Chicontepec. D.F., México: UNAM.
- González, J. G. (octubre de 2005). Alternativa para el aseguramiento de la producción de yacimientos de hidrocarburos en aguas profundas mexicanas. D.F., México: UNAM.
- Halliburton. (s.f.). *Solutions Blog*. Obtenido de <http://halliburtonblog.com/what-is-a-mature-field/>
- Hernández, E. K. (2013). *Análisis y retos técnicos del desarrollo de shale gas en México*. D.F.: UNAM.
- Herrera, J. A. (2013). *Evaluación petrolera y métodos de explotación del campo Aragón en la cuenca de Chicontepec*. D.F.: UNAM.
- Hidrocarburos, C. N. (2010). *Proyecto Aceite Terciario del Golfo, primera revisión y recomendaciones*. D.F.
- Ley, H. C. (octubre de 2009). La estrategia del Instituto Mexicano del Petróleo ante el reto de la exploración y explotación de campos en aguas profundas. IMP.
- Martínez, M. (Octubre-Noviembre de 2004). El petróleo profundo.
- Nishimura, D. J. (s.f.). Yacimientos convencionales y no convencionales. IMP.
- PEMEX. (2013). *Anuario Estadístico*.
- PEMEX. (s.f.). *Contratos Integrales Exploración y Producción*. Obtenido de <http://contratos.pemex.com/Paginas/inicio.aspx>
- Red Generación*. (s.f.). Recuperado el 2014, de Pemex da los nombres de los postores para la subasta de 6 bloques de los Yacimientos de Chicontepec: <http://redgeneracion.com/2013/06/pemex-da-los-nombres-de-los-postores-para-la-subasta-de-6-bloques-de-los-yacimientos-en-chicontepec.html>
- Rodríguez, D. R. (2012). *Desarrollo de shale gas y perspectivas de explotación*. D.F.: UNAM.
- Schlumberger. (s.f.). La importancia del petróleo pesado. Oilfield Review.

Schlumberger. (s.f.). Yacimientos de petróleo pesado. Oilfield Review.
USGS. (s.f.). Heavy Oil and Natural Bitumen-Strategic Petroleum Resources.

REFERENCIAS CAPITULO 4

- Partido Acción Nacional. (2013). *Iniciativa con proyecto de decreto que reforma, adiciona y deroga diversas disposiciones a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*. México, Distrito Federal.
- PEMEX. (14 de 08 de 2014). *Con las asignaciones de la Ronda Cero se garantiza la viabilidad de Pemex y se sientan bases para su expansión*. Obtenido de http://www.pemex.com/prensa/boletines_nacionales/Paginas/Ronda-cero.aspx#.U_9qTcVciSr
- Presidencia de la República . (s.f.). *Reforma Energetica*. Obtenido de <http://presidencia.gob.mx/reformaenergetica/#!leyes-secundarias>
- Presidencia de la Republica. (30 de Abril de 2014). *Iniciativa de legislación secundaria en materia energética*. México, Distrito Federal.
- Secretaría de Energía. (2014). Obtenido de http://www.energia.gob.mx/webSener/leyes_Secundarias/
- Secretaría de Gobernación. (20 de diciembre de 2013). Tomo DCCXXXIII No. 17. Distrito Federal, México: Diario Oficial de la Federación.
- Secretaría de Gobernación. (11 de Agosto de 2014). *Decreto por el que se expide la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos*. Diario Oficial de la Federación .
- Secretaría de Gobernación. (11 de Agosto de 2014). *Decreto por el que se expide la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos*. Distrito Federal, México: Diario Oficial de la Federación.

