



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISION DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**ANÁLISIS DE CONTRATOS INCENTIVADOS DE PEMEX EXPLORACIÓN Y
PRODUCCIÓN**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO PETROLERO**

P R E S E N T A:

ERIKA MONSERRAT SANDOVAL TÉLLEZ

DIRECTOR DE TESINA:

ING. CLAUDIO CESAR DE LA CERDA NEGRETE

MÉXICO, D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA 2014



Contenido

Objetivo General 6

Justificación 6

Resumen..... 6

Introducción 7

Capítulo 1 MARCO LEGAL E HISTORIA CONTRACTUAL DE PEMEX..... 9

 1.1. Tiempos Pre – Expropiación Petrolera 9

 1.2. Expropiación Petrolera 13

 1.3. CREACIÓN DE PEMEX 16

 1.4. ARTÍCULOS 25,27 Y 28 DE LA CONSTITUCIÓN DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS... 18

 Artículo 25 18

 Artículo 27 18

 Artículo 28 19

 1.5. Ley reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo 20

 1.6. Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del
Petróleo..... 22

 1.7. Ley de Petróleos Mexicanos..... 22

 1.8. Reglamento de la Ley de PEMEX..... 24

Capítulo 2 MODELO DE NEGOCIOS DE LOS CONTRATOS INCENTIVADOS DE EXPLORACIÓN –
PRODUCCIÓN 27

 2.1. Modelo contractual de los contratos incentivados de Exploración - Producción..... 28

 2.1.1. DECLARACIONES..... 28

 2.1.2. OBJETO DEL CONTRATO 28

 2.1.3. PLAZO DEL CONTRATO Y RENUNCIA 29

 2.1.4. TRANSICIÓN Y PERIODO INICIAL. 29

 2.1.5. SERVICIOS DURANTE EL PERIODO INICIAL. 29

 2.1.6. SERVICIOS DE DESARROLLO. 30

 2.1.7. ÁREA CONTRACTUAL..... 30

 2.1.8. UNIFICACIÓN E INSTALACIONES CONJUNTAS..... 31

 2.1.9. PROGRAMAS DE TRABAJO. 31

 2.1.10. PRESUPUESTOS Y GASTOS ELEGIBLES..... 32

 2.1.11. NOMINACIÓN Y MEDICION DE LOS HIDROCARBUROS..... 32

 2.1.12. MATERIALES. 32

2.1.13.	OTRAS OBLIGACIONES Y DERECHOS DE LAS PARTES.	33
2.1.14.	DISPOSICIÓN DE LA PRODUCCIÓN.	34
2.1.15.	REMUNERACIÓN.	35
2.1.16.	GARANTÍAS.	35
2.1.17.	ABANDONO.	36
2.1.18.	RESPONSABILIDAD LABORAL, SUBCONTRATISTAS, GRADO DE INTEGRACION NACIONAL, CAPACITACIÓN, DESARROLLO SUSTENTABLE E IMPORTACIONES.	37
2.1.19.	SEGUROS.	37
2.1.20.	CASO FORTUITO O FUERZA MAYOR; SUSPENSIÓN Y TERMINACIÓN ANTICIPADA..	37
2.1.21.	CAUSAS DE RESCISIÓN POR PARTE DE PEP.	38
2.1.22.	CESIÓN Y CAMBIO DE CONTROL.	38
2.1.23.	INDEMNIZACIÓN.	38
2.1.24.	LEY APLICABLE Y SOLUCION DE CONTROVERSA.	39
2.1.25.	GOBERNANZA DEL CONTRATO.	39
2.1.26.	MODIFICACIONES Y RENUNCIAS.	39
2.1.27.	RELACIÓN DE LAS PARTES.	40
2.1.28.	INFORMACIÓN, PROPIEDAD INTELECTUAL Y CONFIDENCIALIDAD.	40
2.1.29.	IMPUESTOS.	40
2.1.30.	IDIOMA.	40
2.2	Contratos Integrales de Producción 1ra. Ronda: Región Sur	41
2.2.1.	ÁREAS	42
2.2.1.1.	<i>Carrizo</i>	42
2.2.1.2.	<i>Magallanes</i>	43
2.2.1.3.	<i>Santuario</i>	44
2.2.2.	Modelo Económico	45
2.2.3.	Resultados (agosto 2011)	50
2.3.	CONTRATOS INTEGRALES DE PRODUCCIÓN 2DA RONDA: REGIÓN NORTE.....	50
2.3.1.1.	<i>Altamira</i>	51
2.3.1.2.	<i>Arenque</i>	52
2.3.1.3.	<i>Atún</i>	53
2.3.1.4.	<i>Pánuco</i>	53
2.3.1.5.	<i>San Andrés</i>	54

2.3.1.6.	<i>Tierra Blanca</i>	55
2.3.2.	Modelo Económico	56
2.3.3.	Resultados de la segunda ronda de licitación (julio 2012).....	63
2.4.	CONTRATOS INTEGRALES DE PRODUCCIÓN 3RA RONDA: CHICONTEPEC.....	63
2.4.1.	ÁREAS	65
2.4.1.1.	<i>Amatitlán</i>	65
2.4.1.3.	<i>HUMAPA</i>	67
2.4.1.4.	<i>MIQUETLA</i>	68
2.4.1.5.	<i>MIAHUAPAN</i>	69
2.4.1.6.	<i>PITEPEC</i>	70
2.4.2.	Modelo Económico	71
2.4.3.	LICITACIÓN	73
2.4.4.	Proceso de Licitación (Acta de Proposiciones, Evaluación, Adjudicación y Fallo)...	74
Capítulo 3 COMPARACIÓN CON MODELOS DE EXPLORACIÓN A NIVEL INTERNACIONAL.....		83
3.1	Brasil.....	83
3.1.1.	Mercado de upstream.....	85
3.1.2.	Contratos de Riesgo.	85
3.1.3.	Estructura actual.	85
3.1.4.	Contratos de asociación con Petrobras.....	86
3.1.5.	Rondas de licitación.....	86
3.2.	Arabia Saudita	89
3.3.	Cuba.....	90
3.4.	Venezuela	92
3.5.	Noruega.....	97
3.5.1.	Dominante.....	98
3.5.2.	Ingresos fiscales.....	100
3.6.	Argelia.	101
3.7.	Canadá.....	102
3.8.	México.....	103
3.8.1.	MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR: UN MODELO DE GESTION ESTATAL INEFICIENTE.....	104
3.8.2.	LA REFORMA DE 2008 Y SUS LIMITANTES.....	105

Capítulo 4 EJEMPLO DE UN MODELO CIEP	110
4.1. Conceptualización de los Contratos Integrales EP	110
4.1.1. Tarifa cierra el modelo económico	111
4.1.2. Análisis del licitante.....	111
4.2. Modelo económico de la Ronda 1 y 2	112
4.2.1. Ingreso del contratista	112
4.2.2. Gastos en exploración	112
Capítulo 5 MODELO CIEP EN EL CONTEXTO DE LA REFORMA ENERGÉTICA	120
5.1. Al sector de hidrocarburos	120
5.1.1. Exploración y extracción de hidrocarburos.....	122
5.1.2. ¿Qué es lo que se espera con la Reforma Energética?	123
5.2. Los Puntos Más Importantes Del Dictamen De La Reforma Energética En El Senado De La República.....	123
5.2.1. Hidrocarburos.....	123
5.2.2. Fondo Mexicano del Petróleo (FMP).....	125
5.2.3. Órganos reguladores	125
5.2.4. Desarrollo sustentable	125
5.3. CONTRATOS INTEGRALES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (CIEP'S) Y CONCESIONES.	125
5.3.1. CIEPS:.....	126
5.3.2. Concesión.	127
5.3.3. Concesiones en otras partes del mundo.....	128
5.4.4. Derechos del concesionario:	130
5.4.5. Obligaciones del concesionario.....	130
5.4.6. Régimen fiscal general.	130
CONCLUSIONES	132
Bibliografía	134
ANEXO A.....	135
Discurso del Presidente Lázaro Cárdenas con motivo de la Expropiación Petrolera.....	135

Objetivo General

Generar un documento que integre las bases históricas, legales, técnicas y económicas para el desarrollo de contratos integrales de producción llevados a cabo por Pemex Exploración y Producción.

Justificación

Aportar una idea de lo que ocurre en la modalidad de contratos de servicios integrales en la industria petrolera de nuestro país, así como una descripción de lo que sucede en otros países.

Resumen

El presente trabajo contempla cubrir desde una base histórica hasta una base económica de un modelo utilizado por PEP a partir de la reforma del 2008. Dicho trabajo se divide en cinco capítulos, los cuales se hará una breve síntesis de cada uno de ellos.

En el primer capítulo se centra en el ámbito histórico, desarrollando una breve línea de tiempo, que contiene desde lo sucedido en tiempos donde el país tenía una cantidad grande de compañías petroleras internacionales, sin olvidar causas y consecuencias de la expropiación petrolera, el cual incluye la creación de PEMEX ; mencionando los principales artículos constitucionales que rige el campo de los hidrocarburos, para culminar este capítulo se puntualizan aspectos relevantes contenidos en el marco legal de PEMEX

En el segundo capítulo se toca el tipo de modelo contractual que se usa en los CIEP'S (Contratos Integrales de Exploración y Producción), como el proceso de licitación de las tres rondas que se licitaron así como cuál fue el resultado de ellas.

El tercer capítulo aporta una comparación sobre los modelos de explotación que existe a nivel internacional tomando algunos países como Brasil, Canadá, Noruega, etc. Así como una pequeña comparación de lo que sucede en México.

En el cuarto capítulo, se habla de dos campos en específico, uno de ellos es Atún el por qué la licitación quedo desierta y Carrizo en este caso se ven algunos problemas que tuvo en el desarrollo.

El quinto capítulo se retoma un tema del cual en estos momentos se está hablando que es la reforma energética del 2013, pero basado que es lo que cambio con respecto a los modelos contractuales.

Al final se mostraran las conclusiones del presente trabajo

Introducción

En la actualidad PEMEX es la séptima empresa productora de crudo en el mundo y está evaluada como la décimo primer compañía integrada a nivel mundial.

Asimismo, hasta el momento en México, PEMEX es el único productor de crudo, gas natural y petrolíferos, la fuente más importante de ingresos del Gobierno Federal, aportando más del 35% de ellos, por ende la empresa más importante del país.

Por lo cual, la participación de capital privado en los contratos que se llevan en la industria petrolera nacional, es de mucho cuidado y visibilidad, por eso tomé la decisión de hablar de dicho tema ya que existe la necesidad de difundir información.

Con la declinación del campo más productivo, Cantarell, PEMEX ha tenido que tomar acciones en exploración en nuevas áreas y mejorar el desempeño en campos maduros, que como se sabe cuentan con retos técnicos con un mayor grado de complejidad así como una mayor inversión. Esto es una de las principales causas que originaron los CIEP'S. Así fue de suma importancia la realización de nuevos estudios de condiciones de algunos campos olvidados, pero hacer énfasis que cuyas reservas fueran atractivas. Como es sabido en nuestro país existe un Proyecto Aceite Terciario del Golfo, el cual cumple con las características de ser una de las mayores zonas con un gran potencial, por lo que suena atractiva dicha área contractual.

- Las reservas totales de ATG superan los 17 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que representa aproximadamente un 40% de las reservas totales de México¹.
- Adicionalmente, estudios preliminares muestran que el Mesozoico podría tener gran potencial productivo.
- El Paleocanal de Chicontepec se ubica en los Estados de Veracruz y Puebla, dentro de la cuenca Tampico-Misantla, la cual es una de las principales cuencas productoras del país. Tiene una extensión de 3,800 km² y lo integran campos productores de areniscas del terciario.
- La explotación de los campos de Chicontepec es no convencional por sus características de baja porosidad y permeabilidad. Históricamente, el factor de recuperación ha sido bajo (2-3%), sin embargo, tiene un alto potencial de ser incrementado significativamente con la tecnología adecuada.
- PEMEX ha adquirido sísmica tridimensional en casi todo el Paleocanal; además cuenta con líneas sísmicas bidimensionales.

¹ PEMEX Exploración y Producción

Gran parte del mundo petrolero, se pregunta qué pasará con la reforma energética y con el modelo contractual de PEMEX. Este trabajo provee una descripción somera, del esquema contractual surgido con la reforma energética del 2008.

Esta recaudación de información, dará una mejor perspectiva para tener una idea de lo que sucede y que sucederá, y los pros y contras para la industria mexicana petrolera, con los cambios en nuestras leyes.

Capítulo 1 MARCO LEGAL E HISTORIA CONTRACTUAL DE PEMEX

1.1. Tiempos Pre – Expropiación Petrolera

Durante el Gobierno de Porfirio Díaz, la economía se encontraba en un proceso de apertura y de liberalismo, donde el capital extranjero era el principal inversionista y encargado de la actividad económica. Este periodo se caracterizó, además de la apertura económica y de una extranjerización de las actividades, por ser un gobierno, represor, antidemocrático, donde la población se encontraba en condiciones de pobreza y existía mucho descontento social, que culminó con la Revolución Mexicana. Un ejemplo de la actitud pro norteamericana del gobierno, fue la construcción de los ferrocarriles y muchas otras actividades económicas llevadas a cabo por el capital extranjero ya que el gobierno sólo era el vigilante y custodio y no actor en la economía.

Así en 1901, inicia la explotación comercial de los yacimientos petroleros mexicanos, llevada a cabo por empresas extranjeras. Estas compañías se vieron muy beneficiadas, porque en ese mismo año se promulgó la ley sobre el petróleo que consistió en:

1. El propietario del suelo lo es también del subsuelo.
2. Pueden hacerse también exploraciones y explotaciones en terrenos nacionales, en cuyo caso la compañía deberá dar participación del 7% de sus utilidades al gobierno federal y de 3% a los estados en que se hallen ubicados los terrenos.
3. El propietario del suelo, que es también dueño del subsuelo de acuerdo con la ley, tiene derecho a llevar a cabo perforaciones si así le parece, sujetándose tan sólo a requisitos insignificantes y fáciles de cumplir.
4. En el caso de que el propietario de un terreno con indicios de contener petróleo en el subsuelo se negase a realizar exploraciones, quedaría sujeto a denuncia y podría adjudicarse al denunciante mediante convenio entre las partes.
5. Se concedían franquicias especiales en materia de impuestos a las empresas petroleras: de importación de maquinaria, de exportación de petróleo crudo y derivados, de barra y anclaje, etcétera.
6. Obviamente, si se exploraba y perforaba en terrenos de propiedad privada desaparecía la participación de utilidades al gobierno federal y a los estados.

Es decir sea quien sea tiene derecho sobre los recursos del territorio nacional y lucrar con ellos. Y eso fue lo que sucedió, con los que acapararon los yacimientos petroleros, las empresas extranjeras. En 1906 se celebraron los acuerdos con la Pearson & Sons, que se traspasó a la Compañía Mexicana de Petróleo "El Águila", que era de capital inglés; en 1908 con la Huasteca Petroleum Company, traspasada en 1922 a la Standard Oil Company de Nueva Jersey una de las más grandes empresas petroleras en el mundo.

La producción de barriles de petróleo fue aumentando gradualmente de manera importante con los años. En 1911 la producción anual fue de 12 500 000 barriles y para 1921 fue de 193 000 000 de barriles. Las compañías obtuvieron grandes ganancias por la explotación de los yacimientos hasta la expropiación, sin dar algún beneficio para el país. Pagaban muy bajos impuestos y ni siquiera ayudaron a mejorar las zonas o pueblos cercanos a los yacimientos, no se diga de los salarios tan pobres que pagaban a los trabajadores mexicanos.

Hubieron muchos enfrentamientos por parte del gobierno con las empresas extranjeras petroleras, quienes llegaron al grado de financiar y organizar un levantamiento durante la Revolución; lo mismo sucedió cuando se promulgó la Constitución de 1917, en la cual se establece en el artículo 27, que la riqueza del subsuelo le pertenece a la nación. Las empresas vieron amenazados sus intereses y pidieron la intervención militar por parte gobierno de Estados Unidos (E.U.) para que resguardara sus instalaciones, pero era la época de la Primera Guerra Mundial y E.U. ya había entrado en ella y dejó de lado éste conflicto. Pero, la realidad, es que desde 1917 los distintos gobiernos mexicanos no hicieron nada para hacer cumplir la Constitución, hasta que en 1925 se publica la ley reglamentaria del artículo 27 constitucional, y de nuevo las empresas extranjeras junto con la mayoría de los medios de comunicación (prensa escrita) lanzan una feroz campaña contra el gobierno mexicano.

Al finalizar la Revolución Mexicana, la situación del país era de gran inestabilidad política, social y económica. Lo cierto, es que toda actividad del hombre estaba impregnada de la Revolución. Los gobiernos que hubieron entre Obregón y Calles, crearon todas las instituciones del Estado, pero existían muchas pugnas entre los distintos generales revolucionarios por ver quien ocuparía la silla presidencial más adelante y no había una situación de calma en el país que permitiera consolidar las instituciones.

El descontento social, en parte era provocado por la falta del reparto de las tierras, ya que para 1930, 13 444 terratenientes tenían el 83.4% del total de las tierras, en cambio, los ejidatarios que eran 668 mil tenían tan sólo un décimo de las que le pertenecían a los hacendados, peor aún, existían más de 2 millones de campesinos sin tierras. Al ser ignorada una de las demandas más importantes del pueblo

durante la Revolución, se desataron importantes movilizaciones de campesinos y los conflictos continuaron, quedando la posibilidad de que el movimiento armado siguiera y así mismo la inestabilidad en el país.

En los últimos años de gobierno de Plutarco Elías Calles (1924-1928) y de los que lo sucedieron, la situación a nivel internacional era muy preocupante por la crisis que estalló en 1929 y las consecuencias de ésta en la economía del país

La inversión pública disminuyó de 103 a 73 millones de pesos, afectando a las comunicaciones y transportes. El peso se devaluó, en 1931 era de 2.6 pesos por dólar y pasó a 3.4 en 1933. En la minería, la industria y los ferrocarriles hubieron pérdidas importantes. La situación de los trabajadores también se vio afectada, el número de desempleados en 1929 era de 89 690, llegando a ser en 1932 de 339 378, descendiendo en 1933 a 275 774. El problema del desempleo obedeció al cierre de fábricas o al despido de obreros, como fueron los casos en algunas mineras de Hidalgo y Guanajuato, el cierre del centro industrial mexicano de Puebla, el cierre o ajuste de personal en fábricas de textiles y botones, despidos y disminución salarial en la petrolera "El Águila" (esto después traería un conflicto laboral, que sería aprovechado para la expropiación petrolera), por mencionar algunos casos.

La situación del país era muy complicada; por un lado los efectos de la crisis económica mundial causaban estragos en el ámbito nacional; por otro lado, las demandas de los trabajadores y campesinos fueron ignoradas, quienes organizados lucharon, hasta en las instancias legales, siendo ignorados y reprimidos por el gobierno que trataba de simular una aparente paz social en los momentos de la crisis mundial, resurgiendo las protestas en el país. Para Arnaldo Córdova, era sólo el gobierno quien podría dar solución al conflicto, quitando los recursos a los privilegiados y a los extranjeros, pero esto sólo se lograría con la movilización de las masas.

Es en esta situación entró en escena el general Lázaro Cárdenas; estuvo en la lucha armada de la Revolución Mexicana; al finalizar ésta, continuó en la milicia y emprendió algunos cargos gubernamentales, hasta que llegó a ser gobernador de su estado natal, Michoacán. Y posteriormente se convirtió en el candidato a la presidencia por el Partido Nacional Revolucionario (PNR) apoyado por Elías Calles.

Tomó posesión como aspirante a la presidencia en la Convención del PNR, donde se hizo un programa de consenso para el próximo gobierno, el Plan Sexenal.

Dicho Plan tiene el objetivo de que en caso de que llegara el general Lázaro Cárdenas al poder bajo la elección popular, sería acatado por él; dicho documento fue consensado y elaborado como se señala en el documento: “Un laborioso proceso de organización y de síntesis de las doctrinas que han informado la gestión de los regímenes revolucionarios, un prolijo acopio de las necesidades y anhelos del pueblo y en particular del proletariado mexicano, una inflexible crítica de experiencias, en fin, precedieron a la fijación del texto definitivo del Plan Sexenal de Gobierno. El propio Plan, fue presentado ante la convención por el recién nombrado candidato a la presidencia, Lázaro Cárdenas.

Queda claro, que el Estado va a dar un viraje muy importante, al ya no ser mero observador de la vida económica del país, si no al intervenir y participar activamente en ella. Este viaje corresponde a los cambios que se están dando en el mundo, a la necesidad al interior de dar solución a los problemas y demandas que generaron el levantamiento armado ya que existía una presión social muy fuerte que no permitía que en el país se alcanzara la estabilidad deseada, ni la consolidación del Estado. Por tanto era necesario dar solución a las demandas del pueblo antes de que se generara otra lucha armadas.

En el año de 1935 los trabajadores de las empresas petroleras buscaban aliarse para formar sindicatos, en un principio las compañías no lo permitieron y lograron impedir que esto sucediera. Después de un tiempo, este objetivo se cumplió y cada compañía tenía su sindicato de trabajadores.

El 27 de diciembre de 1935 se formó el Sindicato Único de Trabajadores Petroleros para que permaneciera la unión y organización entre los miembros de este sector. El 29 de enero de 1936 este sindicato se unió al Comité Nacional de Defensa Proletaria, que fue el predecesor de la Confederación de Trabajadores de México (CTM).

El 20 de julio del mismo año el Sindicato Único de Trabajadores Petroleros llevó a cabo su primera convención para mostrar un proyecto de contrato general con todas las empresas petroleras y se llamó a huelga para demandar el cumplimiento del contrato.

Lázaro Cárdenas, en ese entonces presidente de México, decidió intervenir para que las compañías firmaran el contrato, sin embargo, no se llegó a concretar ningún acuerdo y su mediación no obtuvo frutos. La huelga tuvo que posponerse alrededor de seis meses y se retomó el 28 de mayo de 1937, las consecuencias fueron radicales: nadie pudo comprar gasolina por 12 días.

El presidente Cárdenas tuvo que calmar la situación; la huelga se levantó con la condición de que no hubiera fallo alguno. Las empresas petroleras dijeron que no tenían fondos para cumplir con lo que los

trabajadores demandaban y se acordó investigar a las compañías. Una vez que esto se llevó a cabo, los peritos concluyeron que la industria petrolera mexicana producía rendimientos superiores a la de Estados Unidos.

Esta determinación hizo que los empresarios petroleros se molestaran e hicieran amenazas de irse del país y llevarse todo su capital; aunado a esto, la situación se complicó debido a que la Junta Federal de Conciliación y Arbitraje (JFCA) no emitía un fallo.

Ante esta situación se respondió con una protesta, el 8 de diciembre de 1937 hubo un paro general de labores que duró 24 horas. Días después, la JFCA falló a favor de los trabajadores y exigió a las compañías que pagaran 26 millones de pesos en salarios que no se cubrieron en la huelga que ocurrió siete meses antes. El sindicato exigía 40 millones, sin embargo, las empresas se negaron y buscaron ampararse ante la Suprema Corte de Justicia.

La resolución de la Suprema Corte fue negativa para ellos, e incluso, causó que los obligaran a subir los sueldos y a mejorar las condiciones de trabajo. Ante la molestia de los empresarios, el presidente Lázaro Cárdenas buscó remediar la situación e intentó convencer al Sindicato Único de Trabajadores Petroleros de que aceptaran el pago de 26 millones.

Hay testigos que afirman que el presidente, intentando llegar a un acuerdo con las compañías, les manifestó que si pagaban los 26 millones de pesos la huelga terminaría, y que fue por la desconfianza y despotismo de uno de los empresarios, que el presidente Cárdenas decidió expropiar las empresas petroleras.

1.2. Expropiación Petrolera

La explotación y utilización de los recursos del subsuelo por parte de nacionales, estuvo presente durante muchos discursos del presidente Cárdenas y de los miembros de su gobierno. Y para que fuera posible la expropiación era necesario que se dieran todos los factores antes mencionados y así fue. Pero hubo una causa en específico que fue el pretexto que detonó el conflicto y que llevó al gobierno a promulgar el decreto.

A principios de 1936, inició un conflicto laboral entre la empresa petrolera El Águila (inglesa) y los trabajadores de la empresa, por la formulación de un contrato colectivo, incrementos salariales y otras

prestaciones; la problemática se amplió al de las empresas petroleras. Las partes en conflicto no llegaban a ningún acuerdo a pesar de la intervención del gobierno. A finales de mayo de 1937, el sindicato decide irse a huelga ante la negativa de la empresa de resolver sus demandas. En unos días la vida económica del país comenzaba a paralizarse debido a la huelga en un sector tan importante.

Ante tales sucesos, Cárdenas llama a los líderes sindicales para que levantaran la huelga por los graves problemas que significarían para el país que continuara la huelga y les propone cambiar la táctica en su lucha contra la empresa.

Sugiriéndoles que plantearan un conflicto económico contra la empresa ante la Junta de Conciliación y Arbitraje (JCA). Los trabajadores levantaron la huelga y procedieron con lo legal.

La Junta tenía que resolver el conflicto y para eso era necesario un estudio donde se demostrara si la empresa tenía la capacidad económica para satisfacer las demandas de los trabajadores. Para el estudio se nombran peritos, uno de ellos que fue elegido tanto por la Junta, como por Lombardo Toledano (representante de los trabajadores) y el presidente, fue Jesús Silva Herzog. Así, con el apoyo de muchos trabajadores, se realizó el estudio de toda la industria petrolera del país, se presentó ante la Junta; pero la reacción de las empresas fue negativa, no aceptaban que el conflicto se llevara ante la JCA e iniciaron una campaña en contra del gobierno a través de los medios de comunicación.

Mientras se esperaba el fallo de la Junta, el presidente se reunió con los representantes de las empresas y varios personajes de su gobierno con la finalidad de llegar a un acuerdo, pero no se logró y terminaron esas reuniones. El presidente buscó llegar a algún acuerdo, pero él no querer obedecer el mandato de las instituciones legales, mostraban que las empresas estaban retando al gobierno como poder legítimo del país. Las empresas comenzaron un sabotaje a la economía del país, al sacar su dinero de los bancos nacionales, a llevarse el petróleo del país, así como las embarcaciones petroleras, con el objeto de enfrascar al país en una crisis.

Para marzo de 1938, las empresas todavía no cumplían con el mandato de la Junta de Conciliación y Arbitraje. Cárdenas volvió a reunirse con los empresarios para buscar una solución, pero los empresarios no querían cumplir con el mandato legal, desobedeciendo las leyes mexicanas y a sus instituciones, situación que no se podía permitir porque deslegitimaban al Estado. El presidente suspende de nuevo las pláticas.

Los dueños de las empresas norteamericanas, habían hecho una petición al gobierno de Estados Unidos para que interviniera en caso de que el gobierno mexicano requisara sus propiedades, la respuesta del gobierno estadounidense fue que en esos momentos no era posible crear un conflicto con México por la situación mundial.

Entonces, el 18 de marzo de 1938, el presidente Cárdenas anuncia por radio “el acto expropiatorio en nombre de la soberanía y el decoro de México. Hizo una detallada explicación de los sucesos, terminando con la formulación de cargos justificados e incontrovertibles contra las empresas extranjeras.” Mencionó que las empresas no querían cumplir con el mandato de la Junta de satisfacer las demandas de los trabajadores, pero que era necesario que la industria petrolera continuara trabajando, de otra manera habría graves consecuencias para el país.

Señaló que era necesario para llevar a cabo la Ley de Expropiación, pagar la indemnización a las empresas extranjeras y afirmó que con las ganancias obtenidas en el futuro próximo podrán hacer frente a éste pago sin tener que afectar el resto de las actividades que está realizando el gobierno.

Los empresarios extranjeros tenían la esperanza que los mexicanos no pudieran utilizar y manejar a las empresas y que en el corto plazo el gobierno pediría que regresaran. Como se sabe no fue así, con muchas dificultades pero con gran voluntad se hecho andar a la industria petrolera creando PEMEX.

Días después del decreto, hubo una manifestación importante en la Cd. De México para respaldar el acto del presidente. Y además se organizó un comité para recolectar fondos para tratar de cubrir la indemnización, se reunieron unos 2 millones de pesos, que es poco dinero, pero que mostró la solidaridad y apoyo del pueblo, ante la decisión del gobierno.

Ésta consistió en la apropiación legal del petróleo que explotaban 17 compañías extranjeras para convertirse en propiedad de los mexicanos. Entre ellas figuraban Mexicana Petroleum Company of California, Compañía Mexicana de Petróleo “El Águila” y la Compañía Exploradora de Petróleo la Imperial SA, que hoy forman las más grandes corporaciones internacionales de comercialización de “oro negro”.

1.3. CREACIÓN DE PEMEX

El 7 de junio de 1938 se creó Petróleos Mexicanos para ser la única compañía que pudiera explotar y administrar los yacimientos de petróleo encontrados en el territorio mexicano. PEMEX ocupó algunas de las instalaciones de las compañías expropiadas.

En los primeros años, hubo algunos conflictos entre los trabajadores y PEMEX; existía el riesgo de huelga y había desacuerdos en cuanto a los derechos de los trabajadores.

No obstante, en 1942 se firmó el primer Contrato Colectivo de Trabajo en donde se establecen las cláusulas que regulan las condiciones laborales, administrativas y los acuerdos a los que llegan los sindicatos y PEMEX. Se consideró que este contrato tenía cláusulas avanzadas porque contemplaba dar a los trabajadores el derecho a los servicios médicos, prestaciones en caso de enfermedades, accidentes o muerte y jubilación.

Petróleos Mexicanos inicia la construcción de una planta productora de tetraetilo de plomo, elemento indispensable para la fabricación de gasolina y otras materias primas para su refinación, que no se producía en México y entonces resultaba imposible importar del extranjero. La situación de la industria petrolera se volvió muy difícil, dado que las empresas extranjeras pudieron sacar las refacciones y materias primas de las plantas y también dieron de baja a sus técnicos calificados.

Ante esa situación PEMEX se vio obligado a refinar crudo en el extranjero, para poder cumplir con la demanda interna. Por decreto presidencial y ante la urgencia de formar profesionistas y técnicos calificados, se autoriza la formación de las carreras de Ingeniero Químico Petrolero e Ingeniero Metalúrgico, impartándose dichos cursos dentro de la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura del Instituto Politécnico Nacional, de muy reciente creación. No sería hasta 1948 la fundación de la ESIQIE, escuela del IPN que ha formado miles de Ingenieros Petroleros para PEMEX.

El sábado 9 de noviembre de 1940, se publicó en el Diario Oficial de la Federación un decreto, en donde se reforma el artículo 27 en su párrafo sexto, que en lo fundamental dice: Tratándose del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos no se expedirán

concesiones y la Ley Reglamentaria respectiva determinará la forma en que la Nación llevará a cabo las explotaciones de esos productos.

La reforma publicada ese día, fue firmada por el entonces presidente Lázaro Cárdenas desde el 27 de diciembre de 1939. Mientras tanto, la Ley reglamentaria no fue publicada hasta 1941 por el presidente Ávila Camacho.

Se logra poner en operación la refinería de Poza Rica cuya edificación fue iniciada por la Compañía de Petróleo "El Águila", S.A. con capacidad de 5,000 barriles diarios.

El 18 de junio de 1941 se publica en el Diario Oficial la nueva Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, enviada por el presidente Don Manuel Ávila Camacho. En lo fundamental en su Artículo 4o. expresa.

La Nación llevara a cabo la exploración y explotación del petróleo, en la siguiente forma:

- I. Por trabajos que realice el gobierno a través de su órgano correspondiente
- II. Por conducto de las instituciones públicas petroleras que al efecto cree la ley y Mediante contratos con particulares o sociedades.

Y en su Artículo 8o. lo siguiente:

En el caso de la fracción tercera del art. 6º. Podrán celebrarse contratos con particulares o sociedades para que lleven a cabo los trabajos respectivos, a cambio de compensaciones en efectivo o de un porcentaje de los productos que se obtengan.

Ante las bajas reservas petroleras, dada la sobre explotación de las empresas extranjeras, PEMEX crea el Departamento de Exploración, urgido por el grave descenso en la producción.

El 20 de abril de 1943 se dio la histórica reunión presidencial de Franklin D. Roosevelt con el Gral. Manuel Ávila Camacho en Monterrey, con el objeto principal de negociar las futuras exportaciones del petróleo mexicano y la entrada simbólica de México al lado de los países aliados en la II Guerra Mundial. A cambio de ello México pudo recibir los créditos indispensables para financiar a PEMEX y por otra parte, la renegociación de la deuda externa mexicana, en condiciones extremadamente favorables. Dentro de los grandes logros del gobierno de Ávila Camacho, debe destacarse, el ajuste del pago total

por Indemnización Petrolera a 24 millones de dólares de 1943, (equivalentes a 297.5 millones de dólares de junio de 2009).

1.4. ARTÍCULOS 25,27 Y 28 DE LA CONSTITUCIÓN DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS²

Artículo 25

- ❖ Corresponde al estado la rectoría del desarrollo nacional para garantizar que este sea integral y que, mediante el fomento del crecimiento del crecimiento económico y el empleo, permita el pleno ejercicio de la libertad de los individuos.
- ❖ El estado planeará, conducirá, coordinará y orientará la economía nacional, y llevará a cabo la regulación y fomento de las actividades que demande el interés general.
- ❖ El sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalen en el artículo 28, párrafo cuarto de la constitución, manteniendo siempre el gobierno federal la propiedad y control sobre los organismos que se establezcan.
- ❖ Asimismo podrá participar por sí o con los sectores social y privado, de acuerdo con la ley, para impulsar y organizar las áreas prioritarias de desarrollo.
- ❖ 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.

Artículo 27

- ❖ La propiedad de las tierras y aguas comprendidas dentro de los límites del territorio nacional, corresponde originariamente a la nación, la cual ha tenido y tiene el derecho de transmitir el dominio de ellas a los particulares, constituyendo la propiedad privada.
- ❖ Las expropiaciones solo podrán hacerse por causa de utilidad pública y mediante indemnización.
- ❖ La nación tendrá en todo tiempo el derecho de imponer a la propiedad privada las modalidades que dicte el interés público, así como el de regular, en beneficio social, el aprovechamiento de

² El texto de estos artículos es basado con la Reforma Energética del 2008

los elementos naturales susceptibles de apropiación con objeto de cuidar de su conservación, lograr el desarrollo equilibrado del país y el mejoramiento de las condiciones de vida de la población rural y urbana.

- ❖ Corresponde a la nación el dominio directo de todos los recursos naturales de la plataforma continental y los zócalos submarinos de las islas; de todos los minerales o sustancias que en vetas, mantos, masas o yacimientos, constituyan depósitos cuya naturaleza sea distinta de los componentes de los terrenos, tales como los productos derivados de la descomposición de las rocas, cuando su explotación necesite trabajos subterráneos; el petróleo y todos los carburos de hidrogeno sólidos, líquidos o gaseosos; y el espacio situado sobre el territorio nacional, en la extensión y términos que fije el derecho internacional.
- ❖ 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.
- ❖ Tratándose del petróleo y de los carburos de hidrogeno sólidos, líquidos o gaseosos o de minerales radioactivos, no se otorgaran concesiones ni contratos, ni subsistirán los que en su caso se hayan otorgado y la nación llevara a cabo la explotación de esos productos, en los términos que señale la ley reglamentaria respectiva.

Artículo 28

- ❖ En los estados unidos mexicanos quedan prohibidos los monopolios, las prácticas monopólicas, los estancos y las exenciones de impuestos en los términos y condiciones que fijan las leyes.
- ❖ No constituirán monopolios las funciones que el estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: correos, telégrafos y radiotelegrafía; petróleo y los demás hidrocarburos.
- ❖ El estado contara con los organismos y empresas que requiera para el eficaz manejo de las áreas estratégicas a su cargo y en las actividades de carácter prioritario donde, de acuerdo con las leyes, participe por si o con los sectores social y privado.
- ❖ El estado, sujetándose a las leyes, podrá en casos de interés general, concesionar la prestación de servicios públicos o la explotación, uso y aprovechamiento de bienes de dominio de la federación, salvo las excepciones que las mismas prevengan.

1.5. Ley reglamentaria del artículo 27 Constitucional en el ramo del petróleo³

La Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional determina qué contratos están permitidos y cuáles están prohibidos por la Constitución y establece que los hidrocarburos y las utilidades producto de las ventas siempre son de la Nación.

Artículo 1.- Corresponde a la Nación el dominio directo, inalienable e imprescriptible de todos los carburos de hidrógeno que se encuentren en el territorio nacional, incluida la plataforma continental y la zona económica exclusiva situada fuera del mar territorial y adyacente a éste, en mantos o yacimientos, cualquiera que sea su estado físico, incluyendo los estados intermedios, y que componen el aceite mineral crudo, lo acompañan o se derivan de él.

Artículo 3.- La industria petrolera abarca:

- I. La exploración, la explotación, la refinación, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las ventas de primera mano del petróleo y los productos que se obtengan de su refinación;
- II. La exploración, la explotación, la elaboración y las ventas de primera mano del gas, así como el transporte y el almacenamiento indispensables y necesarios para interconectar su explotación y elaboración.

Artículo 4.- La Nación llevará a cabo la exploración y la explotación del petróleo y las demás actividades a que se refiere el artículo anterior, salvo lo dispuesto en el artículo 3o., el transporte, el almacenamiento y la distribución de gas podrán ser llevados a cabo, previo permiso, por los sectores social y privado, los que podrán construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos, en los términos de las disposiciones reglamentarias, técnicas y de regulación que se expidan.

Artículo 6.- Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios podrán celebrar con personas físicas o morales los contratos de obras y de prestación de servicios que la mejor realización de sus actividades requiere. Las remuneraciones que en dichos contratos se establezcan serán siempre en efectivo y en ningún caso se concederán por los servicios que se presten y las obras que se ejecuten propiedad sobre los hidrocarburos, ni se podrán suscribir contratos de producción compartida o contrato alguno que comprometa porcentajes de la producción o del valor de las ventas de los hidrocarburos ni de sus derivados, ni de las utilidades de la entidad contratante.

³ Diario Oficial de la Federación de 28 de Noviembre de 2008

Artículo 15.- Las personas que realicen alguna de las actividades a que se refiere la presente Ley, deberán cumplir con las disposiciones administrativas y normas de carácter general que expidan en el ámbito de sus competencias, la Secretaría de Energía, la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Comisión Reguladora de Energía, en términos de la normatividad aplicable, así como entregar la información o reportes que les sean requeridos por aquellas.

De manera específica, se señalan las siguientes obligaciones:

- Los permisionarios deberán:
 - a) Prestar los servicios de forma eficiente, uniforme, homogénea, regular, segura y continua, así como cumplir los términos y condiciones contenidos en los permisos;
 - b) Dar aviso inmediato a la Secretaría de Energía o a la Comisión Reguladora de Energía, según corresponda, y a las autoridades competentes sobre cualquier siniestro, hecho o contingencia que, como resultado de sus actividades permisionadas, ponga en peligro la vida, la salud y seguridad públicas.
 - c) Presentar anualmente, en los términos de las normas oficiales mexicanas aplicables, el programa de mantenimiento del sistema y comprobar su cumplimiento con el dictamen de una unidad de verificación debidamente acreditada;
 - d) Llevar un libro de bitácora para la operación, supervisión y mantenimiento de obras e instalaciones, así como capacitar a su personal en materias de prevención y atención de siniestros;
 - e) Obtener autorización de la Secretaría de Energía o de la Comisión Reguladora de Energía, según corresponda, para modificar las condiciones técnicas de los ductos, sistemas, instalaciones o equipos;
 - f) Abstenerse de otorgar subsidios cruzados en la prestación de los servicios permisionados, así como de realizar prácticas discriminatorias;
 - g) Obtener autorización de la Secretaría de Energía o de la Comisión Reguladora de Energía, según corresponda, para la suspensión de los servicios, salvo que exista causa justificada, a juicio de ésta.

1.6. Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.

El Reglamento de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional establece los lineamientos que PEMEX debe seguir al construir y operar sistemas, infraestructura, plantas, instalaciones, gasoductos, oleoductos y toda clase de servicios petroleros.

Capítulo IX

De las Contrataciones

Artículo 28.- Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios podrán celebrar con personas físicas o morales los contratos de obras y de prestación de servicios requeridos para la mejor realización de sus actividades relacionadas con la Industria Petrolera Estatal y las demás previstas en la Ley Reglamentaria y en la Ley de Pemex.

Artículo 29.- Los convenios, contratos y demás actos jurídicos que los Organismos Descentralizados celebren o suscriban, se regularán conforme a lo establecido en los ordenamientos legales y disposiciones de carácter administrativo aplicables y, en su caso, en la legislación común que por materia corresponda, según su naturaleza.

1.7. Ley de Petróleos Mexicanos

La Ley de Petróleos Mexicanos establece el mandato de PEMEX para la creación de valor. En su artículo 51, la Ley formula el nuevo régimen de contratación para actividades sustantivas de carácter productivo y describe un procedimiento de licitación más flexible, que incluye elementos como la precalificación y la negociación de precios, entre otros.

Modalidades especiales de contratación

Artículo 60.- Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios podrán celebrar con personas físicas o morales los contratos de obras y de prestación de servicios que la mejor realización de sus actividades requiere, con las restricciones y en los términos del artículo 6o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo. La celebración de estos contratos se sujetará a lo siguiente:

- I. Se mantendrá, en todo momento, el dominio directo de la Nación sobre los hidrocarburos;
- II. No se concederá derecho alguno sobre las reservas petroleras, por lo cual los proveedores o contratistas no podrán registrarlas como activos propios y la Nación las registrará como parte de su patrimonio;
- III. Se mantendrá, en todo momento, el control y la dirección de la industria petrolera a que se refiere el artículo 3o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo;
- IV. Las remuneraciones que en dichos contratos se establezcan serán siempre en efectivo, por lo que en ningún caso podrá pactarse como pago por los servicios que se presten o las obras que se ejecuten, un porcentaje de la producción o del valor de las ventas de los hidrocarburos ni de sus derivados o de las utilidades de la entidad contratante, observando para dicho efecto lo dispuesto en el artículo siguiente;
- V. No se otorgarán derechos de preferencia de ningún tipo para la adquisición del petróleo o sus derivados, o para influir en la venta a terceras personas, y
- VI. No se suscribirán contratos que contemplen esquemas de producción compartida ni asociaciones en las áreas exclusivas y estratégicas a cargo de la Nación señaladas en el artículo 3o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo.

Los contratos podrán contemplar cláusulas donde se permita a las partes realizar modificaciones a los proyectos por la incorporación de avances tecnológicos; por la variación de precios de mercado de los insumos o equipos utilizados en las obras, o por la adquisición de nueva información obtenida durante la ejecución de las obras u otras que contribuyan a mejorar la eficiencia del proyecto.

Petróleos Mexicanos enviará a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para su registro, los contratos que sean materia de su competencia. La Comisión deberá observar, en todo momento, la legislación relativa a la confidencialidad y reserva de la información.

Artículo 61.- Las remuneraciones de los contratos de obras y prestación de servicios de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios deberán sujetarse a las siguientes condiciones:

- I. Deberán pactarse siempre en efectivo, ser razonables en términos de los estándares o usos de la industria y estar comprendidas en el Presupuesto autorizado de Petróleos Mexicanos y sus organismos subsidiarios;
- II. Serán establecidas a través de esquemas fijos o fórmulas predeterminadas con las que se obtenga un precio cierto, de conformidad con la legislación civil;

- III. Los contratos de obra plurianuales podrán estipular revisiones necesarias por la incorporación de avances tecnológicos o la variación de precios de mercado de los insumos o equipos utilizados en los trabajos correspondientes u otros que contribuyan a mejorar la eficiencia del proyecto, con base en los mecanismos para el ajuste de costos y fijación de precios autorizados por el Consejo de Administración;
- IV. Deberán establecerse a la firma del contrato;
- V. Se incluirán penalizaciones en función del impacto negativo de las actividades del contratista en la sustentabilidad ambiental y por incumplimiento de indicadores de oportunidad, tiempo y calidad, y
- VI. Sólo se podrán incluir compensaciones adicionales cuando:
 - a) El contratante obtenga economías por el menor tiempo de ejecución de las obras;
 - b) El contratante se apropie o se beneficie de nuevas tecnologías proveídas por el contratista, o
 - c) Concurran otras circunstancias atribuibles al contratista que redunden en una mayor utilidad de Petróleos Mexicanos y en un mejor resultado de la obra o servicio, y siempre que no se comprometan porcentajes sobre el valor de las ventas o sobre la producción de hidrocarburos.
 - d) Las posibles compensaciones deberán establecerse expresamente a la firma del contrato.

Los contratos que no observen las disposiciones de este artículo y del artículo anterior serán nulos de pleno derecho.

1.8. Reglamento de la Ley de PEMEX.

Una de las principales características del Reglamento de la Ley de PEMEX es la descripción de la forma de pago de los contratos.

Apartado 3º Tipos de procedimientos para la contratación

Artículo 50.- Los contratos que los Organismos Descentralizados requieran celebrar para llevar a cabo las Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios de las Actividades Sustantivas de Carácter Productivo, serán adjudicados conforme a cualquiera de los procedimientos siguientes:

I. Licitación pública, el cual inicia con la publicación de la convocatoria y concluye con la emisión del fallo o, en su caso, la cancelación del procedimiento respectivo;

II. Invitación restringida a por lo menos tres personas, el cual inicia con la entrega de la primera invitación y concluye con la emisión del fallo o, en su caso, con la cancelación del procedimiento respectivo, y

III. Adjudicación directa, el cual inicia con la solicitud de cotización y concluye con la aceptación de la propuesta.

Apartado 5º. Bases de licitación y términos de referencia

Artículo 56.- En las bases de licitación pública, de invitación restringida, así como en los términos de referencia tratándose de adjudicación directa que se integrarán conforme a los requisitos establecidos en la Ley y en las Disposiciones Administrativas de Contratación, se considerará lo siguiente:

- I. Reglas y criterios para que se elaboren propuestas que aseguren las mejores condiciones al Organismo Descentralizado licitante, así como para realizar una selección objetiva de entre las mismas;
- II. Evitar el establecimiento de condiciones y requisitos de imposible cumplimiento que limiten la libre participación o que orienten la licitación a favor de algún participante
- III. Evitar el establecimiento de condiciones y requisitos de imposible cumplimiento que limiten la libre participación o que orienten la licitación a favor de algún participante

Artículo 58.- Tanto en procesos de licitación pública como en los de invitación restringida se promoverá que los licitantes puedan participar en todas las etapas del proceso por vía electrónica.

En los procesos de licitación pública las convocatorias, documentación informativa y preliminar para promover la participación en las licitaciones, así como bases de licitación, sus modificaciones, los documentos derivados de los actos públicos de juntas de aclaraciones, presentación y apertura de proposiciones, fallo y adjudicación deberán publicarse electrónicamente.

Para efectos del artículo 54 de la Ley, una oferta enviada en forma electrónica protegida mediante clave de acceso para que la misma no sea abierta antes de la etapa correspondiente, será considerada como presentada en sobre cerrado.

Artículo 59.- En los procedimientos de invitación restringida, las invitaciones serán enviadas a los Proveedores o Contratistas invitados mediante correo certificado con acuse de recibo o mensajería especializada o por medios electrónicos y fijarán un plazo razonable para que el proveedor o contratista en cuestión manifieste si desea o no participar en dicho procedimiento.

Apartado 6º. De los contratos, remuneraciones y compensaciones adicionales

Artículo 61.- Los convenios, contratos y demás actos jurídicos que Petróleos Mexicanos y los Organismos Subsidiarios celebren o suscriban, para o como consecuencia del cumplimiento de su respectivo objeto, se regularán, además de lo establecido en los ordenamientos y disposiciones de carácter administrativo aplicables, por la legislación común que por materia corresponda, según su naturaleza.

Artículo 62.- Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios pactarán en los contratos y convenios que celebren, las remuneraciones con estricta sujeción a los artículos 6o. de la Ley Reglamentaria y 60 y 61 de la Ley.

Dichas remuneraciones deberán fijarse en términos claros a la firma del contrato y podrán establecerse en función del grado de cumplimiento de las metas o en función de indicadores explícitos y cuantificables, expresados en unidades de medida de uso común en la industria de hidrocarburos, los cuales podrán referirse a productividad, capacidad, reserva incorporada, recuperación de reservas, tiempos de ejecución, costos en los que se incurra o ahorro en éstos, obtención de economías y otros que redunden en una mayor utilidad para Petróleos Mexicanos o sus Organismos Subsidiarios o que contribuyan a mejorar los resultados del proyecto.

Las remuneraciones podrán condicionarse a la generación de flujo de efectivo del proyecto.

Las compensaciones y penalizaciones que se pacten en términos de las fracciones V y VI del artículo 61 de la Ley siempre formarán parte de la remuneración.

Asimismo, con apego a las Disposiciones Administrativas de Contratación que emita el Consejo de Administración en términos de los artículos 51 y 53 de la Ley, en los contratos y convenios se establecerán los procedimientos para efectuar las revisiones y ajustes a las remuneraciones que sean necesarias.