REFERENCIAS CAPITULO 5

- Van der Schaar Investments. (2014). *Pertamina*. Obtenido de <http://www.indonesia-investments.com/doing-business/indonesian-companies/pertamina/item341>
- Reforma Energética*. (2014). Obtenido de <http://www.presidencia.gob.mx/reformaenergetica/assets/img/comparativo/grafico.jpg?v=1>
- Reforma Energética*. (2014). Obtenido de <http://www.presidencia.gob.mx/reformaenergetica/#!comparativo>
- Reforma Energética*. (2014). Obtenido de <http://www.presidencia.gob.mx/reformaenergetica/#!diagnostico>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos, A. (2006). *Contrato de evaluación técnica*. Colombia.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos, A. (2007). *Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos*. Colombia.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos, A. (2007). *Convenio de Explotación de hidrocarburos - Área de Operación Directa La Rompida*. Colombia.

- Agencia Nacional de Hidrocarburos, A. (2009). Modelo de Contrato de Exploración y Producción E&P. Colombia.
- Asociación Latinoamericana de la industria del Petróleo. (s.f.). Breve Historia de la Industria Petrolera en Brasil . Salvador Bahia , Brasil : RedePetro.
- BNamericas. (1996 - 2014). *Compañías*. Obtenido de <http://www.bnamericas.com/company-profile/es/>
- BP. (2014). *BP Statistical Review BP Statistical Review June 2014*. Londres: BP Statistical Review of World Energy.
- Bureau of Ocean Energy Management. (s.f.). *Arrendamiento* . Obtenido de <http://www.boem.gov/Leasing/>
- Bureau of Safety and Environmental Enforcement. (s.f.). *Reglamentos y Orientación*. Obtenido de <http://www.bsee.gov/Regulations-and-Guidance/index/>
- ConocoPhillips. (Noviembre de 2013). *Asia Pacific and Middle East operations*. Obtenido de http://www.conocophillips.com/investor-relations/fact-sheet-financial-data/Documents/PDF/SMID_392_FactSheet-AsiaPacifcandMiddleEast.pdf
- Directorate General of Oil and Gas. (Marzo de 2013). Obtenido de <http://www.migas.esdm.go.id/>
- Dulcinea Media. (27 de Agosto de 2009). *Primer descubrimiento de petróleo en los Estados Unidos*. Obtenido de <http://www.encontrandodulcinea.com/articulos/2009/Agosto/Hoy-en-la-Historia--Primer-descubrimiento-de-petr-leo-en-los-Estados-Unidos-.html>
- Ecopetrol. (1997). Contrato de Asociación "Modelo", con incentivos para gas. Colombia.
- Ecopetrol. (2008). *PETRÓLEO EN COLOMBIA*. Obtenido de <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/elpetroleoysumundo/petroleoencolombia3.htm>
- Ecopetrol. (2010). *Ecopetrol anuncia descubrimiento de petróleo en el Meta*. Obtenido de <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=148&conID=43701&pagID=132936>
- El Tribunal de Cuentas de la Unión (TCU). (Septiembre de 2011). *Fiscalización de la regulación*. Obtenido de http://portal2.tcu.gov.br/portal/page/portal/TCU/comunidades/regulacao/Regulation_Oversight.html
- Energy, M. o. (2008). Concession Agreement for the Exploration, Development and Production of Oil and Natural Gas . Brasil.
- Energy, M. o. (2010). Production Sharing Contract for Exploration and Production of Oil and Natural Gas. Brasil.
- Google. (2014). *Google Maps*. Obtenido de <https://www.google.com.mx/maps>
- GP&A Gonzalez- Peña Herrera y Asociados . (2011). *Régimen Tributario de los hidrocarburos en el Ecuador*. Quito: GP&A .