Capítulo 2 MODELO DE NEGOCIOS DE LOS CONTRATOS INCENTIVADOS DE EXPLORACIÓN – PRODUCCIÓN

Modelo genérico de contrato de servicios para la evaluación, desarrollo y producción de hidrocarburos, que se funda en el Reglamento protestado por la Cámara de Diputados.

El modelo establece, entre sus aspectos sobresalientes, que Pemex Exploración Producción (PEP) asigne bloques de territorio (“áreas contractuales”) para que un solo consorcio en cada bloque lleve a cabo las actividades de exploración, desarrollo de yacimientos y producción de hidrocarburos durante un período determinado. Durante ese período el contratista se hará cargo de las inversiones que requiera el mantenimiento y la operación del campo hasta extraer y entregar los hidrocarburos a PEP. A cambio, recibirá una remuneración dineraria mensual por barril, que sería igual al valor mínimo entre la tarifa establecida en el contrato (ajustada por la eficiencia económica que alcance el contratista), y una fracción de los ingresos brutos de PEP (“flujo de efectivo disponible”) obtenidos del área contractual. Para la operación del proyecto, PEP y el contratista integrarían un consorcio que tomaría las decisiones técnicas y productivas, donde el contratista sería el líder y el operador. El modelo incluye metas para incorporar contenido nacional en los proyectos y declara que, bajo ninguna circunstancia, el contrato confiere al contratista derechos de propiedad sobre los hidrocarburos que se encuentren, y que PEP es el único responsable del control y dirección de la industria petrolera conforme a la ley y a los términos del contrato.

Queda a discutir si la fórmula de remuneración cumple con los preceptos legales de certeza de los precios a pagar y de que las compensaciones al contratista, por aumentar la utilidad de Pemex, “no comprometan porcentajes sobre el valor de las ventas o sobre la producción de hidrocarburos”, y se establezcan expresamente a la firma del contrato.

Específicamente, el párrafo cuarto del art. 25 constitucional señala que “el sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas..., manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos que en su caso se establezcan”.

2.1. Modelo contractual de los contratos incentivados de Exploración - Producción

2.1.1. DECLARACIONES

PEP declara que:

- Es un organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal de los Estados Unidos Mexicanos, con personalidad jurídica y patrimonios propios, que tiene por objeto la exploración y explotación del petróleo y el gas natural; su transporte, almacenamiento y comercialización.
- Conforme a los artículos 25, 27, 28 y 134 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, así como en la Ley Reglamentaria del artic, 27 Constitucional en el Ramo Petrolero y de la Ley de Pemex, lleva acabo, en términos del artic. 5 de la Ley Reglamentaria, la exploración y explotación de Hidrocarburos, y puede celebrar contratos de obras y de prestación de servicios, siempre que se cumpla con las condiciones del artic. 6 de la Ley Reglamentaria y por el artic. 60 de la Ley de Pemex.

2.1.2. OBJETO DEL CONTRATO

Es la ejecución de todos los servicios para la exploración, desarrollo y producción de los hidrocarburos dentro del área contractual, todos los hidrocarburos que se produzcan bajo este contrato serán en todo momento de PEP, no se le concede al Contratista ningún derecho sobre el Área Contractual.

Con exclusión del personal de PEP, el contratista será el único responsable y cubrirá todos los gastos para proveer todo el personal, tecnologías, materiales y financiamiento para la prestación de servicios; PEP mantendrá el control y poder de decisión sobre los servicios conforme en los términos del contrato.

Este contrato no confiere al contratista, bajo ninguna circunstancia, derecho de propiedad sobre, ni derecho de participar de, los hidrocarburos producidos, ni del producto de su venta los cuales son propiedad de PEP.

2.1.3. PLAZO DEL CONTRATO Y RENUNCIA

La duración del contrato es de hasta 35 Años Contractuales, para todos los servicios. El plazo podrá ser ampliado en caso de extensión del Área Contractual o por conveniencia económica para PEP.

El Contratista en cualquier momento podrá renunciar irrevocablemente a su derecho de realizar servicios en el Área Contractual, entregando a PEP una comunicación por escrito con por lo menos 3 meses de anticipación a la fecha efectiva de renuncia. En tal caso, antes de que la renuncia surta efectos:

- El contratista deberá pagar a PEP, por la opción de renuncia, los montos del 100% de la parte no ejercida del Programa inicial de la Obligación de Trabajo del Año Contractual.

2.1.4. TRANSICIÓN Y PERIODO INICIAL.

Entre la fecha efectiva y antes del periodo inicial, se realizara la transición del Área Contractual, de PEP al Contratista, esta tendrá una duración máxima de tres meses, las partes acordaran y llevaran a cabo las actividades preparatorias para el inicio de los servicios.

El Contratista podrá solicitar la extensión del Periodo Inicial hasta por doce meses adicionales si ha cumplido con el Programa Inicial.

2.1.5. SERVICIOS DURANTE EL PERIODO INICIAL.

El Contratista estará obligado a realizar servicios de Exploración en el Área Contractual, cumpliendo con el Programa Inicial. Todos los hidrocarburos netos obtenidos durante este periodo se entregaran a PEP.

Por incumplimiento del Programa inicial, deberá pagar a PEP:

- Al término del Periodo Inicial
- A la terminación voluntaria del Contrato durante el Periodo Inicial

El monto de cualquier parte no ejecutada del Programa Inicial.

Dentro de los treinta días siguientes a la terminación de un pozo, el Contratista deberá de presentar un informe final de terminación de Pozo.

El contratista deberá entregar a PEP a más tardar treinta días antes del término del Periodo Inicial, un informe de todos los servicios prestados durante el Periodo Inicial.

2.1.6. SERVICIOS DE DESARROLLO.

El Contratista deberá presentar a PEP dentro de los noventa días siguientes a la presentación de dicha Comunicación de Continuación, el plan de desarrollo para llevarse a cabo en el Área Contractual después del periodo inicial y hasta la terminación del Contrato.

Una vez aprobado el Plan de Desarrollo, el Contratista tendrá derecho a realizar los Servicios para implementar el Plan de Desarrollo.

En caso que las partes no lleguen a un acuerdo respecto a las modificaciones propuestas por el contratista, las partes podrán solicitar la intervención de un Experto Independiente.

El Contratista incluirá en sus Programas de Trabajo un pronóstico de producción por pozo, por yacimiento y por campo.

Siempre que sea posible y conveniente, el Contratista deberá utilizar la infraestructura existente dentro y /o fuera del Área Contractual.

El Contratista deberá de diseñar, construir, instalar, mantener y operar todas las instalaciones de Entrega.

Si el contratista no presenta a PEP para su aprobación el Plan de Desarrollo antes del término del periodo de noventa días, el contrato se dará por terminado automáticamente y se considera a renunciado a todos sus derechos derivados del Contrato, sin derecho a recibir pago alguno, por parte de PEP.

2.1.7. ÁREA CONTRACTUAL.

El área contractual será reducida conforme a lo establecido a continuación:

- En cualquier momento, el contratista podrá reducir el área contractual, la cual deberá de consistir en una a área o dos áreas de sectores contiguos, organizados en un polígono a ser probado por PEP.
- El Contratista será responsable, de cualquier incidente que ocurra en cualquier parte del área contractual.
- El Contratista podrá solicitar a PEP la extensión del Área Contractual, para lo cual deberá enviar para su aprobación, un Plan de Desarrollo del área a incorporarse, la aprobación de la extensión del Área Contractual estará sujeta:

- a) Que el área no se exceda 50% el tamaño del Área Contractual original
 - b) La extensión sea contigua con el Área Contractual
 - c) La extensión no forme parte del área contractual de un contrato que PEP tenga con otro contratista
- Cada año, a partir del inicio del Periodo de Desarrollo, PEP llevara a cabo una evaluación del desempeño del Contratista en la ejecución de los Servicios.
- PEP, directamente o a través de un tercero, tendrá el derecho de acceso al Área Contractual.

2.1.8. UNIFICACIÓN E INSTALACIONES CONJUNTAS.

En caso de que cualquier Campo:

- I. Forme parte de una estructura, formación o depósito que se extienda más allá del límite del Área Contractual.
- II. Sea parte de un grupo de yacimientos, que podría ser considerado como un Campo.

➤ **INSTALACIONES.**

- Sujeto a disponibilidad de capacidad y siempre que no se afecten las condiciones operativas, PEP podrá requerirle al Contratista mediante un escrito, que las infraestructuras existentes en el Área Contractual deban de ser utilizadas conjuntamente con PEP o con un tercero designado por PEP.

2.1.9. PROGRAMAS DE TRABAJO.

El contratista deberá presentar a PEP, para su aprobación, Programas de Trabajo para los Servicios (incluyendo el abandono), durante el Periodo Inicial, el Programa de Trabajo deberá de cumplir con el Programa Inicial, mientras que durante el Periodo de Desarrollo, los Programas de Trabajo deberán de cumplir con el Plan de Desarrollo y con la obligación de trabajo.

Los Programas de Trabajo deberán de contener:

- i. Situación del Programa Inicial, de la Obligación de Trabajo y del Plan de Desarrollo
- ii. Una descripción de los servicios a realizar en el periodo correspondiente, incluyendo entre otros, Presupuesto, Servicios de Exploración, Servicios de Desarrollo, Servicios de Producción, abandono, transferencia de tecnología, seguridad y medio ambiente
- iii. Pronósticos de Producción mensuales y anuales para los siguientes cinco años, así como de la producción total esperada en la vida útil de los Campos del Área Contractual

- iv. El Contratista proporcionara a PEP, dentro de los diez días siguientes al final de cada mes calendario, un informe de avance de las obras con los Servicios durante el mes anterior. El cual deberá presentar toda la documentación e información que PEP solicite, el cual tendrá acceso irrestricto a toda la información técnica relacionada con los Servicios, y al Área Contractual, para verificar la ejecución de los Servicios.

2.1.10. PRESUPUESTOS Y GASTOS ELEGIBLES.

El Contratista, junto con la presentación de cada Programa de Trabajo, deberá de presentar a PEP, conforme a los Procedimientos de Registro Financiero, un presupuesto de los Gastos Elegibles que se incurrirá por la ejecución de cada Programa de Trabajo. Todos los proyectos presentados a PEP deberán de ser comercialmente viables y consistentes con el contrato.

PEP, directamente o a través de un tercero, incluyendo los órganos de evaluación corporativa, tendrá derecho de revisar, inspeccionar, auditar, cuestionar o impugnar la Cuenta Operativa, los Gastos Elegibles o los informes de auditoría.

El Contratista deberá mantener en México por un plazo no menor a seis años, los libros de contabilidad relacionados con los Servicios.

2.1.11. NOMINACIÓN Y MEDICION DE LOS HIDROCARBUROS.

El volumen y la calidad de los Hidrocarburos Netos deberán de medirse de forma continua en los Puntos de Medición por parte de PEP, este podrá solicitar la medición de volumen a boca de pozo.

El equipo de medición será suministrado por el Contratista así como la instalación, mantenimiento y calibración de los equipos de medición, bajo la supervisión de PEP. Los equipos de medición deberán de contar con el certificado de origen correspondiente, la confirmación metrológica. Si el equipo de medición está descompuesto o ajustado incorrectamente, el Contratista deberá de repararlo inmediatamente, en un plazo no mayor de 72 horas.

2.1.12. MATERIALES.

Cuando por motivo de la prestación de los Servicios se requieran materiales con carácter de activo fijo tales como las instalaciones principales, instalaciones de entrega, estos se proporcionaran a PEP como parte de los servicios, los cuales pasaran automáticamente a ser propiedad de PEP

El Contratista mantendrá todos los materiales y todas las instalaciones del Área Contractual en buen estado de funcionamiento.

2.1.13. OTRAS OBLIGACIONES Y DERECHOS DE LAS PARTES.

→ Obligaciones adicionales del Contratista:

- i. Adoptar, una organización apropiada para alcanzar con éxito el objeto del Contrato así como sus obligaciones con el mismo.
- ii. Coordinar la ejecución de los Servicios de acuerdo con el Plan de Desarrollo, los Programas de Trabajo y Presupuestos aprobados por PEP.
- iii. Suministrar todos los recursos técnicos, financieros, así como todo el personal necesario para la ejecución de los servicios
- iv. Obtener oportunamente y pagar todos los permisos de cualquier autoridad gubernamental y ambiental necesarios para la prestación de los Servicios, así como los permisos de acceso y ocupación superficial, derechos de paso o uso.
- v. Contar con un establecimiento permanente en México y estar registrado ante el Registro Federal de Contribuyentes
- vi. Entregar a PEP la información que este requiera, datos e interpretaciones científicas y técnicas, relacionados con los Servicios.
- vii. Entregar a PEP toda la información sobre la existencia de recursos mineros, hidráulicos y de otros tipos que se descubran como resultado de los servicios.
- viii. Identificar cada Pozo con su número de referencia e incluirlo en todos los mapas, planos y otros registros similares.
- ix. Taponar los pozos antes de su abandono a fin de evitar contaminación o posibles daños a los depósitos de hidrocarburos.
- x. Asegurar que los hidrocarburos descubiertos no se derramen o desperdicien, así como evitar el daño a los estratos y formaciones que contengan hidrocarburos y a los mantos acuíferos.
- xi. Adoptar y asegurarse de que sus Subcontratistas adopten medidas de seguridad, salud y protección ambiental, para proteger la vida, el derecho de propiedad, sembradíos, pesca, flora y fauna.
- xii. Tomar medidas pertinentes en las situaciones de emergencia y de Caso Fortuito o Fuerza Mayor (explosiones, reventones, fugas u otros incidentes que presenten una amenaza a la seguridad y salud de las personas).
- xiii. Entregar a PEP, cada año, un informe de reservas que debe de ser preparado por cuenta del Contratista por conducto de una empresa independiente; así como al menos

cada dos años un informe de las condiciones ambientales y de las comunidades ubicadas o cercanas al Área Contractual.

xiv. Como parte de las actividades de abandono, remediar y rehabilitar el Área Contractual que este siendo abandonada.

→ Responsabilidad ambiental de PEP y derechos a indemnización.

PEP, será responsable por danos o afectaciones causados al medio ambiente y danos causados a terceros por cualquier contaminación por Hidrocarburos, por lo que será responsable de su remediación, restauración y compensación de reclamos que se originen, previos a la Fecha Efectiva en el Área Contractual.

→ Obligaciones adicionales de PEP.

- I. Suministrar al Contratistas la información y datos que PEP tenga disponibles respecto al área contractual
- II. Cooperar, a solicitud del Contratista, en la obtención de los permisos de acceso y de ocupación superficial, derechos de paso requeridos para los Servicios.
- III. Ser responsable por las consecuencias que hubieran surgido por sus operaciones en el área contractual, previas a la fecha efectiva.

→ Derechos adicionales de PEP.

- I. Tener acceso libre al área contractual y al lugar donde estén siendo realizados los servicios, el mismo acceso deberá ser concedido a cualquier autoridad gubernamental mexicana.
- II. Derecho de inspeccionar y supervisar todos los servicios prestados por el Contratista.

→ Derechos adicionales del Contratista

- I. Presentar a PEP, si así lo desea, propuestas para la construcción, terminación y operaciones de las instalaciones. Después del Punto de Medición, PEP se reserva el derecho de rechazar cualquier propuesta del Contratista.

2.1.14. DISPOSICIÓN DE LA PRODUCCIÓN.

→ El contratista podrá utilizar Hidrocarburos Producidos para los Servicios como combustible, reciclamiento, inyección, sin costo alguno; no podrá quemar ni ventear el gas, excepto en el rango autorizado por PEP o en la medida en que sea necesario para prevenir o mitigar una emergencia

- En caso de que el volumen de los Hidrocarburos de insumo exceda el nivel autorizado por PEP, el valor comercial de dicho volumen excedente, segundo determine PEP, será descontado de la Remuneración.
- Si por cualquier razón PEP no puede recibir el Gas Asociado, entonces el Contratista deberá reinyectarlo al yacimiento.
- Si como resultado de la ejecución de los Servicios se identifican oportunidades comerciales que beneficien a ambas partes, como por ejemplo, producción de bióxido de carbono, tratamiento de agua residual, entre otros, las partes acordaran los términos correspondientes.

2.1.15.REMUNERACIÓN.

- PEP tendrá en todo momento la propiedad de los Hidrocarburos y el derecho exclusivo de comercialización de los Hidrocarburos y hará suyos todos los ingresos provenientes de dicha comercialización.
- Sujeto a que el contratista entregue Hidrocarburos Netos en Los Puntos de Medición, PEP pagara al Contratista la Remuneración correspondiente a cada mes.
- Queda expresamente convenido y aceptado que:
 - La remuneración constituye la única obligación de pago a ser efectuado por PEP, con motivo de la prestación de servicios.
 - PEP no garantiza en forma alguna ni la rentabilidad del contrato, ni que el Contratista recuperara todos los gastos realizados
- A partir de que el Contratista inicie la entrega de Hidrocarburos Netos en los puntos de medición, el contratista deberá presentar a PEP dentro de los seis días siguientes a la terminación de cada mes, la facturación por los servicios prestados durante el mes anterior. Así PEP pagara al Contratista las cantidades aprobadas en un plazo no mayor a treinta días hábiles.

2.1.16.GARANTÍAS.

- Simultáneamente con la celebración del contrato, el contratista entrega a PEP la Garantía Corporativa debidamente suscrita por su Garante’.
- Para garantizar el debido, adecuado y pleno cumplimiento por parte del Contratista de todas sus obligaciones:
 - a. El Contratista entrega a PEP, simultáneamente a la firma del Contrato, una fianza emitida o confirmada a favor de PEP por una empresa afianzadora autorizada para

operar en México, por un monto de (USD X) Dólares ,la cual deberá estar vigente por la duración del Periodo de Evaluación.

- b. Para garantizar el debido, adecuado y pleno cumplimiento por parte del Contratista de todas sus obligaciones conforme al Contrato durante el Periodo de Desarrollo, el Contratista deberá entregar a PEP, (i) una carta de crédito standby emitida o confirmada, modificada o reemplazada a favor de PEP por un banco autorizado para operar en México que garantice el monto equivalente al cien por ciento (100%) de la Obligación Mínima de Trabajo correspondiente al año al que se refiera el Programa de Trabajo; o (ii) una fianza emitida a favor de PEP por una empresa afianzadora autorizada para operar en México que garantice el monto equivalente al cien por ciento (100%) de la Obligación Mínima de Trabajo correspondiente al año al que se refiera el Programa de Trabajo.

→ PEP tendrá el derecho de hacer efectivas las Garantías de Cumplimiento y la Garantía Corporativa para cubrir cualquier incumplimiento de las obligaciones del Contratista en virtud del Contrato. Además de cubrir los incumplimientos, PEP podrá hacer efectivas las Garantías de Cumplimiento y la Garantía Corporativa para cobrar (i) daños y Perjuicios; (ii) reembolsos de sumas pagadas por PEP en exceso, así como cualquier otra obligación de pago o cantidad debida por el Contratista a PEP por cualquier en relación con el Contrato; y (iii) indemnizaciones debidas por el Contratista a PEP de conformidad con el Contrato.

2.1.17.ABANDONO

- El Contratista estará obligado a llevar cabo todas las operaciones relacionadas con el Abandono en el Área Contractual, así como entregar un capítulo de abandono la cual deberá de cubrir todas las actividades necesarias y gastos estimados de las mismas para el taponamiento de pozos, limpieza, retorno del Área Contractual a su estado natural, desmantelamiento de las instalaciones, movilización de maquinaria y equipo.
- Antes de la terminación del Contrato por cualquier motivo, PEP podrá solicitar al Contratista que se abstenga de llevar a cabo operaciones de Abandono, en dicho caso, el Contratista deberá transferir a PEP las instalaciones en buen estado de funcionamiento.

2.1.18. RESPONSABILIDAD LABORAL, SUBCONTRATISTAS, GRADO DE INTEGRACION NACIONAL, CAPACITACIÓN, DESARROLLO SUSTENTABLE E IMPORTACIONES.

- El Contratista como patrón de sus trabajadores, tendrá la responsabilidad exclusiva e independiente respecto a estos y será el único responsable por el cumplimiento de las obligaciones laborales.
- PEP será responsable ante su personal perteneciente o no al Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana.
- El Contratista conviene, que capacitará a personal de PEP, incluyendo personal sindicalizado, para su aprovechamiento en las labores que desempeñe en PEP.
- El Contratista tiene el derecho de utilizar Subcontratistas para la realización de cualquier tipo de actividades.
- El Contratista realizará investigación y desarrollo tecnológico y le transferirá a personal de PEP tecnología para su aprovechamiento en las labores que desempeñe.
- El Contratista dará preferencia a los bienes y servicios producidos en México.

2.1.19. SEGUROS.

- Con objeto de cubrir los riesgos inherentes a la realización de los servicios, el Contratista deberá obtener y mantener en pleno vigor efecto de las pólizas de seguros que conforme a las obligaciones adquiridas bajo este Contrato.

2.1.20. CASO FORTUITO O FUERZA MAYOR; SUSPENSIÓN Y TERMINACIÓN ANTICIPADA.

- Ninguna de las partes responderá por el incumplimiento, suspensión o retraso en la ejecución de las obligaciones del Contrato si dicho incumplimiento, suspensión o retraso ha sido causado por Caso Fortuito o Fuerza Mayor*

* Incluirá los siguientes eventos: a. fenómenos naturales tales como tormentas, huracanes, inundaciones, terremotos; b. incendios; c. guerras, actos de terrorismo, disturbios civiles, actos delictivos de terceros, sabotajes; d. epidemias; e. desastres de transportación; f. huelgas, disturbios laborales; g. actos de autoridad gubernamental.

- En caso de que un evento de Caso Fortuito o Fuerza Mayor afecte la ejecución de una parte significativa de los servicios, y dicha ejecución haya sido suspendida por un periodo continuo de 180 días o más, cualquiera de las partes tendrá derecho a solicitar la terminación del Contrato sin responsabilidad.

2.1.21. CAUSAS DE RESCISIÓN POR PARTE DE PEP.

PEP, tendrá el derecho a rescindir administrativamente este Contrato al Contratista así como a las empresas participantes, en caso de que ocurran algunos de los siguientes supuestos:

- a) El Contratista incumple con el Programa Oficial o con la obligación de Trabajo.
- b) En caso de renuncia, el Contratista no acepte hacer los pagos por los montos no ejecutados
- c) El Contratista incumple con las obligaciones ambientales y no indemniza a PEP.
- d) Proporciona información fraudulenta o niega el acceso a PEP a la información del Contrato
- e) No presenta cualquiera de las Garantías de Cumplimiento o la Corporativa
- f) Reporta intencionalmente información falsa relacionada con los Gastos Elegibles
- g) Altera dolosamente las mediciones o medidores.
- h) Sea Responsable de negligencia inexcusable que resulte en detrimento significativo a PEP, o de dolo en la ejecución de los Servicios, o no asume sus obligaciones de indemnización.

→ El Contratista podrá solicitar la rescisión del Contrato en caso de que PEP incumpla con sus obligaciones de :

- i. Pago al Contratista
- ii. Poner el Área Contractual a disposición del Contratista
- iii. Contar con los permisos, licencias o autorizaciones a su cargo.

→ En caso de la terminación del Contrato, el Contratista cesara todos los servicios, excepto aquellos que sean necesarios para el Abandono, para preservar y proteger las instalaciones relacionadas con los Servicios ya en proceso o terminados.

2.1.22. CESIÓN Y CAMBIO DE CONTROL.

→ El Contratista y las Empresas Participantes no podrán ceder, gravar o transferir, total o parcialmente, este Contrato.

→ PEP podrá ceder, en todo o en parte, el Contrato a cualquiera de sus Compañías Relacionadas.

2.1.23. INDEMNIZACIÓN.

→ El Contratista indemnizara a PEP y a sus compañías relacionadas, si surgen cualquiera de los siguientes supuestos:

- i. Cualquier daño o lesión (incluyendo muerte), que surja como consecuencia de la prestación de servicios
- ii. Cualquier daño o perjuicio, por la alteración nociva a los hidrocarburos, o cualquier daño o lesión causada a los recursos naturales y medio ambiente.

- iii. Cualquier reclamo, multa o cantidad exigida a PEP por cualquier autoridad, y que derive del incumplimiento de las Obligaciones del Contratista.

2.1.24. LEY APLICABLE Y SOLUCION DE CONTROVERSIA.

- El Contrato se registrará e interpretará de acuerdo a con las Leyes de México, en todo momento durante la vigencia del Contrato.
- En caso de que las partes no lleguen a un acuerdo respecto a sus diferencias, las partes podrán acordar sujetarse a la decisión vinculante de un experto independiente.
- Cualquier disputa o demanda que surja en relación con el Contrato que no haya podido ser superada por ninguno de los otros mecanismos de solución, deberá ser resuelta mediante arbitraje de estricto derecho de acuerdo con el Reglamento de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional.