- HidrocarburosBolivia. (21 de Octubre de 2013). *Shell, Total y dos firmas chinas ganan mayor campo petrolero de Brasil*. Obtenido de <http://www.hidrocarburosbolivia.com/noticias-archivadas/468-brasil-archivado/brasil-01-07-2013-01-01-2014/65268-shell-total-y-dos-firmas-chinas-ganan-mayor-campo-petrolero-de-brasil.html>
- Indonesian Petroleum Association . (s.f.). Obtenido de <http://www.ipa.or.id/>
- INPEX. (2014). *Business - Indonesia*. Obtenido de <http://www.inpex.co.jp/english/business/indonesia.html>
- Kable. (2014). *offshore-technology.com*. Obtenido de Big Foot Oil Field, Gulf of Mexico, United States of America: <http://www.offshore-technology.com/projects/bigfootoilfield/>
- Mabel Andrade, C. H. (2011). *Transparencia en los contratos petroleros* . Obtenido de http://www.publishwhatyoupay.no/sites/all/files/PWYP%20Norway_Article%201_SPANISH%20WEB.pdf
- Ministry of Petroleum and Energy. (2014). *Facts 2014 The Norwegian Petroleum Sector* . Noruega : Ministry of Petroleum and Energy.
- Montana, S. o. (2012). Oil and Gas Lease. Montana, Estados Unidos.
- Norwegian Ministry of Petroleum and Energy. (2007). *Documents and Publications* . Obtenido de Laws and rules: <http://www.regjeringen.no/en/dep/oed/documents-and-publications/Laws-and-rules-2/Rules/2007/framework.html?id=455506>
- Norwegian Petroleum Directorate. (10 de Septiembre de 2014). *Factpages*. Obtenido de <http://factpages.npd.no/FactPages/Default.aspx?culture=en>
- Norwegian Petroleum Directorate. (2014). *Production licences*. Obtenido de <http://www.npd.no/en/Topics/Production-licences/>
- Osinergmin. (Diciembre de 2013). *Lote 56: Compañía Pluspetrol Perú Corporation S.A.* Obtenido de http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/ciudadania/alcance_labores-actividad_exploracion_explotacion_lote56.html
- Perupetro. (2004). Contratos de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos Bloque 56. Perú.
- Perupetro. (s.f.). *Contratos de Exploración y Explotación*. Recuperado el 2014, de <http://www.perupetro.com.pe/wps/wcm/connect/perupetro/site/Inversionista%20y%20Contratacion/Contratacion/Contratos%20de%20Exploracion%20y%20Explotacion>
- Petrobell. (2012). *Memoria 2012*. Obtenido de http://www.petrobell.com.ec/docs/downloads/1412353679_Memoria%202012.swf
- Petrobras. (2014). *Petrobras*. Obtenido de Presal, Informe de Responsabilidad Social, Resultado de la subasta del bloque de Libra: <http://www.petrobras.com/>
- PROCESO. (20 de Agosto de 2013). *Noruega: concesiones petroleras sí, pero reguladas*. (M. Appel, Editor) Obtenido de <http://www.proceso.com.mx/?p=350521>

- PT Pertamina. (2012). Pertamina, Annual Report 2012. Jakarta, Indonesia: Pertamina.
- PT PricewaterhouseCoopers. (Agosto de 2011). Oil and Gas in Indonesia, Investment and Taxation Guide. Indonesia: PricewaterhouseCoopers.
- Real Embajada de Noruega en Argentina. (18 de Abril de 2012). *Energía y petróleo- la experiencia noruega*. Obtenido de <http://www.noruega.org.ar/studywork/Negocio/Economia-y-negocios-en-Noruega/Energia-y-petroleo--la-experiencia-noruega/#.VBD9uZSwYrW>
- Resources, M. D. (8 de Mayo de 2012). *State of Michigan Oil and Gas Lease Auction*. Obtenido de http://www.michigan.gov/documents/dnr/MAYSUMMARY_385851_7.pdf
- RIGZONE. (14 de Mayo de 2014). *First Gas Commences at South Belut Field in South Natuna Sea Block B*. Obtenido de http://www.rigzone.com/news/oil_gas/a/133067/First_Gas_Commences_at_South_Belut_Field_in_South_Natuna_Sea_Block_B
- Secretaría de Energía. (2002). Perfil energético de América del Norte. México.
- Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador. (2011). *Inscripcion del Contrato Modificatorio a Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotacion de Hidrocarburos en el Bloque Tigüino*. Quito: Secretaria de Hidorcarburos.
- Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador. (2014). *La Secretaría* . Obtenido de <http://www.hidrocarburos.gob.ec/la-secretaria/>
- Secretaría de Hidrocarburos, S. (2009). Contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, en el bloque..... de la Región Amazónica Ecuatoriana. Ecuador.
- Sistema de Información de Petróleo y Gas Colombiano . (s.f.). *contratacion petrolera*. Obtenido de http://www.sipg.gov.co/sipg/documentos/contratacion_petrolera.pdf
- SUBSEAIQ. (18 de Octubre de 2013). *Offshore Field Development Projects*. Obtenido de http://www.subseaiq.com/data/Project.aspx?project_id=720&AspxAutoDetectCookieSupport=1
- Targetmap. (2009). *Producción de Petróleo de EUA en 2009*. Obtenido de <http://www.targetmap.com/viewer.aspx?reportId=9396>
- Texas, S. o. (2003). Oil and Gas Lease, Sample. Texas, Estados Unidos.

REFERENCIAS CAPITULO 6

- Simple Organization. (s.f.). *concepto.de*. Obtenido de <http://concepto.de/contrato/#ixzz2yyfxXctl>
- Ahmed, U. (s.f.). Máximo aprovechamiento de los campos petroleros maduros. Texas, Estados Unidos de América : Schlumberger.
- ARPEL. (Febrero de 2011). Consideraciones para fomentar la inversión en exploración y producción de petróleo y gas en America Latina y el Caribe. Latinoamérica .

- Boyer, C. (2011). Gas de lutitas: Un recurso global. Estados Unidos de América: Oilfield Review, Schlumberger.
- Casanova, R. (23 de Abril de 2014). *Oro Negro*. Obtenido de Tratamiento fiscal de los contratos Farm-In – Farm-Out (FIA): <http://revistaoronegro.com/2014/04/23/TRATAMIENTO-FISCAL-DE-LOS-CONTRATOS-FARM-IN-FARM-OUT-FIA/>
- Cinco Ley, H. (17 de abril de 2008). *Academia Mexicana de Ingeniería*. Obtenido de http://academiadeingenieriademexico.mx/archivos/seminarios/reforma_energetica/Situacion%20actual%20y%20futura%20de%20la%20ciencia%20y%20la%20tecnologia%20en%20la%20industria%20de%20hidrocarburos.pdf
- Claude Duval, H. L. (1986). *International Petroleum Exploration and Exploitation Agreements: Legal, Economic and Policy Aspects*. New York: Barrows Company Inc.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos . (24 de Febrero de 2014). Comparative Analysis of Host Government Granting Instruments.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (s.f.). Clasificación de los proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos.
- Congreso de la Unión. (20 de diciembre de 2013). Diario Oficial de la Federación Tomo DCCXXXIII No. 17. Distrito Federal, México.
- Cortés Vara, A. M., & Jardón Navarrete, J. A. (marzo de 2012). Rejuvenecimiento de campos maduros en México. D.F., México: UNAM.
- Cromb, J. R. (s.f.). Manejo de los riesgos y desafíos propios de las aguas profundas. (Texaco, Ed.) Houston, Texas, Estados Unidos de América.
- Engineers, Society of Petroleum. (2011). *Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System*.
- Estrada, J. H. (Octubre de 2013). Desarrollo del gas lutita (shale gas) y su impacto en el mercado energético de México: reflexiones para centroamérica. D.F., México.
- Gobierno de la República. (2014). *Reforma Energética*. Obtenido de http://www.nl.gob.mx/pics/pages/economia_energia_base/ReformaEnergeticaMexico.pdf
- Grunstein, M. (2010). *De la caverna al mercado, Una vuelta al mundo de las negociaciones petroleras*. México: Felou.
- Johnston, D. (2014). *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*. Tulsa, Oklahoma : PennWell Books.
- Mondino, P. N. (s.f.). *Los contratos de servicio en la industria petrolera latinoamericana*. Perú .
- Muñoz, J. M. (2 de Julio de 2012). El Caso del “Shale Gas”. Gas Natural Fenosa.
- Núñez, J. C. (2012). *Contratos de Exploración y Explotación de Hidrocarburos*. Bolivia: Fundación Jubileo.
- OLADE. (2010). *Contratos de exploración y explotación de hidrocarburos: America del Sur - 2009*.