2.1.25. GOBERNANZA DEL CONTRATO.

- Los Servicios realizados por el Contratista, serán supervisados por el Grupo Directivo*, el cual deberá de estar instaurado dentro de los quince días siguientes a la fecha efectiva, por lo que las partes deberán de designar a sus representantes durante ese plazo.
*el cual estará integrado por dos miembros o suplentes designados por el Contratista y otros dos designados por PEP.
- El Grupo Directivo tendrá las siguientes facultades para el Gobierno del Contrato:
 - a. Promover el cumplimiento de la Obligación de Trabajo que corresponda
 - b. Acordar y revisar el Plan de Desarrollo, los Programas de Trabajo y los Presupuestos, cualquier modificación a ellos, así como su ejecución.
 - c. Revisar Programas de Unificación, instalaciones conjuntas, estrategia y sistemas para protección ambiental, programa de desarrollo sustentable y de capacitación.

2.1.26. MODIFICACIONES Y RENUNCIAS.

- Cualquier modificación a este Contrato deberá de hacerse mediante acuerdo por escrito por a ambas partes.
- En caso de modificación o creación de Leyes Aplicables que afecten el balance económico original de cualquiera de las partes, el Contrato se modificará para restituir el balance económico original, por mutuo acuerdo.

2.1.27. RELACIÓN DE LAS PARTES.

→ Nada de lo aquí contenido está destinado a crear o se considerara o se interpretara que crea alguna sociedad entre las partes, así como ninguna de las partes tendrá la autoridad o el derecho, para asumir, crear o comprometer alguna obligación de cualquier clase en representación de o en nombre de alguna de las otras partes.

2.1.28. INFORMACIÓN, PROPIEDAD INTELECTUAL Y CONFIDENCIALIDAD.

→ Toda información tecnología, planos, diseños, datos geológicos, geofísicos, geoquímicos, de ingeniería, registros de medición, perforación, terminación, producción, operación, informes técnicos, económicos y científicos y cualquier otra información relativa a los Servicios y al Área Contractual será propiedad de PEP.

→ La información del Contrato será tratada por el Contratista de forma confidencial, por lo que su contenido total o parcial no será revelado, sin previo consentimiento por escrito de PEP, en el entendido que el Contratista podrá suministrar información a sus Compañías relacionadas involucradas en el Contrato, al igual se encargaran de mantener la confidencialidad de la información.

No obstante la obligación de confidencialidad no será aplicable a:

- i. La información de dominio público que no haya sido hecha pública a través de un incumplimiento de Contrato
- ii. La información que se haya obtenido con anterioridad a su divulgación
- iii. La información obtenida de terceros que tengan derechos de divulgar.

2.1.29. IMPUESTOS.

→ Cada una de las partes deberá cumplir durante el plazo y ejecución de los Servicios con los impuestos que corresponda, el Contratista será responsable y pagara todos los impuestos que graven al Contratista o a sus directivos y empleados en relación con el cumplimiento del Contrato.

2.1.30. IDIOMA.

El idioma del Contrato es el español, todas las notificaciones, renunciaciones y otras comunicaciones hechas por escrito deberán de ser en español.

*NOTA: Este Contrato se firma en X ejemplares, con el mismo significado, y cada uno será considerado como un original.

- POR PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION
- POR EL CONTRATISTA
- SANCIÓN JURIDICA

2.2 Contratos Integrales de Producción 1ra. Ronda: Región Sur

En 2011, PEMEX inició la implementación de los primeros Contratos Integrales EP en tres áreas de campos maduros en la Región Sur. Las tres áreas iniciales fueron Magallanes, Santuario y Carrizo con una superficie total aproximada de 312 km², una reserva total (3P) de 207 mmbpce y una producción de 14 mbd. (Tabla 1)

Para la selección de estas áreas PEMEX tomó en cuenta criterios tales como el valor económico, las reservas, la disponibilidad y calidad de información técnica y la localización de cada uno de los campos a perforar.

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.

Área	Campos	Superficie (km2)	Reserva de hidrocarburos (mmbpce)	Reservas totales (3P) al 2010		Pozos Producción (núm.)	Pozos Perforados (núm.)	Yacimientos (núm.)	Producción actual	
				Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)				Aceite (bpd)	Gas (mmpcd)
Carrizo	Carrizo	-	51.1	49.8	5.8	-	43	7	-	-
Subtotal		13.01	51.1	49.8	5.8	-	43	7	0	0
Magallanes	Otates		6.3	4.9	6.7	19	64	47	3,133	8.67
	Sánchez Magallanes	-	97.8	87.8	86.7	35	711	461	3,700	4.92
Subtotal		169.06	104.1	92.7	93.4	54	775	508	6,833	13.59
Santuario	Caracolillo	-	0	0	0	-	11	8	0	0
	El Golpe	-	11.2	11.2	6.5	14	136	25	1,237	0.42
	Santuario	-	28.4	28.4	19	18	64	23	5,540	3.25
Subtotal		129.93	39.6	39.6	25.5	32	211	56	6,777	3.67
Total		312.00	194.8	182.1	124.7	86	1,029	571	13,610	17.26

Tabla 1. Características de las Áreas de la Primera Ronda

Dadas las características y oportunidades que presenta este proyecto, PEMEX ha convenido iniciar la implementación de los primeros Contratos Integrales EP en estas tres áreas de campos maduros.

2.2.1. ÁREAS

2.2.1.1. Carrizo

El Área Carrizo pertenece al complejo Antonio J. Bermúdez, del Activo Integral Samaria - Luna, de la Región Sur. Geográficamente se ubica en el municipio del Centro, Estado de Tabasco, a 8 km al oeste de la ciudad de Villahermosa, entre las coordenadas geográficas 93° 1'0" W y 92° 59'0" W.

Concepto	Unidad		
<i>Pozos Perforados</i>	43		
<i>Pozos en Operación</i>	0		
<i>Tipo de Hidrocarburo</i>	Aceite pesado (22° API) y extrapesado (7.12° API)		
<i>Campos</i>	Carrizo		
<i>Extensión</i>	13.01Km2		
<i>Reservas al 1° de Enero de 2010</i>	1P	Aceite	0 mmb
		Gas	0 mmmpc
	2P	Aceite	5 mmb
		Gas	3.3 mmmpc
	3P	Aceite	49.8 mmb
		Gas	5.8 mmmpc
<i>Producción Actual</i>	Campo Cerrado		

Tabla 2. Área Carrizo

2.2.1.2. Magallanes

El área Magallanes pertenece al complejo Ogarrio-Magallanes del Activo Integral Cinco Presidentes, en la Región Sur de Pemex Exploración y Producción (PEP). Geográficamente, se localiza en el sureste de México, al norte del Istmo de Tehuantepec aproximadamente a 50 km al oriente de la ciudad de Coatzacoalcos, Veracruz, en la cuenca Salina del Istmo, en la porción occidental del Estado de Tabasco.

Concepto	Unidad		
<i>Pozos Perforados</i>	775		
<i>Pozos en Operación</i>	54		
<i>Tipo de Hidrocarburo</i>	Aceite negro (33° API)		
<i>Campos</i>	Otates Sánchez Magallanes		
<i>Extensión</i>	169.06 Km2		
<i>Reservas al 1° de Enero de 2010</i>	1P	<i>Aceite</i>	18.4 mmb
		<i>Gas</i>	21.9 mmmpc
	2P	<i>Aceite</i>	30.8 mmb
		<i>Gas</i>	33.5 mmmpc
	3P	<i>Aceite</i>	92.7 mmb
		<i>Gas</i>	93.4 mmmpc
<i>Producción Actual</i>	<i>Aceite</i>	6,833 bpd	
	<i>Gas</i>	13.59 mmpcd	

Tabla 3. Área Magallanes

2.2.1.3. Santuario

El área Santuario está formada por los campos Santuario, El Golpe y Caracolillo. Pertenece al Complejo El Golpe-Puerto Ceiba, del activo integral Bellota-Jujo, de la Región Sur de Pemex Exploración y Producción (PEP). Geográficamente se ubica en la cuenca Salina del Istmo, en la porción occidental del estado de Tabasco, en el sureste de México, al norte de la depresión morfotectónica conocida como Istmo de Tehuantepec, aproximadamente al oeste de la ciudad de Comalcalco.

Concepto	Unidad	
<i>Pozos Perforados</i>	221	
<i>Pozos en Operación</i>	32	
<i>Tipo de Hidrocarburo</i>	<i>Aceite negro (29 - 36° API)</i>	
<i>Campos</i>	<i>Caracolillo</i> <i>El Golpe</i> <i>Santuario</i>	
<i>Extensión</i>	129.93 Km2	
<i>Reservas al 1° de Enero de 2010</i>	<i>1P Aceite</i>	39.6 mmb
	<i>Gas</i>	25.5 mmmpc
	<i>2P Aceite</i>	39.6 mmb
	<i>Gas</i>	25.5 mmmpc
	<i>3P Aceite</i>	39.6 mmb
	<i>Gas</i>	25.5 mmmpc
<i>Producción Actual</i>	<i>Aceite</i>	6,777 bpd
	<i>Gas</i>	3.67 mmpcd

Tabla 4. Área Santuario

2.2.2. Modelo Económico

2.2.2.1. Precio de los Servicios

El precio de los Servicios de un mes será la suma de:

i) El valor mínimo entre:

(1) El Flujo de Efectivo Disponible (FED); y

(2) La diferencia entre la suma acumulada, y los pagos acumulados anteriores al mes en cuestión, conforme a este inciso i) más

ii) El monto resultante, correspondiente al mes de que se trate.

2.2.2.2. Flujo de Efectivo Disponible del Proyecto

El FED es una aproximación del flujo de efectivo de PEP considerando sus obligaciones fiscales. Se calcula, para cada mes, conforme a la siguiente expresión:

$$FED = (q)(p)(z)$$

Donde:

q = Hidrocarburos Netos expresados en barriles de crudo equivalente.

$$q = q1 + q2$$

Entonces,

$q1$ = Hidrocarburos Netos - $q2$

$q2$ = la producción base del periodo correspondiente, expresada en Barriles de Crudo

$$p = [0.00838 (^\circ\text{API}) + 0.68] * \text{WTS} + 0.1607 (^\circ\text{API}) - 6.03$$

WTS corresponde al promedio de las cotizaciones alta y baja del West Texas Sour del mes anterior al mes correspondiente al cálculo, publicadas por *Platts Crude Oil Marketwire* empleando Midland como lugar de referencia.

Los grados API se determinan con base en información disponible o, en su defecto, en la primera producción y empleando los estándares de la industria. Se podrán hacer nuevas pruebas a solicitud de PEP o del Contratista.

$$z = \alpha z_F + (1 - \alpha) z_I$$

donde:

$\alpha=1$ Mientras el Área Contractual no se encuentre incluida en la lista de campos marginales aprobada por (SHCP).

Cada año, una vez que sea publicada la primera versión del índice de precios productor -serie WPUSOP3000- de diciembre por el *Bureau of Labor Statistics*, para z_I , los valores 54, 60 y 40.93, presentes en la formulación y en los rangos, serán actualizados con base en la variación de dicho índice

con respecto a la primera versión del índice correspondiente al mes de diciembre de 2011. El factor de ajuste se calculará de acuerdo con lo siguiente:

$$Ajuste = \frac{IPP_i}{IPP_0}$$

Donde:

IPP_i= Índice de precios productor sin ajustes estacionales de diciembre del año i, una vez que es publicado por primera vez

IPP₀= Índice de precios productor sin ajustes estacionales de diciembre de 2011, tomando la primera publicación del mismo

En ningún año, el monto a pagar por parte de PEP podrá ser mayor al *FED*. La diferencia positiva en un mes entre el FED y el monto a que se refiere el punto (2) del inciso (i) se podrá acumular al FED de algún mes posterior durante un mismo año calendario.

Cualquier diferencia positiva entre el monto a que se refiere el punto (2) del inciso (i) respecto al FED que no haya sido pagada a la terminación del Contrato por cualquier causa, se extinguirá y no será pagada al Contratista, y PEP será liberado de esta obligación o cualquier otra obligación de pago en ese momento.

Como única excepción a lo estipulado en el párrafo anterior, y siempre que todas las obligaciones del Contratista con respecto al Abandono estuvieren cumplidas y que la Cuenta de Abandono contara con recursos, tales recursos podrán ser empleados por PEP para cubrir dicha diferencia. En caso de que los recursos de la Cuenta de Abandono fueran insuficientes para cubrirla, la diferencia se extinguirá y no será pagada al Contratista, y PEP no tendrá obligación alguna de pago en ese momento.

2.2.2.3. Suma acumulada

Se calcula, para cada mes, como:

$$Suma\ acumulada = \sum_{j=1}^i [Gastos\ Recuperables_j + (Tarifa_j \times q_{1j}) + (0.21 \times Tarifa_j \times q_{1j})]$$

Donde:

Gastos Recuperables = 75% de los Gastos Elegibles

Tarifa =Dólares por Barril, corresponde a la propuesta por el Contratista en la licitación

$i, j = 1, 2, \dots, t$ meses dentro del plazo del contrato

2.2.2.4. Manejo de producción exterior

El Contratista podrá manejar Hidrocarburos producidos fuera del Área Contractual, sujeto a aprobación de PEP y a disponibilidad en la capacidad de manejo y medición por parte del Contratista. El Contratista deberá someter el manejo de producción exterior a los procedimientos de programación y aprobación establecidos en el Contrato.

El monto por manejo de producción exterior es igual a la Tarifa multiplicada por 0.1, y por el volumen de producción exterior del periodo correspondiente.

2.2.2.5. Ajuste por inflación de la Tarifa

Cada semestre, una vez que la primera versión de la información esté disponible, se ajustará la Tarifa con base en la variación del índice ponderado de los correspondientes meses de diciembre y junio, respecto al del mes de diciembre de 2011. El índice ponderado se calculará de acuerdo con lo siguiente:

$$Ajuste = \frac{\sum_{i=1}^n w_i IP_{i_j}}{\sum_{i=1}^n w_i IP_{i_0}}$$

Donde:

IP_i = Índice de precios para el bien o servicio i , para los meses de diciembre y junio de cada año del contrato, una vez que son publicados de manera preliminar

w_i = ponderador del bien i

IP_{i0} = Índice de precios para el bien o servicio i , correspondiente al mes de enero de 2012, tomando la primera publicación del mismo –índice preliminar.

$i = 1, \dots, n$ bienes y servicios que integran el índice ponderado

$j = 1, \dots, t$ semestres durante el plazo

2.2.2.6. Ajuste por Factor R

A partir del segundo año, se determinará anualmente el Factor de Ajuste a la Tarifa (FAT). Dicho ajuste se determinará en función del factor R, que se calcula de la siguiente manera:

$$Factor R_i = \frac{\sum_{j=1}^{i-1} Remuneración_j}{\sum_{j=1}^{i-1} Gastos Elegibles_j}$$

El FAT aplicará a la Tarifa vigente, después del ajuste por inflación conforme al numeral 5 de este Anexo 3, multiplicando la Tarifa por el FAT:

Factor R	FAT
Menor o igual a 1.5	1.00
Mayor a 1.5 y menor a 2.5	Interpolación lineal
Mayor o igual a 2.5	0.6

2.2.2.7. Uso de infraestructura conjunta

El Contratista y un Tercero Contratista podrán contar con infraestructura conjunta para el manejo de la producción. PEP pagará al Contratista proporcionalmente, y con base en lo establecido en los términos y condiciones del convenio de infraestructura conjunta celebrado entre el Contratista y el Tercero Contratista, o en su caso, en los criterios de asignación establecidos en el correspondiente convenio de unificación.

2.2.2.8. Equivalencia de Gas

Para 2011, la equivalencia será de dieciséis (16) mil pies cúbicos de Gas por cada Barril de Crudo. Para los años posteriores a 2012, dicha equivalencia se actualizará en el mes de enero de cada año con base en el promedio, de los doce (12) meses anteriores, del cociente de los precios spot mensuales del WTS entre los precios spot mensuales del gas natural Henry Hub, Louisiana-Onshore South.

2.2.2.9. No rentabilidad o inconveniencia económica para PEP

Para efectos del Contrato no rentabilidad o inconveniencia económica significan que, una vez que $q_1 > 0$, el FED sea igual a cero por doce meses consecutivos.

2.2.3. Resultados (agosto 2011)

<i>Área contractual</i>	<i>Licitante ganador</i>	<i>Tarifa contratada</i> <i>(dólares/barril)</i>	<i>Fecha de adjudicación</i>
Magallanes	<i>Petrofac Facilities Mngt. Ltd.</i>	\$5.01	18 de agosto del 2011
Santuario	<i>Petrofac Facilities Mngt. Ltd.</i>	\$5.01	18 de agosto del 2011
Carrizo	<i>Dowell Schlumberger</i>	\$9.40	25 de octubre del 2011

2.3. CONTRATOS INTEGRALES DE PRODUCCIÓN 2DA RONDA: REGIÓN NORTE

En enero del 2012 PEMEX Exploración y Producción presentó una nueva ronda de licitaciones para la celebración de Contratos Integrales EP en la Región Norte.

A través de los Contratos Integrales EP, PEMEX busca atraer nuevas tecnologías y prácticas para incrementar la producción de hidrocarburos y potencializar su capacidad de ejecución.

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

Dichas áreas se encuentran en la cuenca Tampico-Misantla, ubicada en el oriente de México, y que comprende desde el extremo sur del Estado de Tamaulipas hasta la parte central del Estado de Veracruz, porciones orientales de San Luis Potosí, Hidalgo, norte de Puebla y la plataforma continental hasta isobata de 200 metros.

Las áreas representan importantes oportunidades para el desarrollo y producción de hidrocarburos:

- Reservas 3P de 224 mmbpce
- Volumen prospectivo de 1,672 mmbpce

2.3.1. ÁREAS

2.3.1.1. Altamira

El bloque Altamira se localiza en la planicie costera del Golfo de México, aproximadamente a 40 Km al noroeste de la ciudad de Tampico, al sur del estado de Tamaulipas. Cubre una superficie de 1,625 Km², geológicamente se ubica en la porción norte de la Cuenca Tampico – Misantla.

En el bloque se han perforado 87 pozos, de los cuales 25 están operando, 18 cerrados y 44 taponados. Actualmente produce 1,000 bpd. El crudo que se produce en estos campos es de tipo pesado, con densidad que varía de 10 a 13° API; la presión actual del yacimiento varía de 50 a 55 Kg/cm².

Área	1,625 Km ²	
Tipo de hidrocarburo	10-13 °API	
Campos	Altamira	
Producción actual	Aceite	1.0 MBD
	Gas	0.1 MMPCD
Reservas al 1 de enero de 2011	1P	2.3 MMBPCE
	2P	4.8 MMBPCE
	3P	10.5 MMBPCE
Recursos prospectivos	12.8 MMBPCE	
Volumen original	Aceite	104.3 MMB
	Gas	103.3 MMMPC
Producción acumulada	Aceite	13.6 MMB
	Gas	17.3 MMMPC

Tabla 5. Área Altamira

2.3.1.2. Arenque

El bloque Arenque se ubica en la plataforma continental en aguas territoriales a 30 Km de la ciudad de Tampico Tamaulipas, cubre una superficie aproximada de 2,035 Km² conteniendo los campos: Arenque, Lobina, Jurel, Merluza y Náyade. Geológicamente se localiza en la porción de la cuenca Tampico-Misantla. En el bloque Arenque se han perforado 51 pozos, de los cuales 17 están en operación, 13 son pozos cerrados y 21 son taponados. Actualmente se producen 5,600 bpd de aceite, 2,500 bpd de agua y 22.8 MMpcd de gas. El crudo que se produce en estos campos es de tipo pesado a ligero, con densidad que varía de 19 a 32° API, la presión actual del yacimiento, varía de 300 a 576 Kg/cm².

Área	2,035 Km ²	
Tipo de hidrocarburo	19-32 °API	
Campos	Arenque Lobina Jurel Merluza Náyade	
Producción actual	Aceite	5.6 MBD
	Gas	22.8 MMPCD
Reservas al 1 de enero de 2011	1P	76 MMBPCE
	2P	93 MMBPCE
	3P	100 MMBPCE
Recursos prospectivos	994 MMBPCE	
Volumen original	Aceite	1,235.5 MMB
	Gas	1,351.2 MMMPC
Producción acumulada	Aceite	137.2 MMB
	Gas	361.0 MMMPC

2.3.1.3.

Atún

El bloque Atún se localiza dentro de la plataforma continental en aguas territoriales del Golfo de México, frente a la costa norte del Estado de Veracruz, aproximadamente a 40 Km al este-sureste de la ciudad de Tuxpan de Rodríguez Cano y a 15 Km al norte de la ciudad de Tecolutla, también limita al norte con el campo Bagre, cubre un área de 625 Km². Geológicamente se localiza en la porción este de la Cuenca Tampico-Misantla.

Área	625 Km ²	
Tipo de hidrocarburo	45-53°API	
Campos	Atún Cangrejo Escualo Mejillón Morsa	
Producción actual	~	
Reservas al 1 de enero de 201	1P	9.2 MMBPCE
	2P	22.6 MMBPCE
	3P	26.3 MMBPCE
Recursos prospectivos	396 MMBPCE	
Volumen original	Aceite	388.1 MMB
	Gas	961.8 MMMPC
Producción acumulada	Aceite	54.1 MMB
	Gas	203.1 MMMPC

Tabla 7. Área Atún

2.3.1.4. **Pánuco**

El bloque Pánuco se ubica aproximadamente a 20 Km al oeste de la ciudad de Tampico, Tamaulipas, en la planicie costera del Golfo de México, en la porción norte del Estado de Veracruz. Limitado al norte

por el bloque Altamira y al oeste por el bloque Ébano. Cubre una superficie de 1,839 Km², dentro del bloque se encuentran los campos Salinas, Pánuco, Topila y parte del Cacalilao. En el bloque Pánuco, se han perforado 1,626 pozos, de los cuales 191 están operando (6 son pozos letrina), 99 son pozos cerrados y 1,336 se encuentran taponados.

Área	1,839 Km ²	
Tipo de hidrocarburo	10-13 °API	
Campos	Cacalilao (parcial) Pánuco Salinas Topila	
Producción actual	Aceite	2.5 MBD
	Gas	2.4 MMPCD
Reservas al 1 de enero de 20	1P	8.3 MMBPCE
	2P	49.9 MMBPCE
	3P	49.9 MMBPCE
Recursos prospectivos	132.2 MMBPCE	
Volumen original	Aceite	6,858.7 MMB
	Gas	21,060.8 MMMPC
Producción acumulada	Aceite	703.1 MMB
	Gas	2,147.6 MMMPC

Tabla 8. Área Pánuco

2.3.1.5. San Andrés

El bloque San Andrés se localiza en el sur del Activo de Producción Poza Rica-Altamira, comprende una extensión aproximada de 209 Km²; se encuentra a 35 Km al sureste de la ciudad de Poza Rica, Veracruz. Geológicamente se ubica en la porción sureste de la Cuenca Tampico-Misantla, el principal campo en este bloque es San Andrés.

En este bloque se han perforado 356 pozos, de los cuales 50 están en operación, 250 cerrados y 56 taponados.

Área	209 Km ²	
Tipo de hidrocarburo	27-32 °API	
Campos	San Andrés Santa Lucía Remolino Hallazgo	
Producción actual	Aceite	1.4 MBD
	Gas	4.6 MMPCD
Reservas al 1 de enero de 2011	1P	6.1 MMBPCE
	2P	11 MMBPCE
	3P	31 MMBPCE
Recursos prospectivos	100 MMBPCE	
Volumen original	Aceite	1,425.7 MMB
	Gas	1,727.2 MMMPC
Producción acumulada	Aceite	419.9 MMB
	Gas	378.8 MMMPC

Tabla 9. Área San Andrés

2.3.1.6. Tierra Blanca

El bloque Tierra Blanca se localiza en la porción central de la “Faja de Oro Terrestre”, del Activo de Producción Poza Rica-Altamira, comprende un área de 358 Km² e incluye las poblaciones de Álamo y Cerro Azul, Veracruz, entre otras. Los campos que lo integran son: Tierra Blanca-Chapopote Núñez, Cerro Viejo, Vara Alta, Potrero del Llano-Horcones, Temapache, Alazán y la parte norte del campo Álamo-San Isidro. Geológicamente se ubica dentro de la Cuenca Tampico-Misantla.

Dentro del bloque se han perforado 380 pozos de los cuales, 49 están en operación, 44 son pozos cerrados y 287 son taponados. El crudo que se produce es de tipo pesado, con densidad que varía de 15 a 27° API, la presión actual varía de 66 a 76 Kg/cm².

Área	358 Km ²	
Tipo de hidrocarburo	15-27°API	
Campos	Tierra Blanca Álamo Alazán Cerro Viejo Potrero-Horcones Temapache Vara Alta	
Producción actual	Aceite	1.8 MBD
	Gas	1.2 MMPCD
Reservas al 1 de enero de 2011	1P	5.4 MMBPCE
	2P	6.4 MMBPCE
	3P	6.4 MMBPCE
Recursos prospectivos	36.5 MMBPCE	
Volumen original	Aceite	952.8 MMB
	Gas	532.1 MMMPC
Producción acumulada	Aceite	272.9 MMB
	Gas	148.6 MMMPC

Tabla 10. Área Tierra Blanca

2.3.2. Modelo Económico

2.3.2.1. Precio de los Servicios

El precio de los Servicios de un mes será la suma de:

i) El valor mínimo entre:

(1) El Flujo de Efectivo Disponible (FED) y

(2) La diferencia entre la suma acumulada, y los pagos acumulados anteriores al mes en cuestión, conforme a este inciso i)

2.3.2.2. Flujo de Efectivo Disponible del Proyecto

El FED es una aproximación del flujo de efectivo de PEP considerando sus obligaciones fiscales. Se calcula, para cada mes, conforme a la siguiente expresión:

$$\text{FED} = (q) (p) (z)$$

Donde:

q = Hidrocarburos Netos expresados en barriles de crudo equivalente.

$$q = q_1 + q_2$$

Entonces,

$$q_1 = \text{Hidrocarburos Netos} - q_2$$

q₂ = la producción base del periodo correspondiente

$$p = [0.00838 (\text{°API}) + 0.68] * \text{WTS} + 0.1607 (\text{°API}) - 6.03$$

$$z = \alpha z_F + (1 - \alpha) Z_1$$

Donde:

q = Hidrocarburos Netos expresados en barriles de crudo equivalente. Para efectos del pago, el Crudo y Condensados se medirán en Barriles

q₁ = la producción incremental del periodo correspondiente, expresada en barriles de crudo equivalente; en el evento de que los Hidrocarburos Netos (q) sean menores que el volumen de producción base, entonces, para ese periodo, se considerará que q₁ es igual a cero (0).

q₂ = la producción base del periodo correspondiente, expresada en barriles de crudo equivalente, en el evento de que los Hidrocarburos Netos (q) sean menores que el volumen de producción base, entonces, para ese periodo, se considerará que q₂ es igual a q.

WTS: corresponde al promedio de las cotizaciones alta y baja, primer mes, del West Texas Sour del mes anterior al mes correspondiente al cálculo, publicadas por Platts Crude Oil Marketwire empleando Midland como lugar de referencia, en Dólares por Barril.

En caso de demostrarse que la cotización de referencia pierda profundidad en los mercados, las Partes analizarán la pertinencia de modificar la referencia y los parámetros de la fórmula, una vez que se cuente con evidencia suficiente.

°API = los grados API se determinan con base en información disponible o, en su defecto, en la primera producción y empleando los estándares de la industria. Se podrán hacer nuevas pruebas a solicitud de PEP o del Contratista.

Para efectos del cálculo de p, °API se calculará con base en los volúmenes medidos en el mes de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$API = \frac{1}{\frac{Vn/q}{\sum_1^n (API_n + 131.5)}} - 131.5$$

Donde:

v = Hidrocarburos Netos medidos en Punto de Medición n

n = Punto de Medición

Para efectos del cálculo de p, se considerará que los volúmenes de Condensados tienen un valor de °API igual a 32.

pq = ingresos estimados por la venta de los Hidrocarburos Netos, éstos expresados en barriles de crudo equivalente

z = proporción de los ingresos estimados, disponible para realizar el pago de los Servicios. Corresponde a un promedio ponderado de las funciones que representan los regímenes fiscales de PEP, zF y zI

1-α= proporción de los Hidrocarburos Netos que excede al vector fijo QF

α = 1, para campos no incluidos en la lista de campos marginales aprobada por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

En caso de que alguno de los Campos del Área Contractual sea incluido en la lista de campos marginales de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, el vector QF será determinado conforme a la Ley Federal de Derechos y α tomará el valor que le corresponda según la expresión anteriormente señalada.

QF = vector fijo de datos de petróleo crudo equivalente

Cada año, una vez que sea publicada la primera versión del índice de precios productor —serie WPU00000000— de diciembre por el Bureau of Labor Statistics, para zI, los valores 60.7010, 67.4456 y 46.0092, presentes en la formulación y en los rangos, serán actualizados con base en la variación de dicho índice con respecto a la primera versión del índice correspondiente al mes de diciembre de 2011.

El factor de ajuste se calculará de acuerdo con lo siguiente:

$$Ajuste = \frac{IPP_i}{IPP_0}$$

Donde:

IPP_i = Índice de precios productor sin ajustes estacionales de diciembre del año i, una vez que es publicado por primera vez

IPP_0 = Índice de precios productor sin ajustes estacionales de diciembre de 2011, tomando la primera publicación del mismo.

En ningún año, el monto a pagar por parte de PEP podrá ser mayor a la suma de los FED del mismo año. La diferencia positiva en un mes entre el FED y el monto a que se refiere el subinciso (ii) del inciso (a) del numeral 1 de este se podrá acumular al FED de algún(os) mes(es) posterior(es) durante un mismo año calendario.

Cualquier diferencia positiva entre el monto a que se refiere el subinciso (ii) del inciso

(a) del numeral 1 de este respecto al FED se acumulará para ser pagada en periodos posteriores, no obstante, de permanecer alguna diferencia que no haya sido pagada a la terminación del Contrato por cualquier causa, tal diferencia se extinguirá y no será pagada al Contratista, y PEP será liberado de esta obligación o cualquier otra obligación de pago en ese momento.

2.3.2.3. Suma acumulada

Se calcula, para cada mes, como:

$$Suma\ acumulada = \sum_{j=1}^i [Gastos\ Recuperables_j + (Tarifa_j \times q_{1j}) + (0.21 \times Tarifa_j \times q_{1j})]$$

Donde:

Gastos Recuperables = La suma de: 75 % de los Gastos Elegibles por los Servicios, excepto por aquellos Servicios de Exploración, registrados conforme a los Procedimientos de Registro Financiero

Más 100 % de los Gastos Elegibles por los Servicios de Exploración

Tarifa = Dólares por Barril, corresponde a la propuesta por el Contratista en la licitación

$i, j = 1, 2, \dots, t$ meses dentro del plazo del contrato

2.3.2.4. Manejo de producción exterior

El Contratista podrá manejar Hidrocarburos producidos fuera del Área Contractual, sujeto a aprobación de PEP y a disponibilidad en la capacidad de manejo y medición por parte del Contratista. El Contratista

deberá someter el manejo de producción exterior a los procedimientos de programación y aprobación establecidos en el Contrato.

El monto por manejo de producción exterior es igual a la Tarifa multiplicada por 0.1, y por el volumen de producción exterior del periodo correspondiente.

2.3.2.5. Ajuste por inflación de la Tarifa

Cada semestre, una vez que la primera versión de la información esté disponible, se ajustará la Tarifa con base en la variación del índice ponderado de los correspondientes meses de diciembre y junio, respecto al del mes de diciembre de 2011. El índice ponderado se calculará de acuerdo con lo siguiente:

$$Ajuste = \frac{\sum_{i=1}^n w_i IP_{i_j}}{\sum_{i=1}^n w_i IP_{i_0}}$$

Donde:

IP_i = Índice de precios para el bien o servicio i , para los meses de diciembre y junio de cada año del contrato, una vez que son publicados de manera preliminar

w_i = ponderador del bien i

IP_{i0} = Índice de precios para el bien o servicio i , correspondiente al mes de enero de 2012, tomando la primera publicación del mismo índice preliminar

$i = 1, \dots, n$ bienes y servicios que integran el índice ponderado

$j = 1, \dots, t$ semestres durante el plazo

Bienes o Servicios	Ponderación (w)
Producer Price Index	50%
Support activities for oil and operations	5%
Drilling oil and gas wells	25%
Oil and gas field machinery equipment	4%
Iron & Steel	8%

#2 diesel fuel	8%
----------------	----

Si alguno de los índices que integran el índice ponderado deja de ser publicado o presenta un cambio estructural, las Partes deberán acordar un índice sustituto. De no llegar a un acuerdo dentro de los 30 días siguientes, se podrá someter la diferencia a un Experto Independiente.

2.3.2.6. Ajuste por Factor R

A partir del segundo año, se determinará anualmente el Factor de Ajuste a la Tarifa (FAT). Dicho ajuste se determinará en función del factor R, que se calcula de la siguiente manera:

$$Factor R_i = \frac{\sum_{j=1}^{i=1} Remuneración_j}{\sum_{j=1}^{i=1} Gastos Elegibles_j}$$

El FAT aplicará a la Tarifa vigente, después del ajuste por inflación, multiplicando la Tarifa por el FAT:

Factor R	FAT
Menor o igual a 1.2	1.00
Mayor a 1.2 y menor a 2.0	Interpolación lineal
Mayor o igual a 2.0	0.6

2.3.2.7. Uso de infraestructura conjunta

El Contratista y un Tercero Contratista podrán contar con infraestructura conjunta para el manejo de la producción. PEP pagará al Contratista proporcionalmente, y con base en lo establecido en los términos y condiciones del convenio de infraestructura conjunta celebrado entre el Contratista y el Tercero Contratista, o en su caso, en los criterios de asignación establecidos en el correspondiente convenio de unificación.

2.3.2.8. Equivalencia de Gas

Para 2012, la equivalencia será de dieciocho (18) mil pies cúbicos de Gas por cada

Barril de Crudo. Para los años posteriores a 2012, dicha equivalencia se actualizará en el mes de enero de cada año con base en el promedio, de los doce (12) meses anteriores, del cociente de los precios spot mensuales del WTS entre los precios spot mensuales, en Dólares por millón de BTU7, del gas natural Henry Hub, South Louisiana.

$$Equivalencia_1 = \frac{\sum_{m=1}^{12} (WTS_{m,l-1} / HH_{m,l-1})}{12}$$

Donde:

WTS = West Texas Sour, según se describe en el numeral 2

HH = Henry Hub, South Louisiana

l = año posterior a 2012

m = 1, 2, ..., 12 meses

2.3.2.9. Vector fijo de datos, en barriles de crudo equivalente (QF)

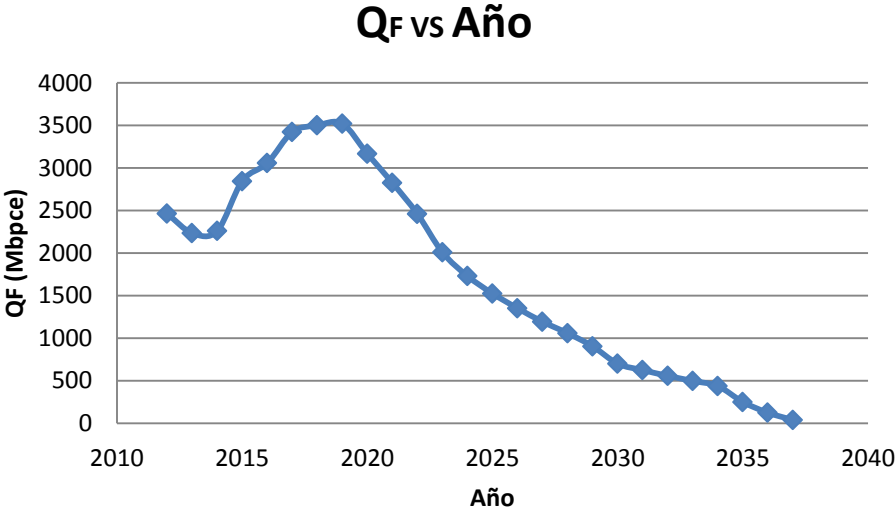


Gráfico1. Comportamiento de Qf

2.3.2.10. Otros productos

Si como resultado de la ejecución de los Servicios, se identifican oportunidades comerciales que beneficien a ambas Partes, como por ejemplo producción de bióxido de carbono (CO2), tratamiento de

agua residual, aprovechamiento de gases de emisión, entre otros, las Partes acordarán los términos y condiciones correspondientes. Tales acuerdos serán consistentes con los términos del Contrato.

2.3.3. Resultados de la segunda ronda de licitación (julio 2012)

- Inversión estimada de 3,300 millones de dólares los primeros 6 años
- 28 empresas presentaron ofertas
- 4 contratos fueron adjudicados

Área contractual	Licitante ganador	Tarifa contratada (dólares/barril)	Fecha de adjudicación
Altamira	Chevron Holdings Limited	Alfasid del Norte \$5.01	19 de junio del 2012
Pánuco	Petrofac Facilities Mngt. Ltd.	\$7.00	19 de junio del 2012
Tierra Blanca	Monclova Pirineos Gas - Alfasid del Norte	\$4.12	19 de junio del 2012
San Andrés	Monclova Pirineos Gas - Alfasid del Norte	\$3.49	19 de junio del 2012
Arenque*	Petrofac México S.A. de C.V.	\$7.90	En proceso
Atún	--	--	Desierta

2.4. CONTRATOS INTEGRALES DE PRODUCCIÓN 3RA RONDA: CHICONTEPEC

Como parte de la estrategia de exploración y producción de PEP, la tercera ronda de licitación de Contratos Integrales EP se enfoca a campos en Chicontepec. Con estos contratos se contribuirá a incrementar la producción de hidrocarburos de PEMEX.

- Las reservas totales superan los 17 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que representa aproximadamente un 40% de las reservas totales de México.

2.4.1. ÁREAS

2.4.1.1. Amatitlán

El Área Contractual Amatitlán se localiza en la porción Noroeste de la envolvente del área del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, comprende una extensión aproximada de 230 Km²; se encuentra a 64 Km al NW de la ciudad de Poza Rica, Veracruz.

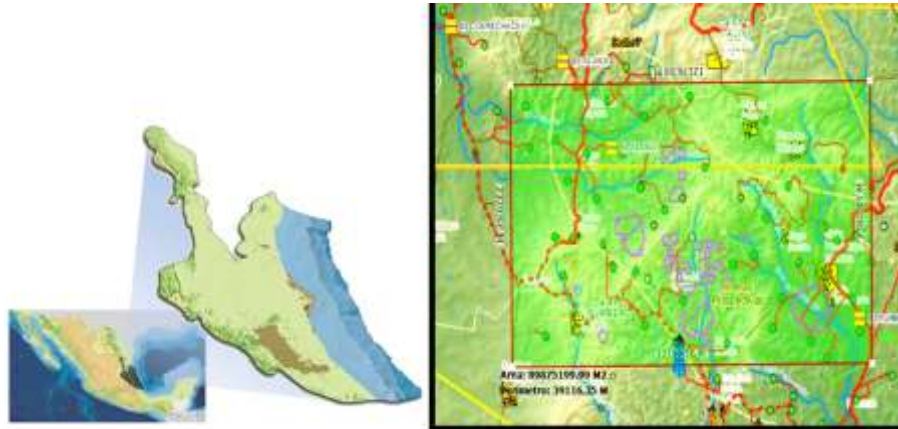


Figura 2. Área Amatitlán

Reservas (1 de enero de 2012)	Aceite (mmb)	Gas (mmpc)
1P	5.2	7.8
2P	195.9	579.5
3P	605.8	1,604.1
	Aceite (mb)	Gas (mmpc)
Producción acumulada al 30 de junio de 2012	176.9	893.7
	Aceite (mbd)	Gas (mmpcd)
Producción, junio de 2012	37	112.9
	Aceite (mmb)	Gas (mmpc)
Recursos prospectivos	151	418
Área	230 km ²	
Número de pozos	23	
Pozos operando	3	
Pozos cerrados	16	
Tipo de hidrocarburo	34 a 44° API	
Campos	Amatitlán, Ahuatepec, Cacahuatengo, Coyol y Sitio	
Fecha de descubrimiento	12/05/1962	

2.4.1.2. SOLEDAD

El área contractual Soledad se localiza en la porción nornoroeste del área del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, comprende una extensión aproximada de 125 Km²; se encuentra a 60 Km al NNW de la ciudad de Poza Rica, Veracruz. Es la única área contractual con dos campos principales, Soledad Norte y Soledad.

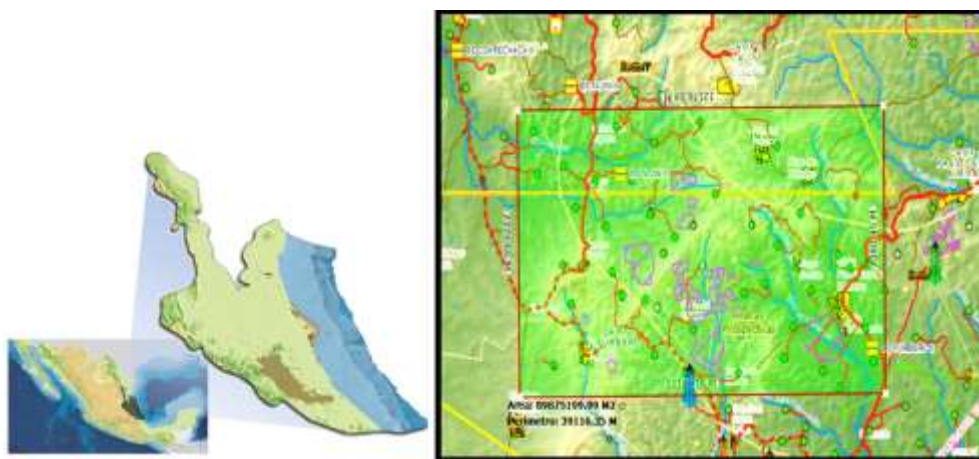


Figura 3. Área Soledad

Reservas (1 de enero de 2012)	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)
1P	34.1	55.3
2P	85.8	201.1
3P	85.8	201.1
	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)
Producción acumulada al 30 de junio de 2012	39	5.7
	Aceite (mbd)	Gas (mmpcd)
Producción, junio de 2012	3.4	8.1
	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)
Recursos prospectivos	73	226
Área	125 km ²	
Número de pozos	492	
Pozos operando	186	
Pozos cerrados	279	
Tipo de hidrocarburo	32° a 37° API	
Campos	Aragón, Ahuatepec, Agua Nacida, Gallo, Palo Blanco, Coyotes, Soledad y Soledad Norte	
Fecha de descubrimiento	15/11/1943	

2.4.1.3. HUMAPA

El Área Contractual Humapa se localiza en el noroeste del Activo Integral PozaRica- Altamira, comprende una extensión aproximada de 128 Km²; se encuentra a 40 Km al NW de la ciudad de Poza Rica, Veracruz.

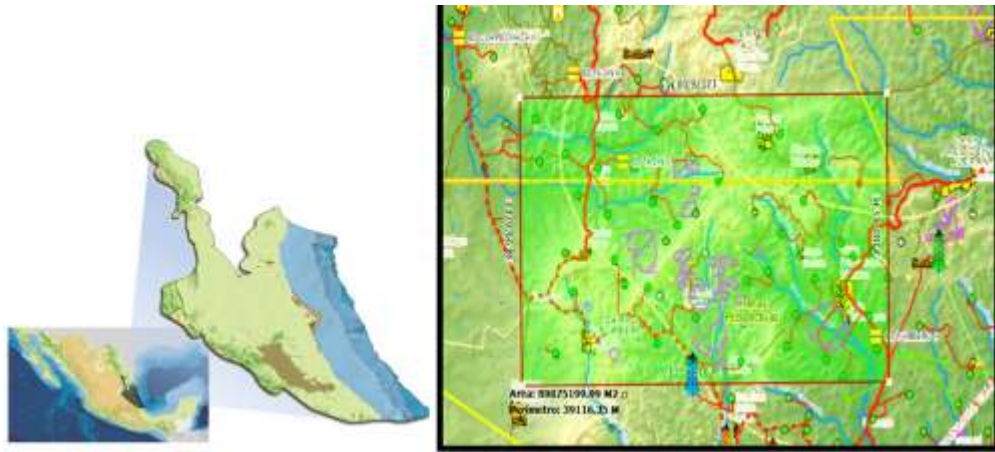


Figura 4. Área Humapa

Reservas 1 de enero de 2012	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)
1P	12.4	18
2P	158.5	429.5
3P	206.9	557.3
	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)
Producción acumulada al 30 de junio de 2012	0.522	0.273
	Aceite (mbd)	Gas (mmpcd)
Producción, junio de 2012	1.17	2.1
	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)
Recursos prospectivos	101	234
Área	128 km ²	
Número de pozos	42	
Pozos operando	30	
Pozos cerrados	8	
Tipo de hidrocarburo	27° API	
Campos	Coyol y Humapa	
Fecha de descubrimiento	14/03/1956	

2.4.1.4. MIQUETLA

El Área Contractual Miquetla se localiza en el nornoroeste del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, comprende una extensión aproximada de 112 Km², se encuentra a 39 Km al NNW de la ciudad de Poza Rica, Veracruz.

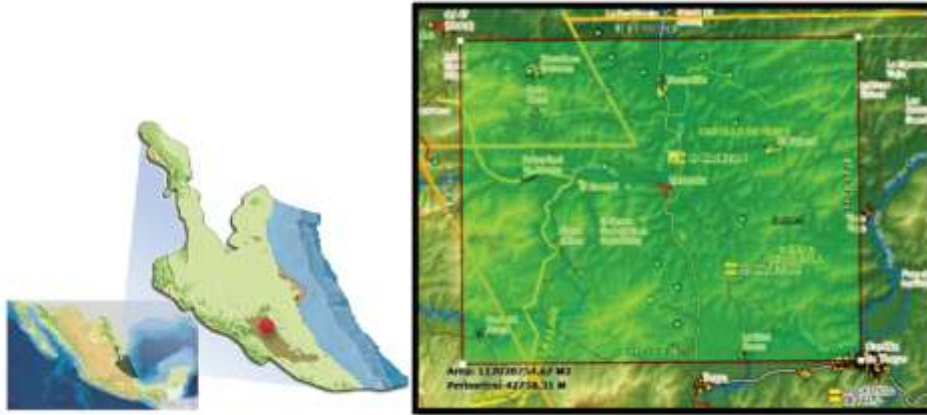


Figura 5. Área Miquetla

Reservas 1 de enero de 2012	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)
1P	15.9	24.2
2P	118	317.8
3P	163.8	436.8
	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)
Producción acumulada al 30 de junio de 2012	10.7	2.0
	Aceite (mbd)	Gas (mmpcd)
Producción, junio de 2012	0.886	2.5
	Aceite (mmb)	Gas (mmpc)
Recursos Prospectivos	59	141
Área	112 km ²	
Numero de Pozos	123	
Pozos Operando	60	
Pozos Cerrados	46	
Tipo de Hidrocarburo	35° API	
Campos	Miquetla, Coyol y Palo Blanco	
Fecha de descubrimiento	20/03/1948	

2.4.1.5. MIAHUAPAN

El área contractual Miahuapan se localiza en la porción noroeste de la envolvente del área del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, comprende una extensión aproximada de 128 Km²; se encuentra a 20 Km al NW de la ciudad de Poza Rica, Veracruz.

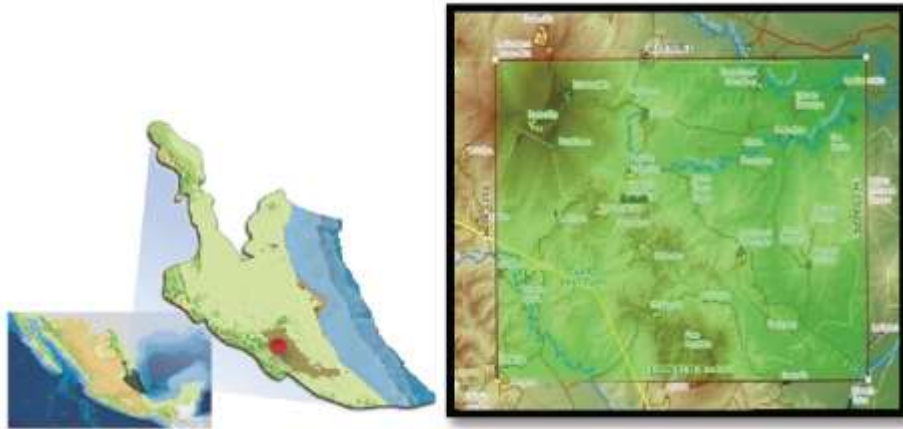


Figura 6. Área Miahuapan

Reservas (1 de enero de 2012)	Aceite (mmbd)	Gas (mmmpc)
1P	2.3	3.4
2P	101.3	295.5
3P	296.3	805.9
Producción acumulada al 30 de junio de 2012	42.2	5.7
Producción, junio de 2012	0.348	0.372
	Aceite (mmb)	Gas (mmmpc)
Recursos prospectivos	68	200
Área	128 km ²	
Número de pozos	54	
Pozos operando	11	
Pozos cerrados	16	
Tipo de hidrocarburo	33° API	
Campos	Miahuapan, Corralillo, Agua Fría y Humapa	
Fecha de descubrimiento	15/02/1948	

2.4.1.6. PITEPEC

El Área Contractual Pitepec se localiza en la porción nornoroeste de la envolvente del área del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo, comprende una extensión aproximada de 230 Km²; se encuentra a 76 Km al NNW de las ciudades Poza Rica, Veracruz.