- Partido Acción Nacional. (2013). *Iniciativa con proyecto de decreto que reforma, adiciona y deroga diversas disposiciones a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos*. México, Distrito Federal.
- Pemex. (2010). *Registro de Información Geológica, CNH*. Obtenido de <http://www.cnh.gob.mx/RIG/PDF/PROVINCIAS%20GEOLOGICAS.pdf>
- PEMEX. (2013). Estimación de Reservas de Hidrocarburos al 1 de enero de 2013. México.
- Pemex. (2013). *Registro de Información Geológica, CNH*. Obtenido de <http://www.cnh.gob.mx/RIG/PDF/PROVINCIAS%20PETROLERAS.pdf>
- Pemex. (s.f.). *Glosario*. Recuperado el 2014, de <http://www.ri.pemex.com/files/dcf/AEglosario07.pdf>
- Pérez Suárez, L. A. (25 de noviembre de 2011). *Semana de las Geociencias en el IPN 2011*. Obtenido de http://www.esiatic.ipn.mx/Documents/Geociencias2011/Presentaciones/RNE20_25nov_Perez.pdf
- Puebla, I. J. (s.f.). *Colegio de Ingenieros Petroleros de México*. Obtenido de <http://www.cipm.org.mx/files/Javier%20Hinojosa.pdf>
- Radon, J. (s.f.). *The ABCs of Petroleum Contracts: License-Concession Agreements, Joint Ventures, and Production-sharing Agreements*.
- Rodríguez, A. (29 de Noviembre de 2013). Producción compartida de petróleo: una estimación de los ingresos públicos adicionales hasta 2018. *Observatorio Económico*. México.
- Romero, A. M. (Marzo de 2006). PEMEX: Ante la expectativa de la inversión privada mediante los contratos en la industria petrolera. México.
- Salazar Verbitzky, U. (2011). Productividad de pozos en yacimientos areno-arcillosos: caso Chicontepec. D.F., México: UNAM.
- Schlumberger. (s.f.). Yacimientos de petróleo pesado. Oilfield Review.
- Secretaría de Energía. (febrero de 2012). *Secretaría de Energía*. Obtenido de http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2012/ENE_2012_2026.pdf
- Serra, L. (11 de Diciembre de 2013). *El Universal*. Obtenido de http://blogs.eluniversal.com.mx/weblogs_detalle19584.html
- Sistema de Información Energética. (s.f.). *Glosario de Terminos Usados en el Sector Energético*. Obtenido de http://sie.energia.gob.mx/docs/glosario_hc_es.pdf
- Society of Petroleum Engineers (SPE), A. A. (2007). Petroleum Resources Management System.
- Tafur, J. (6 de Enero de 2011). *La contabilidad vista de una manera sencilla*. Obtenido de <http://armonizacioncontable.blogspot.mx/search?q=farm+out>
- Vega del Valle, E. F. (2013). *Contratos petroleros. Cómo leerlos y entenderlos*. OpenOil.
- Weatherford. (Noviembre de 2011). (O. L. Ulloa, Ed.) Obtenido de http://www.esiatic.ipn.mx/Documents/Geociencias2011/Presentaciones/RNE19_25nov_Ulloa.pdf

WordPress. (s.f). *definicion.de*.
<http://definicion.de/contrato/#ixzz2yyerq3dp>

Obtenido de