Figura 7. Área Pitepec

Reservas (1 de enero de 2012)	Aceite (mmb)	Gas (mmpc)
1P	7.9	11.8
2P	233.3	686.8
3P	637.6	1,697.7
	Aceite (mb)	Gas (mmpc)
Producción acumulada al (30 de junio de 2012)	822.8	583.0
	Aceite (bd)	Gas (mpcd)
Producción, (junio de 2012)	61	40.6
	Aceite (mmb)	Gas (mmpc)
Recursos prospectivos	151	418
Área	230 km ²	
Número de pozos	22	
Pozos operando	5	
Pozos cerrados	11	
Tipo de hidrocarburo	32° a 40° API	
Campos	Aragón, Ahuatepec, Tlacolula, Sitio, Pastoría y Coyotes	
Fecha de descubrimiento	14/08/1943	

2.4.2. Modelo Económico

2.4.2.1. Premisas:

- ❖ Alineación de intereses entre PEP y los contratistas, mecanismos que incentiven el aumento de producción y eficiencia de ejecución
- ❖ Flujo neto positivo para Pemex en cada año
- ❖ Utilidades del contratista en función de su desempeño y no por circunstancias ajenas
- ❖ Aplicar y desarrollar tecnologías para el proyecto
- ❖ Aprovechar las experiencias de las primeras rondas
- ❖ Visión de un modelo internacionalmente competitivo

2.4.2.2. Elementos principales:

- ❖ Pago con base en un porcentaje de recuperación de costos más utilidad
- ❖ Pago sujeto a producción y acotado por el ingreso disponible (neto de impuestos)
- ❖ Ajuste con base en la métrica VPN/b que permite:
- ❖ Una aplicación y seguimiento sencillo
- ❖ Reconocer el valor del dinero en el tiempo
- ❖ No inhibir inversiones adicionales
- ❖ Mayor producción o menores costos se traduce en mayor retorno y mayor valor para la inversión
- ❖ Establecer variable de licitación diferente a la tarifa por barril

2.4.2.3. Modelo de la Remuneración.

$$\text{Rem} = Q_t \cdot r_t \cdot S_t$$

Donde:

q_t = producción (barriles)

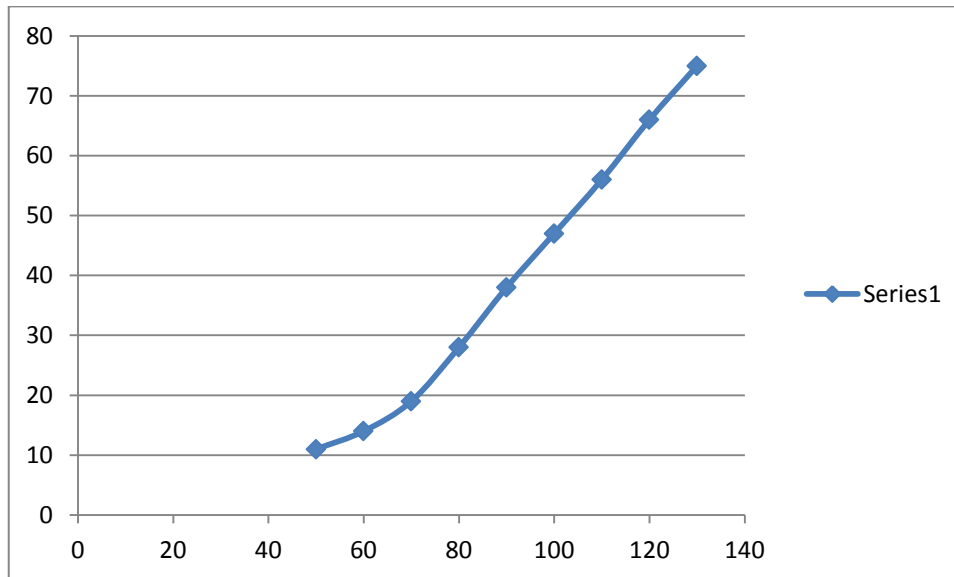
r_t = factor de ajuste, función del VPN/b; Valor máximo de 1; o fracción necesaria para alcanzar o mantener el VPN/b máximo

s_t = estimación de ingreso disponible en \$/b (después de impuestos y margen de Pemex)

2.4.2.4. Régimen fiscal de Chicontepec

Sobre ventas	Sobre el resultado operativo y deducciones	Límite de deducción	Sobre excedentes	Ring Fencing
Extracción : 15%	Especial: 30% ó 36% si q acum > 240(mmbpc)e)	Mínimo: 36.53 dls/bce 60%p	Adicional 52% (p-67.45)	sí

Carga fiscal, dólares por barril



Gráfica 2. Comportamiento de la Carga Fiscal por barril

2.4.2.5. Otros términos económicos

- ❖ Plazo de 35 años en tres periodos:
- ❖ Transición. 3 meses
- ❖ Inicial. 24 meses para evaluación y soluciones tecnológicas, con opción de 12 meses adicionales. Obligación de inversión.

- ❖ Desarrollo. La obligación de trabajo se determina en función de las reservas 2P no desarrolladas
- ❖ Reducción y ampliación de áreas. En función del potencial y del plan de desarrollo
- ❖ Abandono. Obligación de abandonar y fondearlo
- ❖ Desarrollo sustentable. Compromiso de acuerdo con programa definido
- ❖ Capacitación a personal de PEP
- ❖ Contenido nacional. Mínimo de 25%
- ❖ Garantías. Corporativa (obligaciones del contrato) y de cumplimiento (100% de la obligación anual)

2.4.3. LICITACIÓN

2.4.3.1. *Precalificación*

- ❖ Que el operador demuestre haber operado campos, preferentemente en yacimientos de baja permeabilidad y baja presión (o no convencionales)*
- ❖ Producción mínima 5 mbd
- ❖ Inversión mínima 15 millones de dólares en proyectos de E&P
- ❖ Una certificación de seguridad, salud y protección ambiental del operador
- ❖ Dos calificaciones crediticias de la compañía o del consorcio, emitidas por dos calificadoras certificadas ante la CNBV. Se exceptúa de la presentación de documentos de acreditación de producción, inversión, HSE y calificación crediticia a los licitantes que aparezcan en Petroleum Intelligence Weekly Ranks Worlds Top 50 Oil Companies

2.4.3.2. *Adjudicación.*

Adjudicación al licitante que obtenga el mayor índice.

$$\text{Índice} = \left(w \left(\frac{\text{Tarifa menor}}{\text{Tarifa propuesta}} \right) + (1 - w) \left(\frac{\text{Factor propuesta}}{\text{Factor mayor}} \right) \right)$$

Donde:

W = ponderación de la tarifa por barril en valor presente

Tarifa menor = valor mínimo de las propuestas de la tarifa por barril en valor presente

Factor mayor= valor máximo de las propuestas de factor de incremento a la obligación de trabajo del periodo inicial y del periodo de desarrollo

Por lo que Tarifa > 0.00; Factor>1.000

2.4.4. Proceso de Licitación (Acta de Proposiciones, Evaluación, Adjudicación y Fallo)

2.4.4.1. Amatitlán

A) Etapa de presentación de proposiciones.

De conformidad con las reglas de las bases de licitación, se llevó a cabo el sorteo para establecer el orden de recepción de las proposiciones, realizándose este en forma electrónica, quien preside este acto y conforme al resultado del sorteo, solicito a los licitantes con precalificación favorable, entregaran sus proposiciones en sobre cerrado.

B) Etapa de apertura y evaluación.

Acto seguido , la fedetaria publica entrego al presidente de la licitación el sobre que contiene la tarifa máxima determinada por PEP , procediéndose con la apertura del sobre y dando lectura en voz alta a dicha tarifa máxima, siendo esta de 7.00 dólares por barril.

Licitante	Tarifa (USD/ Barril)	Factor
Schlumberger Production México , S.A de C.V en consorcio con Dowell Schlumberger de México , S.A de C.V	Presento carta de disculpa	
Repsol Exploración México S.A de C.V	Presento carta de disculpa	
Alfasid del Norte S.A de C.V	Presento carta de disculpa	
Halliburton de México S. de R.L de C.V	Presento carta de disculpa	

Se declara desierta esta área contractual.

2.4.4.2. Soledad.

A) Etapa de presentación de proposiciones.

De conformidad con las reglas de las bases de licitación, se llevó a cabo el sorteo para establecer el orden de recepción de las proposiciones, realizándose este en forma electrónica, quien preside este acto y conforme al resultado del sorteo, solicito a los licitantes con precalificación favorable, entregaran sus proposiciones en sobre cerrado.

B) Etapa de apertura y evaluación.

Acto seguido, la fedetaria publica entrego al presidente de la licitación el sobre que contiene la tarifa máxima determinada por PEP , procediéndose con la apertura del sobre y dando lectura en voz alta a dicha tarifa máxima, siendo esta de 6.00 dólares por barril.

Licitante	Tarifa (USD/ Barril)	Factor
Monclova Pirineos S.A de C.V	3.85	1.200
Schlumberger Production México , S.A de C.V en consorcio con Dowell Schlumberger de México , S.A de C.V	2.97	1.516
Consortio Sinopa S.A	3.00	2.111
Key Energy Services de México S. de R.L de C.V en consorcio con Vielper Technology S.A de C.V y Carrizo Oil & Gas Inc.	Presento carta de disculpa	
Finley Resources Inc. En consorcio con CH4 Acquisition , LLC y Royal Shale Holdings, S.A de C.V	6.99	1.142
Burgos Oil Services S.A de C.V	4.00	1.300
Petrolite de México S.A de C.V	0.49	1.001
Repsol Exploración México S.A de C.V	Presento carta de disculpa	
Grupo R Servicios Integrales S.A de C.V en consorcio con Industrial Perforadora de Campeche S.A de C.V	3.90	1.100
Halliburton de México S. de R.L de C.V	Presento carta de disculpa	

Se procedió a evaluar las proposiciones recibidas para el área contractual verificando que la documentación presentada cumpliera con lo requerido y dando lectura a los dos valores de las propuestas, resultando de la evaluación lo siguiente:

Licitante	Tarifa (USD/ Barril)	Factor	Índice
Monclova Pirineos S.A de C.V	3.85	1.200	26.0
Schlumberger Production México , S.A de C,V en consorcio con Dowell Schlumberger de México , S.A de C.V	2.97	1.516	33.1
Consortio Sinopa S.A	3.00	2.111	41.4
Key Energy Services de México S. de R.L de C.V en consorcio con Vielper Technology S.A de C.V y Carrizo Oil & Gas Inc.	Presento carta de disculpa		
Finley Resources Inc. En consorcio con CH4 Acquisition , LLC y Royal Shale Holdings, S.A de C.V	6.99	1.142	No solvente
Burgos Oil Services S.A de C.V	4.00	1.300	No solvente
Petrolite de México S.A de C.V	0.49	1.001	84.2
Repsol Exploración México S.A de C.V	Presento carta de disculpa		
Grupo R Servicios Integrales S.A de C.V en consorcio con Industrial Perforadora de Campeche S.A de C.V	3.90	1.100	24.4
Halliburton de México S. de R.L de C.V	Presento carta de disculpa		

C) Etapa de adjudicación y fallo

Con base en los criterios de evaluación y adjudicación previos en las bases y con fundamentos en lo estipulado en los artículos 134 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, 55 de la Ley de Petróleos Mexicanos, 48 de su Reglamento, 29 y 33 de las DAC, la proposición ganadora y la ocupante del segundo lugar, conforme a los requisitos establecidos en las bases son las siguientes:

Licitante	Tarifa (USD/ Barril)	Factor	Índice
Petrolite de México S.A de C.V_	0.49	1.101	84.2
<u>LICITANTE GANADOR</u>			
Consortio Sinopa S.A	3.00	2.111	41.4
SEGUNDO LUGAR			

2.4.4.3. Miquetla

A) Etapa de presentación de proposiciones.

De conformidad con las reglas de las bases de licitación, se llevó a cabo el sorteo para establecer el orden de recepción de las proposiciones, realizándose este en forma electrónica, quien preside este acto y conforme al resultado del sorteo, solicito a los licitantes con precalificación favorable, entregaran sus proposiciones en sobre cerrado.

B) Etapa de apertura y evaluación.

Acto seguido, la fedetaria publica entrego al presidente de la licitación el sobre que contiene la tarifa máxima determinada por PEP , procediéndose con la apertura del sobre y dando lectura en voz alta a dicha tarifa máxima, siendo esta de 6.50 dólares por barril.

Licitante	Tarifa (USD/ Barril)	Factor
Schlumberger Production México , S.A de C.V en consorcio con Dowell Schlumberger de México , S.A de C.V	Presento carta de disculpa	
Repsol Exploración México S.A de C.V	Presento carta de disculpa	
Petrolite de México S.A de C.V en consorcio con Baker Hughes de México S. de R.L de C.V	0.89	1.100
Halliburton de México S. de R.L de C.V	Presento carta de disculpa	
Finley Resources Inc. En consorcio con CH4 Acquisition , LLC y Royal Shale Holdings, S.A de C.V	6.99	1.142
Sinopec International Petroleum Service México S. de R.L de C.V	Presento carta de disculpa	
Operadora de Campos DWF S.A de CV	0.98	1.501
Constructora y Perforadora Latina S.A de C.V	7.50	1.263

Se procedió a evaluar las proposiciones recibidas para el área contractual verificando que la documentación presentada cumpliera con lo requerido y dando lectura a los dos valores de las propuestas, resultando de la evaluación lo siguiente:

Licitante	Tarifa (USD/ Barril)	Factor	Índice
Schlumberger Production México , S.A de C.V en consorcio con Dowell Schlumberger de México , S.A de C.V	Presento carta de disculpa		
Repsol Exploración México S.A de C.V	Presento carta de disculpa		
Petrolice de México S.A de C.V en consorcio con Baker Hughes de México S. de R.L de C.V	0.89	1.100	92.0
Halliburton de México S. de R.L de C.V	Presento carta de disculpa		
Finley Rezurces Inc. En consorcio con CH4 Acquisition , LLC y Royal Shale Holdings, S.A de C.V	6.99	1.142	No solvente
Sinopec International Petroleum Service México S. de R.L de C.V	Presento carta de disculpa		
Operadora de Campos DWF S.A de CV	0.98	1.501	93.6
Constructora y Perforadora Latina S.A de C.V	7.50	1.263	No solvente

C) Etapa de adjudicación y fallo

Con base en los criterios de evaluación y adjudicación previos en las bases y con fundamentos en lo estipulado en los artículos 134 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, 55 de la Ley de Petróleos Mexicanos, 48 de su Reglamento, 29 y 33 de las DAC, la proposición ganadora y la ocupante del segundo lugar, conforme a los requisitos establecidos en las bases son las siguientes:

Licitante	Tarifa (USD/ Barril)	Factor	Índice
Operadora de Campos DWF S.A de CV.	0.98	1.501	93.6
<u>LICITANTE GANADOR</u>			
Petrolite de México S.A de C.V en consorcio con Baker Hughes de México S. de R.L de C.V	0.89	1.100	92.0
<u>SEGUNDO LUGAR</u>			

2.4.4.4. Humapa.

A) Etapa de presentación de proposiciones.

De conformidad con las reglas de las bases de licitación , se llevó a cabo el sorteo para establecer el orden de recepción de las proposiciones , realizándose este en forma electrónica, quien preside este acto y conforme al resultado del sorteo, solicito a los licitantes con precalificación favorable, entregaran sus proposiciones en sobre cerrado.

B) Etapa de apertura y evaluación.

Acto seguido , la fedetaria publica entrego al presidente de la licitación el sobre que contiene la tarifa máxima determinada por PEP , procediéndose con la apertura del sobre y dando lectura en voz alta a dicha tarifa máxima, siendo esta de 6.50 dólares por barril.

Licitante	Tarifa (USD/ Barril)	Factor	Índice
Schlumberger Production México , S.A de C,V en consorcio con Dowell Schlumberger de México , S.A de C.V	Presento carta de disculpa		
Repsol Exploración México S.A de C.V	Presento carta de disculpa		
Petrolite de México S.A de C.V	Presento carta de disculpa		
Halliburton de México S. de R.L de C.V	0.01	1.250	84.8
Finley Resources Inc. En consorcio con CH4 Acquisition , LLC y Royal Shale Holdings, S.A de C.V	8.99	1.142	No solvente

Andes Energía Argentina S.A en consorcio con GAIA Ecológica S.A de C.V e Integra Oil & Gas Sas	4.94	2.528	30.1
Grupo R Servicios Integrales S.A de CV en consorcio Industrial Perforadora de Campeche S.A de C.V	2.95	1.100	13.3
Operadora de Campos DWF S.A de CV	0.98	1.901	23.3
Alfasid del Norte S.A de C.V	Presento carta de disculpa		
Constructora y Perforadora Latina S.A de C.V	15.00	1.263	No solvente

C) Etapa de adjudicación y fallo

Con base en los criterios de evaluación y adjudicación previos en las bases y con fundamentos en lo estipulado en los artículos 134 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, 55 de la Ley de Petróleos Mexicanos, 48 de su Reglamento, 29 y 33 de las DAC, la proposición ganadora y la ocupante del segundo lugar, conforme a los requisitos establecidos en las bases son las siguientes:

Licitante	Tarifa (USD/ Barril)	Factor	Índice
Halliburton de México S. de R.L de C.V	0.01	1.250	84.8
LICITANTE GANADOR			
Andes Energía Argentina S.A en consorcio con GAIA Ecológica S.A de C.V e Integra Oil & Gas Sas	4.94	2.528	30.1
SEGUNDO LUGAR			

2.4.4.5. MIAHUAPAN

A) Etapa de presentación de proposiciones.

De conformidad con las reglas de las bases de licitación , se llevó a cabo el sorteo para establecer el orden de recepción de las proposiciones , realizándose este en forma

electrónica, quien preside este acto y conforme al resultado del sorteo, solicito a los licitantes con precalificación favorable, entregaran sus proposiciones en sobre cerrado.

B) Etapa de apertura y evaluación.

Acto seguido , la fedetaria publica entrego al presidente de la licitación el sobre que contiene la tarifa máxima determinada por PEP , procediéndose con la apertura del sobre y dando lectura en voz alta a dicha tarifa máxima, siendo esta de 6.00 dólares por barril.

Licitante	Tarifa (USD/ Barril)	Factor
Schlumberger Production México , S.A de C.V en consorcio con Dowell Schlumberger de México , S.A de C.V	Presento carta de disculpa	
Repsol Exploración México S.A de C.V	Presento carta de disculpa	
Petrolite de México S.A de C.V	Presento carta de disculpa	
Halliburton de México S. de R.L de C.V	Presento carta de disculpa	

Se declara desierta esta área contractual.

2.4.4.6. PITEPEC

A) Etapa de presentación de proposiciones.

De conformidad con las reglas de las bases de licitación, se llevó acabo el sorteo para establecer el orden de recepción de las proposiciones, realizándose este en forma electrónica, quien preside este acto y conforme al resultado del sorteo, solicito a los licitantes con precalificación favorable, entregaran sus proposiciones en sobre cerrado.

B) Etapa de apertura y evaluación.

Acto seguido , la fedetaria publica entrego al presidente de la licitación el sobre que contiene la tarifa máxima determinada por PEP , procediéndose con la apertura del sobre y dando lectura en voz alta a dicha tarifa máxima, siendo esta de 7.00 dólares por barril.

Licitante	Tarifa (USD/ Barril)	Factor
Schlumberger Production México , S.A de C,V en consorcio con Dowell Schlumberger de México , S.A de C.V	Presento carta de disculpa	
Repsol Exploración México S.A de C.V	Presento carta de disculpa	
Alfasid del Norte S.A de C.V	Presento carta de disculpa	
Halliburton de México S. de R.L de C.V	Presento carta de disculpa	
Sinopec International Petroleum Service México S. de C.V	Presento carta de disculpa	

Se declara desierta esta área contractual.

Capítulo 3 COMPARACIÓN CON MODELOS DE EXPLORACIÓN A NIVEL INTERNACIONAL.

Se tomaran en cuenta para su estudio los países de Venezuela, Brasil, Arabia Saudita, Noruega y Argelia.

3.1 Brasil.

En este capítulo se presentara una visión general de la situación actual y de las perspectivas de futuro de toda la cadena del negocio del petróleo en Brasil. Se expone el tipo de contratos que se manejan en el área, las condiciones de esos contratos, el grado de éxito alcanzado en las prospecciones de petróleo efectuadas hasta el momento, así como las expectativas futuras del *upstream*.

También se repasan algunas de las dificultades e incertidumbres que atraviesa el sector en Brasil. En la parte dedicada al análisis del mercado de gas, se analizan los mercados consumidores, la infraestructura existente para abastecer esa demanda, el crecimiento que ha tenido en el pasado el consumo de gas, así como lo que se espera que sea el consumo futuro, presentando los datos diferenciados por grupos de consumidores.

La Ley 9.478 asienta que Petrobras es una sociedad de economía mixta vinculada al Ministerio de Minas y Energía, cuyo objeto consiste en realizar la investigación, exploración, refinación, proceso, comercio y transporte de petróleo, de sus derivados, de gas natural y de otros hidrocarburos líquidos. El nuevo esquema que adoptó Brasil para su industria energética fue muy inteligente y una salida eficiente para evitar la privatización. Petrobras tiene un carácter mixto con un capital social dividido en acciones ordinarias, con derecho a voto, y acciones preferenciales sin derecho a voto. El funcionamiento de la empresa quedó englobada dentro de un esquema regulado por diversos organismos que explicaremos a continuación:

- 1) El Consejo Nacional de Política Energética, el CNPE está vinculado a la Presidencia y es presidido por el ministro de Estado de Minas y Energía, con la atribución de proponer al presidente las políticas nacionales relacionadas con el aprovechamiento de los recursos energéticos; su suministro; fuentes convencionales; recursos; programas específicos; disposiciones para la importación y exportación; etc.
- 2) La Agencia Nacional de Petróleo, es una entidad de la administración federal que funciona como un organismo regulador de la industria de petróleo, vinculada al Ministerio de Minas y Energía. La ANP tiene el objeto de promover la regulación, contratación y supervisión de las actividades económicas inherentes a la industria del petróleo. Sigue de cerca los estudios con

miras a delimitar los bloques o pozos para explorar y explotar; reglamenta la ejecución de servicios de geología y geofísica aplicados a la exploración petrolífera; promueve licitaciones para la concesión de actividades de exploración, desarrollo y explotación, celebrando los respectivos contratos y supervisando su ejecución; autoriza la práctica de las actividades de refinación, procesamiento, transporte, importación y exportación.

- 3) En cuanto a la exploración y la explotación de los recursos, el Estado sigue teniendo los derechos en materia de petróleo y gas natural en territorio nacional, incluyendo la parte terrestre, el mar territorial, la plataforma continental y la zona económica exclusiva, quedando su administración bajo la responsabilidad de la Agencia Nacional de Petróleo. La relación entre la agencia y Petrobras es vital para que funcione el esquema ya que ambas conservan un intercambio de información acerca de nuevos yacimientos o bien de zonas donde son detectadas necesidades de exploración, desarrollo y explotación. La Agencia Nacional de Petróleo recibe la información, recompensa a Petrobras por ésta, y luego lanza una campaña de licitaciones para definir la concesión.

Así es que la agencia tiene un rol fundamental en la política energética de Brasil por qué es el órgano que toma la decisión de las licitaciones, permisos, concesiones o contratos. La ANP autoriza la exploración de petróleo y gas en territorio brasileño con la restricción de que si la empresa que obtuvo el permiso encuentra petróleo y gas, entonces someterá ante la agencia una serie de planes y proyectos para obtener la aprobación para explotar los recursos. La Agencia Nacional de Petróleo es la que decide si el concesionario pasa o no a la segunda parte, la de la explotación de los recursos.

Petrobras es una empresa que siempre ha buscado la expansión hacia otros mercados por eso su presencia en Angola, Argentina, Bolivia, Colombia, Ecuador, Estados Unidos, Nigeria, Perú y Venezuela.

Desde del año de 1979 ingresó a Angola con el 17.5% de participación en la fase exploratoria del bloque localizado en la Cuenca del Bajo Congo, en aguas de cerca de 50 metros de profundidad. Para 1987 la compañía amplió la participación al 27.5% conservando el control. En Argentina, Petrobras trabaja en los cuatro segmentos de negocios: 1) Exploración y Producción. 2) Refinación Transporte y Comercialización. 3) Distribución. 4) Gas y Energía. En 2002, la compañía brasileña adquirió el 58.62% de las acciones de la empresa Perez Companc, la mayor empresa independiente de petróleo de América Latina. También compró la Petrolera Santa, filial argentina de Devon Energy Corporation.

Estas operaciones le han beneficiado a Petrobras con la incorporación de 84.7 millones de barriles de petróleo equivalentes en reservas probadas, y ha permitido la ampliación del portafolio de activos en el área de exploración y producción fuera de Brasil. Petrobras obtuvo en 2003 ingresos netos por 30 mil 797 millones de dólares, es un poquito más de la mitad de las reservas internacionales de México. Pemex obtuvo únicamente por concepto de exportaciones de petróleo más de 21 mil millones de dólares el año pasado esto sin sumar todo los demás ingresos por el área de negocio global.

3.1.1. Mercado de upstream.

Históricamente, y a semejanza de otros países de América Latina, tras una etapa durante la cual la actividad petrolera fue operada por empresas del Estado, se inició en Brasil un proceso de apertura, con el fin de atraer capital de riesgo e incorporar, a la vez, adelantos tecnológicos. Este proceso, que se inició en 1997, continúa en la actualidad principalmente a través de sucesivas licitaciones de bloques de exploración, participación en el desarrollo de campos y revitalización en áreas maduras. Hasta la fecha, Brasil no está en condiciones de autoabastecerse, por lo que aproximadamente un 30 por 100 del consumo interno es cubierto por petróleo importado.

Sin embargo en el caso de Brasil, y motivado principalmente por cambios políticos, este proceso se ha dado en dos etapas, interrumpidas por una vuelta al monopolio estatal.

En el año 2002 Petrobras descubre los campos gigantes de Cachalote y Jubarte en la cuenca de Campos.

3.1.2. Contratos de Riesgo.

Paralelamente a la actividad de Petrobras, y con el fin de captar recursos y reducir a la vez la exposición al riesgo exploratorio, a partir de 1976 se instituye el régimen de contrato de riesgo, según el cual las compañías extranjeras se asociaban a Petrobras en la fase exploratoria, con los consiguientes beneficios en el caso de un descubrimiento, la formación de un consorcio en el cual Petrobras y la contratista participaban en un 50 por 100 de los costos de desarrollo y de las ganancias a obtener. Este régimen se extingue en 1987 con la sanción de la nueva constitución brasileña, que vuelve a otorgar el monopolio del petróleo a Petrobras.

3.1.3. Estructura actual.

En 1997 surge la Ley 9.478 llamada también [lei do Petróleo], que marco un cambio definitivo en el sector. La exploración, extracción y comercialización de hidrocarburos y sus derivados deja de ser

monopolio de Petrobras, permitiendo la libre competencia y competencia de empresas nacionales e internacionales. Como este gubernamental regulador de todas las actividades tanto de upstream como de downstream se crea la Agencia Nacional de Petróleo (ANP), la cual tiene atribuciones tanto de otorgamiento de concesiones, como de fiscalización.

3.1.4. Contratos de asociación con Petrobras.

Con la sanción de la Ley de Petróleo, Petrobras fue obligada a definir áreas exploratorias consideradas de reserva estratégica. De allí surgieron bloques operados 100 por 100 (los bloques azules considerados los mejores en términos de potencial exploratorio) y otros en asociación con compañías nacionales e internacionales, donde los contratos implicaban generalmente un acarreo de Petrobras, bien como operador o como asociado.

Cabe decir que el primer contrato de asociación de esta etapa fue firmado entre Petrobras y Repsol YPF. Este tipo de contrato caducó definitivamente en agosto 2003, siendo que tanto los [bloques azules] como los vinculados a asociaciones con Petrobras tendrán que ser revertidos en su totalidad, excepto áreas consideradas de reserva en el caso de un descubrimiento económico, en tal caso, el contrato de producción es por 25 años.

3.1.5. Rondas de licitación.

Petrobras, fuera de estos bloques donde opera al 100 por 100 o en asociación, revirtió gran parte de las áreas de exploración, consideradas no prioritarias o de mayor riesgo exploratorio. Fueron estos bloques los que a partir de 1999 la ANP ofreció en sucesivas licitaciones anuales en un régimen de libre competencia. En general, los términos de la licitación son los siguientes con algunos cambios menores a lo largo del tiempo:

- En función de las características de los bloques, continentales, en aguas someras, profundas o ultra profundas, las empresas que se inscriben en la licitación son certificadas por capacidad operativa, en base de antecedentes técnicos en clases A, B o C, siendo C restringida a bloques en el continente.
- Cada bloque exploratorio tiene un programa de trabajo mínimo de obligatoriedad para el concesionario. Este programa de trabajo se distribuye a lo largo de varios años en tres etapas. En el caso de los bloques costa afuera, el compromiso de trabajo de la primera etapa, cuya duración es de tres años, consiste de unos 2000km de sísmica de 2D. la segunda etapa, de dos a tres años requiere la perforación de dos pozos exploratorios; la tercera etapa, con tres años de

duración, implica un compromiso de tres pozos adicionales. El paso de una etapa a la siguiente requiere la reversión de al menos un 50 por 100 del área en concesión.

La adjudicación de los bloques exploratorios se define en función del bono máximo que a la compañía participante considera pagable para el bloque, a lo que se agrega el compromiso porcentual de contenido local, es decir, contratos con empresas brasileñas. Estos dos factores determinan a través de una fórmula establecida a la empresa ganadora. La licitación tiene lugar en una fecha predeterminada, es pública y se difunde en tiempo real por internet.

En los cuatro años que sucedieron a la primera licitación de la ANP (mayo de 1999), se produjo un considerable incremento en información geológica, principalmente en las áreas del *offshore* profundo. Cabe señalar que, como ente fiscalizador, la ANP se convirtió en el administrador de todo el acervo de datos geológicos y geofísicos generados por todas las compañías operadoras del sector. Al mismo tiempo se establecieron modelos y formatos válidos para todas las compañías, que con carácter obligatorio deben entregar en término todas las informaciones exploratorias relevantes. El conjunto de datos fue integrado en una base, el banco de datos de exploración y producción (BDEP), para cuyo acceso las empresas deben asociarse al mismo con el pago de una cuota anual.

Una mayor conciencia ambiental en Brasil llevó a que toda la actividad exploratoria sea rigurosamente controlada en función de su impacto ambiental. Las disposiciones y reglamentos, a veces no muy claros, generaron dudas y atrasos en parte de las operaciones emprendidas.

	Organismo	Función
Dirección y legislación	Cámara de diputados y senado	Tienen el poder de crear leyes de alcance nacional y enmendar la Constitución
	Ministerio de Minas y Energía	Propone y ejecuta políticas energéticas y de explotación de uso de los recursos minerales del país
Estrategia e instrumentación	Consejo Nacional de Política Energética	Define políticas de importación y exportación de hidrocarburos, para garantizar la constancia en el abastecimiento del mercado interno
	Empresa de Investigación Energetica	Provee al ministerio de Minas y Energía estudios sobre energía, petróleo, gas natural y fuentes renovables para la planificación del sector energético
Regulación y supervisión	Agencias Nacional del Petroleum	Promueve la regulación, la contratación y la fiscalización de las actividades económicas integradas en la industria del petróleo, gas natural y biocombustibles
	PPSA Presal	Empresa estatal responsable de la gestión de contratos de participación de producción y comercialización de hidrocarburos en el área de Pre-Sal (es un regulador, no operador)
	Instituto Brasileño del Medio Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables	Otorga licencias de operación con base en criterios de protección al medio ambiente y uso sostenible de recursos naturales
Ejecución estatal	PETROBRAS	Operadora petrolera estatal mixta verticalmente integrada. Opera en los segmentos de exploración y producción, refinación, transporte y comercialización de petróleo y gas, petroquímicos

*fuente:IMCO con información de la Agencia Nacional del Petroleo de Brasil y Petrobras

Ingresos Tributarios	<p>ICMS: Impuesto sobre las operaciones relativas a la circulación de mercancías y prestación de servicios de transporte interestatal y comunicación interurbana e intermunicipal. (Estatal)</p> <p>CIDE: Contribución para la intervención en el dominio económico. Grava la importancia y comercialización de petróleo y sus derivados, y combustibles (precio de los combustibles)</p> <p>Paseo/Cofins: Contribuciones sociales federales diseñadas para el financiamiento de la seguridad social. Para las entidades de derecho publico consiste en una recaudación mensual de los ingresos corrientes.</p> <p>Otros: El documento tomando como fuente no especifica los otros impuestos se pagan</p> <p style="text-align: center;"> </p> <p>Impuesto sobre la Renta: Impuesto pagado respecto a las utilidades que genere la persona moral.</p>
Ingresos no Tributarios	<p>Bono de asignación: El bono de asignación tendrá su valor mínimo establecido en la convocatoria y será equivalente al pago ofrecido en la propuesta para la obtención de la concesión. Debe ser pagado al momento de la asignación del contrato</p> <p>Royalties/ regalías: Se pagan mensualmente, en moneda nacional, a partir de la fecha de inicio de la producción comercial de cada campo. El monto corresponde entre 5 % y 10% de la producción de petróleo o gas natural</p> <p>Participación especial: En los casos de gran volumen de producción o rentabilidad se tendrá que pagar una participación especial, que será reglamentada por decreto presidencial. La participación varía entre 10% y 40% y será aplicada sobre el ingreso bruto de la producción una vez deducidos las regalías, inversiones de exploración , costos de operación y depreciación de tributos previstos en la legislación en vigor</p> <p>Pago por ocupación o retención de área: Pago por la ocupación o retención de área, que se hará anualmente , con base en los kilómetros cuadrados o fracciones de área, de acuerdo con el decreto presidencial. El valor del pago se incrementará en un porcentaje establecido por la ANP, siempre que hay una prórroga para el periodo de exploración</p> <p>Pago a dueños de la propiedad: En el contrato de concesión también se establecerá un pago a los propietarios de la tierra, que consistirá en un porcentaje variable entre 1% y 5% de la producción de petróleo o gas natural, cono lo determine la ANP</p>

3.2. Arabia Saudita

Arabia Saudita tiene un modelo de sector de hidrocarburos basado en una empresa monopólica que es 100% estatal, Saudí Aramco se creó en 1933 como una empresa privada, a partir de un consorcio entre

el gobierno saudí y una empresa norteamericana. Sin embargo, conforme las reservas y la producción de crudo fueron aumentando, el gobierno saudí fue adquiriendo un porcentaje mayor hasta quedarse con su totalidad en 1980.

El estado saudí cuenta con dos instituciones clave para ejercer su rectoría sobre el sector de petróleo y gas. La primera es el Consejo Supremo de Petróleo y Minerales. El consejo es responsable del apolítica del sector, en términos generales, así como de la planeación estratégica de Saudí Aramco. La otra institución es el Ministerio del Petróleo y Recursos Minerales. El ministerio se encarga de la planeación y regulación del sector, incluyendo la industria petroquímica.

Saudí Aramco explota eficazmente las reservas saudíes de crudo sin necesidad de asociarse con otras empresas a través de contratos de producción compartida o de riesgo. De hecho, estos tipos de contratos están prohibidos por la legislación saudí vigente.

El régimen fiscal saudí para la extracción de petróleo y gas natural consiste en un impuesto corporativo a una tasa de 85%, comparada con el gravamen de 20% a otras actividades. La inversión implica un impuesto de 35%. Las regalías son variables, sin embargo no existe información sobre el rango de sus tasas.

Instrumentos	Tasa
Royalties	Se estipula en el acuerdo inicial y varía de proyecto a proyecto
Tasas de Impuestos:	
General	20%
Producción de crudo	85%
Inversion en campos de gas natural	30%
Deducciones de capital e incentivos de inversión	Tasa de depreciación específica para determinada clase de activos y es posible deducir las pérdidas de un año fiscal

*fuente:IMCO

En exploración y producción de petróleo, Saudí Aramco opera como monopolio.

3.3. Cuba

Cuba es un importador neto de petróleo. La mayor parte de consumo doméstico se abastece a través de un convenio de cooperación con Venezuela.

El sector de hidrocarburos cubano participan principalmente el Ministerio de Energía y Minas, encargado de dictar la política en materia petrolera, eléctrica y minera y la empresa estatal CUPET (Unión Cubana del Petróleo). La empresa está controlada al 100% por el Estado cubano e integra las actividades de exploración y producción, refinación y comercialización.

Para la participación de terceros (empresas operadoras), Cuba cuenta con dos modalidades de esquemas contractuales:

a) Contratos de producción incrementada o producción mejorada:

Asociación de capital para el incremento de la producción e yacimientos existentes. El objetivo de estos contratos es modernizar la tecnología y métodos empleados en los yacimientos descubiertos en 1990

b) Contratos de riesgo:

Estos contratos se instrumentan a través de la empresa CUPET. La empresa estatal está autorizada para asociarse con operadoras petroleras internacionales para explorar y explotar hidrocarburos. La operadora extranjera aporta capital, tecnología y Know-how a cambio del 50% de la producción. Esta puede ser vendida a CUPET como prioritaria o exportarse.

En el caso del régimen fiscal, la información disponible sobre los beneficios fiscales que obtiene el estado cubano vía los contratos de riesgo es muy limitada.

A diferencia de la mayoría de los países productores de petróleo, en el régimen fiscal a las compañías petroleras que a las de otros sectores, es decir no reclama una renta.

Desde inicios de la década del 2000 el gobierno cubano decidió abrirse al capital privado internacional, en 2006 el gobierno instrumento un plan de extracción de petróleo y gas mucho más ambicioso. A partir de este programa, el gobierno empezó a celebrar diversos contratos con operadoras internacionales.

La asignación de bloques exploratorios a partir de 2005 se dio a través del esquema de contratos de riesgo. De este modo, para fines de exploración petrolera y asignación de bloques, el país se dividió en 43 bloques en la franja Costera Noroccidental.

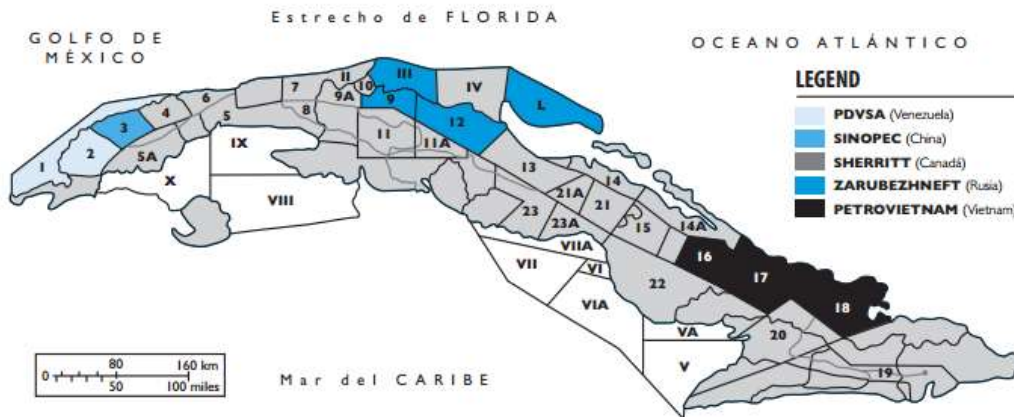


Figura 8. Áreas donde tienen actividad compañías extranjeras

Otra de a alianzas que existe en la isla se ha logrado en términos de refinación. La mayor parte de la producción petrolera de Cuba es crudo pesado, con altos grados de azufre. Cuba no cuenta con la tecnología para procesarlo, las refinerías capaces de procesar este tipo de petróleo son de muy alta tecnología, y pertenecen en su gran mayoría a empresas norteamericanas que no pueden invertir en Cuba. Por esta razón, en 2005 se constituyó la empresa PDV-CUPET entre los gobiernos de Cuba y Venezuela

3.4. Venezuela

Artículo 20. Para el ejercicio de las actividades de exploración y explotación de gas natural no asociado se requerirá de una licencia otorgada por el Ministerio de Energía y Minas. Dicha licencia otorgará a su titular, el derecho para ejercer tales actividades con carácter de exclusividad sobre un área geográfica determinada conforme a los términos y condiciones previstos en la Ley, en este Reglamento y en la misma licencia.

Artículo 21. El derecho de exploración y explotación de gas natural no asociado en un área geográfica determinada se otorgará mediante una licencia a través de un proceso licitatorio que efectuará el Ejecutivo Nacional por órgano del Ministerio de Energía y Minas.

El Ministerio de Energía y Minas tendrá la facultad de suspender en cualquier etapa el proceso licitatorio o declararlo desierto sin que ello genere indemnización alguna por parte de la República.

El Ejecutivo Nacional, por órgano del Ministerio de Energía y Minas, previa autorización del Consejo de Ministros, podrá otorgar directamente la licencia sin proceso licitatorio, por razones de interés público

o por circunstancias particulares de las actividades, con sujeción a las condiciones que establece la Ley.

Artículo 22. Las contraprestaciones especiales a las cuales aspira la República deberán incluirse en las bases del proceso licitatorio para el otorgamiento de la licencia.

Artículo 23. Las personas a quienes se les otorgue una licencia en áreas con reservas probadas de gas natural no asociado que justifiquen su desarrollo deberán incorporar un porcentaje de capital nacional en los términos y condiciones que se establecerán en la licencia.

Artículo 24. Cuando la licencia corresponda a un área caracterizada principalmente por recursos por descubrir, el titular de la licencia deberá cumplir con un programa mínimo exploratorio, dentro del plazo que señale la licencia, el cual no puede ser superior a cinco (5) años de acuerdo con lo establecido en la Ley.

Cuando la licencia corresponda a un área con reservas probadas que permitan su explotación, el titular de la licencia deberá cumplir con un programa mínimo de desarrollo, cuyos términos y condiciones de ejecución serán establecidos en la licencia.

El titular de la licencia dará garantías de fiel cumplimiento emitidas a favor de la República y a satisfacción del Ministerio de Energía y Minas, para garantizar la ejecución de estos programas.

Sin perjuicio de lo dispuesto en el ordinal 2° del artículo 25 de la Ley, el cumplimiento del programa mínimo exploratorio o de Desarrollo dará lugar a la ejecución de la garantía y a la reversión de las instalaciones, obras y equipos destinados al objeto de la licencia.

Artículo 25. Las actividades exploratorias no previstas en el programa mínimo exploratorio, o en el programa adicional exploratorio podrán desarrollarse durante la vigencia de la licencia, dentro del área geográfica determinada sobre la cual mantenga derechos el titular de la licencia.

Artículo 26. Cuando el titular de la licencia realice un descubrimiento deberá informarlo al Ministerio de Energía y Minas, dentro de los siguientes treinta (30) días calendario contados a partir de la finalización de las pruebas del pozo. A partir de esta notificación, el titular de la licencia dispondrá de noventa (90) días calendario para presentar al Ministerio de Energía y Minas, un plan de evaluación para ese

descubrimiento que contenga la descripción del modelo geológico, del modelo de yacimiento y las correspondientes reservas.

Artículo 27. El descubrimiento de petróleo condensado o gas natural asociado, no le otorga derechos de explotación sobre tales sustancias al titular de la licencia. Sin embargo, el Ministerio de Energía y Minas podrá convenir con el titular de la licencia, términos y condiciones para la celebración, según la legislación vigente de un convenio operativo, de una asociación estratégica con una empresa del Estado o de cualquier otra negociación, para la evaluación y explotación de ese descubrimiento.

El titular de la licencia estará obligado a informar al Ministerio de Energía y Minas del descubrimiento antes referido en un Lapso de treinta (30) días calendario, contado a partir de dicho descubrimiento.

Artículo 28. El titular de la licencia dispondrá de un lapso establecido en la misma, no superior a dos (2) años, para ejecutar el plan de evaluación de cada descubrimiento.

Durante ese lapso que se contará a partir del respectivo descubrimiento, podrá presentar una declaración de comercialidad acompañada del correspondiente plan de desarrollo para su aprobación por el Ministerio de Energía y Minas.

Cuando el plazo para el plan de evaluación concluya después de haber terminado el plazo para la ejecución del Programa mínimo exploratorio y si no hubiere declaración de comercialidad, el titular de la licencia deberá renunciar a las parcelas afectadas por ese plan de evaluación.

Artículo 29. Al finalizar el lapso del programa exploratorio, el titular de la licencia tendrá, que devolver al Ejecutivo Nacional las parcelas no afectadas por el plan de evaluación o plan de desarrollo en progreso, salvo que el titular de la licencia se comprometa a ejecutar un programa adicional exploratorio sobre todas o algunas de tales parcelas, aprobado por el Ministerio de Energía y Minas, a cuyo efecto constituirá garantías de fiel cumplimiento a favor de la República, a satisfacción de dicho Ministerio.

Artículo 30. La forma para definir el alcance de programa adicional exploratorio será establecida según lo determine la licencia, con base a la superficie cubierta por las parcelas que el titular de la licencia opte por retener. El plazo para la ejecución de este programa estará comprendido dentro del lapso de (5) años señalado en la Ley para la exploración. Una vez cumplido el mismo, el titular de la licencia

deberá devolver las parcelas al Ejecutivo Nacional, que no se encuentren afectadas por un plan de evaluación o plan de desarrollo de un descubrimiento.

Artículo 31. La extensión de las áreas geográficas determinadas será establecida para cada licencia en función de su atractivo comercial, prospectividad y madurez de su conocimiento geológico. La superficie del área geográfica determinada tendrá forma de polígonos de ángulos rectos, cuyos vértices estarán identificados con sus correspondientes coordenadas, de conformidad con los sistemas de identificación territorial y sus lados estarán orientados norte-sur, este-oeste, salvo las restricciones impuestas por los límites territoriales de la República o por otras circunstancias de carácter geográfico de naturaleza legal.

Artículo 32. El área geográfica determinada no podrá ser mayor de un mil kilómetros cuadrados de superficie (1.000 Km cuadrados), dividida en bloques y éstos a su vez, en parcelas, conforme se indique en las condiciones que se establezcan para otorgar la licencia.

El Ejecutivo Nacional por órgano del Ministerio de Energía y Minas y previa aprobación del Consejo de Ministros podrá, establecer para el área geográfica determinada, superficies mayores a las contempladas en este artículo.

Artículo 33. Cuando el titular de la licencia descubra uno o más yacimientos que se extiendan hacia un área no otorgada la República por órgano del Ministerio de Energía y Minas podrá: 1) Explotarla directamente o mediante una empresa del Estado; 2) Otorgarla al titular de la licencia que efectuó el descubrimiento; 3) Abrir un proceso licitatorio para otorgar una licencia en dicha área; y 4) Suscribir un contrato de con el referido titular de la licencia.

Artículo 34. En el caso de yacimientos que se extiendan bajo áreas otorgadas a más de un explotador o titular de la licencia, se deberá celebrar un convenio de explotación unificada, el cual estará sujeto a la aprobación del Ministerio de Energía y Minas.

El Ministerio de Energía y Minas podrá requerir a las partes, a fin de celebrar dicho convenio. Si en el lapso de seis (6) contados a partir de la fecha del requerimiento no se hubiese celebrado el convenio, el Ministerio fijará las condiciones que regirán la explotación unificada de tales yacimientos.

Artículo 35. El plan de desarrollo será aprobado por el Ministerio de Energía y Minas y deberá contener los aspectos técnicos y financieros del proyecto, el tiempo de ejecución, así como el destino de los

hidrocarburos gaseosos a ser explotados. El titular de la licencia deberá presentar a la consideración del Ministerio, cualquier modificación de este plan de desarrollo.

Artículo 36. De los volúmenes de hidrocarburos gaseosos no asociados extraídos de cualquier yacimiento, y no reinyectados, el Estado tiene derecho a una participación de veinte por ciento (20%) como regalía, sin perjuicio de los montos adicionales resultantes de las contraprestaciones que se hubiesen establecido a favor de la República con motivo del otorgamiento de la licencia.

Parágrafo Único: El valor de mercado del gas natural en el Campo de producción será calculado en bolívares por unidad calórica.

Artículo 37. Para los efectos del cálculo de la regalía se considerará todo el gas producido y medido en el campo producción El gas sujeto al pago de regalía será el resultante de restar a la producción total, el volumen reinyectado en los yacimientos dentro del área otorgada en la licencia.

Artículo 38. Cuando el Ejecutivo Nacional, por órgano del Ministerio de Energía y Minas, decida recibir el pago de la Regalía en dinero: se multiplicará el volumen de gas sujeto a dicho pago, por el valor de mercado del gas en el campo de producción, de acuerdo al procedimiento establecido en el presente Reglamento.

Artículo 39. El titular de la licencia deberá solicitar y justificar oportunamente ante el Ministerio de Energía y Minas, las autorizaciones para efectuar levantamientos geofísicos, perforación de pozos, construcción de instalaciones y abandono de pozos e instalaciones.

Artículo 40. Con el fin de medir el gas producido, utilizado y dispuesto el titular de la licencia deberá dotar al campo, de producción con un sistema de medición de la más avanzada tecnología. El Ministerio de Energía y Minas mediante Resolución establecerá las especificaciones técnicas relativas a dicho sistema.

Artículo 41. La medición de los volúmenes de hidrocarburos gaseosos extraídos de cualquier yacimiento, se efectuará dentro del campo de producción. Esta medición se efectuará después del separador o depurador de los fluidos provenientes de los pozos, previo a cualquier uso o disposición.

Artículo 42. Para la realización de las actividades de recolección y entrega de gas, el titular de la licencia

deberá tener un sistema de supervisión y control operacional de acuerdo a las Normas Técnicas Aplicables (NTA). Este sistema deberá estar interconectado con los sistemas del despachador.

Artículo 43. El titular de la Licencia podrá renunciar a los derechos de exploración y explotación que le confiere la licencia correspondiente, previa notificación al Ministerio de Energía y Minas, cumplidas sus obligaciones, entre ellas las establecidas en los programas exploratorios.

Cuando una licencia está en fase de explotación el titular de licencia podrá devolver el total o parte de las parcelas sometidas a esta actividad. En estos casos, deberá participarlo al Ministerio de Energía y Minas con no menos de trescientos, sesenta y cinco (365) días de antelación a la fecha prevista para realizarla.

La renuncia no exime al titular de la licencia del cumplimiento de las obligaciones causadas por el ejercicio de sus actividades.

Artículo 44. Previo a la terminación de la licencia, el Ministerio de Energía y Minas indicará al titular, los pozos que deberán ser abandonados y las instalaciones que deberán ser removidas del área. Estas actividades serán realizadas por cuenta y riesgo de titular de la licencia, asegurando la conservación, protección y preservación del ambiente.

Artículo 45. El Ministro de Energía y Minas por razones de interés público, podrá aplicar a la explotación de yacimientos de gas natural asociado, cuyas reservas de crudos o condensados no permitan su explotación comercial, el régimen aplicable a las explotaciones de yacimientos de gas natural no asociado.

3.5. Noruega.

La Ley de Hidrocarburos de Noruega (Petroleum Act), que rige las actividades del sector y que fue promulgada en 1996, establece que el Estado es el dueño y administrador del petróleo que se encuentra en el subsuelo de la plataforma continental de la nación, por lo que es el único facultado para otorgar licencias de exploración y de 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. En la misma lógica, la legislación y las 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, exponen los especialistas en tributación petrolera Jan Jansen y Joachim Bjerke, socios de BA-HR, una consultoría con sede en Oslo que asesora, entre otros, a la Asociación de la Industria del Petróleo y al gobierno noruego.

En ese mismo documento, publicado en enero pasado, explican que las petroleras internacionales prefieren los sistemas de contratos, sean de servicios, donde los Estados las contratan para que exploren y exploten el crudo, por lo cual reciben un pago preestablecido sin obtener participación en las ganancias; o de asociación, donde comparten con los Estados el producto hallado en el subsuelo.

Esos acuerdos cuentan con cláusulas de inviolabilidad “que imponen restricciones a los gobiernos anfitriones en el ejercicio de sus poderes legislativos y administrativos, en detrimento de ellos mismos”, señala Jansen y Bjerke, además de que, observan, tal tipo de contratos están regidos por leyes de otros Estados, por ejemplo la ley inglesa. En caso de conflicto, advierten, el arbitraje no se lleva a cabo en el país donde se extraen los recursos.

Pero Noruega optó por un sistema de concesiones que “ofrece menos protección a los inversionistas privados, ya que las restricciones a las facultades del gobierno son menos limitadas” y, entre otros derechos, el Estado posee el de cambiar el régimen fiscal sobre las actividades petroleras. En estas circunstancias, subrayan los expertos, “las inversiones están garantizadas en muchos sentidos por la Constitución nacional y, de cierta forma, más importante todavía, por la percepción de que el Estado noruego es ‘un Estado socio fiable’ de la industria”.

3.5.1. Dominante

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. Dos años después incrementó su participación al actual 67.3%.

Statoil tiene 23 mil trabajadores y presencia en 41 países, entre ellos México, país con el que firmó un acuerdo de cooperación. A diferencia de Pemex, Statoil da cabida a varios sindicatos que, a su vez, pertenecen a federaciones internacionales, como Industrial, basada en Ginebra, y con la que la empresa firmó el pasado diciembre un acuerdo de cooperación en materia laboral y de derechos humanos.

El Parlamento define el marco regulatorio que controla las actividades del sector y el gobierno lo aplica por medio de varios organismos, principalmente el Directorio Noruego del Petróleo, un consejo consultivo del Ministerio del Petróleo y la Energía que “ejerce la autoridad administrativa en relación con la exploración y la producción de los campos petroleros”, y que goza del derecho de “estipular regulaciones” sobre las que puede tomar decisiones.

Intervienen además la Autoridad para la Seguridad Petrolera, subordinada al Ministerio del Trabajo; la Autoridad Estatal para el Control de la Contaminación, dependiente del Ministerio del Medio Ambiente; así como el Ministerio de Pesca y Asuntos Costeros y la Oficina de Impuestos Petroleros, que depende del Ministerio de Finanzas. Es decir, que Statoil no puede otorgar concesiones ni regular la actividad petrolera, participa en ésta como un actor dominante, pero sujeto a la competencia del sector.

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 Directiva sobre Licencias dicta que éstas deben ser otorgadas sobre criterios de imparcialidad, objetividad, no discriminación y transparencia, aunque en la realidad el gobierno de Oslo “practica un sistema discrecional que no premia necesariamente a las mejores empresas solicitantes”, señalan Jane Wasenberg y Sondre Dyrland, abogados del despacho noruego especializado en la normativa petrolera Kluge Advokatfirma AD, en un documento fechado en 2010.

La licencia de exploración tiene una duración de tres años; la de producción se otorga por seis años, generalmente a varias empresas unidas en joint ventures (alianzas estratégicas) y 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. Esta licencia puede renovarse otros 30 años, pero sólo por la mitad de la superficie concesionada.

Las compañías asumen completamente los riesgos económicos de los proyectos que efectúan. Statoil únicamente cubre gastos de dicha empresas sólo si éstas hallan depósitos comercializables y si le

aseguran al Estado la recuperación de la mitad del capital. Una vez que resarció esos gastos, El Estado – a través de sus empresas– puede participar en la producción –y en las ganancias– del petróleo y gas o en la operación de ductos e instalaciones, puntualizan Wasenberg y Dyrland.

El procedimiento anterior, señalan, 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. Y ofrecen un dato revelador: 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.

3.5.2. Ingresos fiscales

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.

El gravamen al que están sujetos los ingresos de producción se basan en un sistema normativo de precios que fija diariamente un consejo del Ministerio del Petróleo y la Energía y que busca reflejar el precio al que se hubiera vendido el petróleo entre compañías independientes, que resulta más alto al precio con el cual se vende entre filiales, el dominante en el mercado.

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 actividad y cuyo costo el primer año es de 5 mil dólares por kilómetro cuadrado; el segundo año, de 10 mil dólares y cada año subsecuente, de 20 mil dólares.

Las obligaciones fiscales de las 60 empresas petroleras activas en Noruega son supervisadas por 43 especialistas que emplea la Oficina de Impuestos Petroleros; en caso de declarar información incorrecta o insuficiente, una petrolera puede recibir una multa de 30% a 60% del valor del impuesto evadido, precisan Jansen y Bjerke.

El gobierno noruego introdujo entre 2002 y 2005 medidas que permitieron a las petroleras deducir de sus ingresos netos gravables sus gastos de exploración, además de que en 2005 se creó un sistema estatal de reembolso anual del valor impositivo de tales gastos, señalan los expertos, quienes añaden que ello “atrajo más participantes a la industria y elevó el número de pozos perforados”.

“La industria”, analizan, “parece reconocer que el sistema fiscal está bien diseñado para el desarrollo y producción de grandes yacimientos y proyectos, pero cuestiona su efectividad en lo que respecta a recuperar o extender la explotación de varios campos que están en declive o en fase final de producción”.

En 2010 el Estado noruego recabó 26 mil 200 millones de dólares de impuestos directos del sector petrolero y otros 605 millones de dólares de impuestos medioambientales y cargos por área, de acuerdo con datos oficiales que manejan Jansen y Bjerke, puntualizando que las petroleras están entre las mayores contribuyentes del país: “Total E&P Norge AS, recuerdan, reportó en 2010 un pago de impuestos de 3 mil 500 millones de dólares”.

De acuerdo con su reporte financiero correspondiente a 2012, Statoil declaró haber pagado 22 mil 600 millones de dólares de impuestos.

La inversión de los ingresos petroleros en un fondo de pensiones es una de las características más admiradas del modelo noruego. 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, valía en 2012 más de 655 mil millones de dólares, equivalente a 1.15% del PIB mundial, según cifras del reporte anual del Banco de Noruega.

Ese capital, que no ha sido aún utilizado para jubilaciones, 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.

3.6. Argelia.

Se trata de una ley moderna y positiva. Sin embargo, en septiembre de 2006, se han introdujeron algunas enmiendas que proyectan ciertas sombras e incertidumbres. Por ejemplo, la subida de la imposición fiscal en origen ,impuesto entre el 5% y el 50% sobre ganancias excepcionales para los

contratos en vigor bajo la Ley de 1986– se traducirá en mayores ingresos para Argelia pero, en un escenario de riesgo, con fuertes oscilaciones de las cotizaciones de los hidrocarburos, y podría actuar como desincentivado del desarrollo de yacimientos en proceso de evaluación de reservas, por caída de su rentabilidad y, especialmente, del desarrollo de nuevos proyectos, dado que podría provocar una ampliación del periodo de retorno de las inversiones, que en estos últimos años se han incrementado notablemente. En cualquier caso, es prematuro establecer conclusiones sobre los efectos que podrían tener tales medidas en tanto no se publique el reglamento correspondiente.

Por lo que respecta a Sonatrach, la nueva normativa, que le permitirá tener una participación de al menos un 51% en los contratos de exploración y producción, además del derecho a ejercer con mayoría las actividades de transporte por oleoducto, la convierte en uno de los principales actores de la reforma, asignándole un papel cada vez más comercial e internacional en materia de gas natural.

Debo destacar que Sonatrach, con la que mantenemos una amplia colaboración, participa junto con nuestra compañía en el desarrollo del proyecto Medgaz –ambas con una participación del 20%, distribuyéndose el resto entre otras importantes empresas energéticas europeas–, que espero entre en operación a comienzos de 2009, para el transporte por gasoducto de 800 millones de metros cúbicos de gas natural, ampliable, entre Argelia y España.

Además, Sonatrach tiene una relación directa con Cepsa, dado que cuenta con una participación del 30% en Gepesa, sociedad promovida por nuestra compañía en actividades relacionadas con la cogeneración, e igual porcentaje en

Cepsa Gas Comercializadora, dedicada a la comercialización de gas natural en España.

3.7. Canadá

El sector de hidrocarburos canadienses es uno de los más abiertos en el mundo. Las provincias tienen jurisdicción total sobre sus recursos energéticos y dictan su propia estrategia de integración logística y comercial con EUA.

Las provincias canadienses son las encargadas de regular la explotación de los recursos dentro de su territorio. La provincia de Alberta genera 75% de la producción de hidrocarburos.

En Alberta, los recursos no renovables son administrados por el Ministerio de Energía de Alberta, que es la entidad que otorga los permisos de extracción. También administra y monitorea la eficiencia fiscal y el sistema de regalías. Asimismo, promueve la inversión en el sector, la eficiencia energética y la conservación ambiental dentro de la provincia. Además, para complementar el trabajo del Ministerio,

cuenta con la Junta de Conservación de Recursos Energéticos, un tribunal creado para regular dichos recursos. (Figura 9)



Figura 9. Ubicación de recursos Energéticos

Las compañías petroleras-los operadores-pagan impuestos a los gobiernos en los tres niveles: federal, provincial y municipal. Sin embargo, las regalías se pagan solamente a nivel provincial.

3.8. México

- Pemex aporta en promedio 34% de los ingresos del Gobierno federal cada año.
- El régimen fiscal de Pemex asegura recursos para el Estado en corto plazo a costa de la viabilidad financiera y operativa de la empresa en el tiempo.
- El régimen fiscal de Pemex no es competitivo internacionalmente.

El modelo institucional que históricamente ha regido a la industria energética mexicana ha materializado la propiedad del Estado sobre los recursos del subsuelo a través de la operación de una única empresa. Extraer petróleo nunca ha sido fácil, y como explicamos en el capítulo anterior, la tecnología y el talento son determinantes para el éxito o fracaso en la explotación de los recursos.

El mundo cuenta con reservas de hidrocarburos muy amplias. Sin embargo, la complejidad de los nuevos yacimientos hace que se requieran niveles crecientes de inversión, tecnología y talento. Actualmente, estos tres factores son mucho más escasos que los recursos mismos. Esta situación obliga a los países con recursos de hidrocarburos a competir entre sí para atraer inversión, tecnología y talento.

Antes de proponer cambios a las reglas del juego del sector de hidrocarburos mexicano, es importante entender cómo funciona, que áreas deben mejorarse y en qué sentido hacerlo. Por lo tanto, en este capítulo se discute el potencial.

Se concentra tanto en reservas como en recursos prospectivos; se dividen en sistemas cuencas ubicadas en la parte oriental del país, la mayor parte de ellas son colindantes o están dentro del golfo de México, en este sentido en 2012 se dio el primer descubrimiento de aceite en aguas profundas en el Golfo de México (Proyecto Área Perdido).

México ha perdido relevancia en la escena petrolera internacional. En el año 2000, el país ocupó el quinto lugar mundial en producción de crudo y el 12 en reservas probadas. Para el 2012 cayó a las posiciones 7 y 17, respectivamente. Las reservas probadas de gas también descendieron en el mismo periodo, la pasar de la posición 29 a la 36. Solo la producción de gas natural se ha mantenido constante (posición 12 y 13 durante los últimos 13 años).

Porcentaje de los ingresos derivados de los hidrocarburos para el sector público.												
2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
30%	30%	33%	36%	37%	38%	35%	37%	31%	33%	34%	34%	35%

3.8.1. MARCO INSTITUCIONAL DEL SECTOR: UN MODELO DE GESTION ESTATAL INEFICIENTE.

El modelo mexicano de gestión del sector de hidrocarburos no se ha adaptado a los cambios tecnológicos, al tipo de reservas en su territorio a nuevos modelos de operación internacionales, ni a su nuevo contexto regional.

El modelo de gestión del sector de hidrocarburos vigente en México está caracterizado por el dominio de Pemex. La empresa operadora estatal produce en un contexto sin competencia y con participación

muy limitada de inversión privada. El diseño institucional está relacionado con la convicción de soberanía nacional sobre la propiedad de los hidrocarburos. Este modelo, aunque con cambios y ajustes menores a lo largo del tiempo, está sujeto desde 1958 a restricciones constitucionales que impiden la participación de otros operadores en la industria.

El resultado ha sido un marco legal que otorga a Pemex la conducción y estratégica de todas las actividades relacionadas con la industria petrolera.

Desde su creación como compañía estatal y definición como operador único, Pemex ha adoptado el modelo de contratistas, que no invierten en los proyectos, ni comparten el riesgo si estos no son exitosos, trabajando con empresas privadas en actividades específicas como pueden ser perforación o levantamiento sísmico. Particularmente, cuando Pemex carece de capacidad tecnológica o de recursos, se han beneficiado de la aportación de estos contratistas. Pero como operador, Pemex tiene la responsabilidad de tomar todas las decisiones y arriesgar su capital.

Naturalmente, gana dinero si el proyecto es exitoso y pierde todas las veces que los proyectos no lo son.

Este apartado describe el modelo de gestión que rige al sector de hidrocarburos en el país, en la primera parte se explican brevemente los principales cambios derivados de la reforma de 2008 para posteriormente mostrar el régimen institucional y fiscal vigente.

3.8.2. LA REFORMA DE 2008 Y SUS LIMITANTES.

Los más recientes cambios jurídicos e institucionales en materia energética ocurrieron durante la administración federal 2006-2012 y en el periodo de la LX legislatura 2006-2009. Después de varias discusiones sobre cómo dotar al sector de hidrocarburos de herramientas que lo volvieran más productivo, se resolvió llevar a cabo una serie de modificaciones legales en la estructura de la empresa estatal. No obstante, el resultado no fue una reforma de fondo debido a la falta de consenso entre las principales fuerzas políticas y lo poco ambicioso del planteamiento inicial. Aun con la reforma de 2008, la restricción a la inversión privada en la cadena de valor permanece como eje central de la política energética nacional.

El punto inicial y objetivo principal de la reforma fue como revertir el efecto del agotamiento gradual del campo Cantarell. Otros de los temas discutidos fueron como aumentar las actividades de

exploración para identificar campos con valor comercial y como dotar de mayor autonomía de gestión a Pemex.

Dado ese contexto, el gobierno federal presento un paquete de iniciativas al Congreso de la Unión. Estas se pueden resumir en cuatro rubros: exploración y producción (upstream), refinación (downstream), finanzas públicas y de la empresa, y gobierno corporativo. Los principales cambios propuestos se presentan en la tabla siguiente.

ÁREA	Iniciativa Privada	Lo que logro la reforma 2008
Exploración y Producción (upstream)	Participación directa del sector privado en la exploración y desarrollo de yacimientos hidrocarburos	<ol style="list-style-type: none"> 1. La participación directa del sector privado (empresas operadoras) en la exploración y producción permanece restringida 2. Se delinea la figura de contratos incentivados para terceros (proveedores de servicios), conocidos como los CIEPS (contratos integrales de exploración y producción) Estos permiten la participación de proveedores en las actividades secundarias de la industria
Refinación (downstream)	<ul style="list-style-type: none"> • Competencia en la producción de gasolina • Participación del sector privado en la construcción y operación de refinerías 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Se mantiene el monopolio de Pemex en la refinación de petróleo y en la comercialización 2. Se ordenó la construcción de una refinería en Tula (originalmente prevista para 2016)
Finanzas	<ul style="list-style-type: none"> • Establecimiento de derechos de extracción de petróleo en niveles comparables a otros países • Dotar de recursos para necesidades de inversión de Pemex y apuntalar su balance financiero 	<ol style="list-style-type: none"> 1. El régimen fiscal de Pemex, no modificó, sigue ligado al presupuesto público 2. Compromiso plurianual a fin de reservar recursos para financiar futuras inversiones 3. Creación de un fondo de investigación y desarrollo de energía renovable 4. Nuevas reglas para el fondo de estabilización 5. Introducción de los bonos ciudadanos 6. Regímenes especiales para campos maduros, campos con complejidad técnica (Chicontepepec) y aguas profundas

Gobierno corporativo y regulación	<ul style="list-style-type: none"> • Responsabilidad del consejo de administración de la creación de valor económico • Creación de un órgano regulador independiente de Pemex , a cargo de definir la estrategia óptima de explotación y extracción de reservas 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Creación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos para regular y supervisar la explotación de las reservas de petróleo del país. 2. Cuatro consejeros profesionales para fortalecer el mandato institucional
-----------------------------------	---	--

En voz de varios especialistas, la reforma se trató de un cambio en Pemex más que de una reforma al sector de hidrocarburos. Varios temas clave no fueron abordados. Por ejemplo, no se tocaron temas como libre comercio de los productos derivados de los hidrocarburos, el papel del sindicato de Pemex en las decisiones estratégicas de la empresa, así como la productividad de la paraestatal.

Los cambios logrados en los primeros tres rubros incluidos en la tabla fueron marginales y no representaron modificaciones de fondo sobre las condiciones previas. El mayor cambio se dio en el rubro de gobierno corporativo y de estructura institucional. No obstante, la reforma no corrigió de fondo las dificultades de inversión u operación, el papel del presupuesto de Pemex como parte del presupuesto federal y de su figura como financiador del gasto público. La reforma de 2008 tampoco resolvió el tema fundamental de la falta de competencia en el sector.

Los contratos incentivados fueron una figura relativamente atractiva para las empresas de bienes y servicios y actualmente están en operación. Sin embargo, son contratos de servicios y actualmente están en operación. Sin embargo, son contratos donde las compañías funcionan como proveedoras de servicios de Pemex. Es difícil que, bajo este esquema, algún proveedor exija su aporte por una compensación con elementos de riesgo.

La experiencia de esta reforma es una clara lección. En opinión del IMCO⁴, para desplegar el potencial de hidrocarburos en el país es necesario hacer reformas profundas. Esto requiere evitar soluciones parciales de corto plazo. La reforma debe tocar la parte fundamental del problema: la existencia de un único operador que absorbe todas las actividades de la cadena de valor y cuya operación es muy difícil de controlar. Además este único operador tiene limitaciones de inversión y está impidiendo de hacer alianzas con otros operadores para hacerse tanto de tecnología como de talento.

Otro elemento importante de la reforma fue la creación de los nuevos contratos incentivados que son como contratos de producción compartida donde no se comparte la producción. Estos contratos que de acuerdo al consejero de Pemex, Rogelio Gasca Neri, eran parte de un modelo genérico originalmente

⁴ Instituto Mexicano para la Competitividad A.C

pensando para proyectos de aguas profundas y de pozos no convencionales, como Chicontepec, resultaron en algo insuficiente para atraer la inversión privada por no generar los incentivos necesarios para compensar los riesgos geológicos y financieros de proyectos no convencionales y de aguas profundas.

La legislación aprobada en 2008 continuó la prohibición de generar contratos donde se les pague a los particulares con un porcentaje del valor de la producción.


CARACTERISTICAS DEL SECTOR		CATEGORIA	ARABIA SAUDITA	CUBA	BRASIL	COLOMBIA	NORUEGA	CANADA	MEXICO
ASPECTOS GENERALES	Reservas probadas (miles de millones de bpc)	Número	265	0.124	14	1.9	5.3	174	10.2
	Producción diaria de crudo (millones de b/d)	Número	9.8	0.055	2.8	0.923	2	3.7	2.6
	¿Empresa estatal (NOC)?	Si, No	Si	Si	Si	Si	Si	No	Si
	Nombre del NOC	Nombre	Saudi Aramco	Cupet	Petrobras	Ecopetrol	Statoil	N/A	Pemex
UPSTREAM	¿Operadores distintos a NOC pueden participar de formas independientes en upstream a través de concesiones?	Si, No	No	Si	Si	Si	Si	Si	No
	¿NOC pueden asociarse con terceros en upstream?	Si, No	No	Si	Si	Si	Si	N/A	No
	Tipo de contratos que NOC puede suscribir con otras empresas en upstream	Producción compartida, Riesgos, Servicios	Contrato de servicio puro	Contrato de Riesgos, Servicios	Contratos de producción compartida, Servicios	Contratos de producción compartida, Servicios	Contratos de producción compartida, Servicios	N/A	Contrato de servicio puro
	¿NOC tiene operaciones internacionales en upstream?	Si, No	Si	No	Si	Si	Si	N/A	No
DOWNSTREAM	¿NOC puede asociarse con terceros en downstream?	Si, No	Si	Si	Si	Si	Si	N/A	No
	¿Participación privada o extranjera en refinación y petroquímica?	Si, No	Si	Solo en refinación	Si	Si	Si	Si	Solo en petroquímica
	¿Competencia en mercado de combustibles? (múltiples empresas y precios liberalizados)		No	No	Si	Si	Si	Si	No
	¿NOC tiene operaciones internacionales en downstream?	Si, No	Si	No	Si	No	Si	N/A	Si (Deer Park Houston con Shell)
INVERSION PROVADA EN NOC	¿NOC tiene participación privada?	Si, No	No	No	Si	Si	Si	N/A	No
	Porcentaje de acciones de NOC en manos de inversionistas distintos al Estado	%	0%	0%	44% *	10%	33%	N/A	0%
	Mercados financieros donde NOC coloca acciones	Países	Ninguno	Ninguno	Sao Paulo, Madrid, Buenos Aires, Nueva York	Bogotá, Nueva York, Toronto	Oslo, Nueva York	N/A	Ninguno
REGIMEN FISCAL	¿Régimen Fiscal flexible (tasas diferenciadas por proyecto)?	Si, No	No	No	Si	Si	Si	Si	No

Fuente: IMCO con información de la EIA (2013). Analysis Briefs. Obtenido en www.eia.gov

Nota: NOC= Empresa estatal del petróleo (National Oil Company)

Capítulo 4 EJEMPLO DE UN MODELO CIEP

4.1. Conceptualización de los Contratos Integrales EP

Objetivo: Maximizar la producción al menor costo  maximizar valor

No son para comprar bienes al mínimo precio

No son para construir obras a un plazo y costo determinado

El modelo se basó en prácticas internacionales que le brindaran a Pemex estabilidad y certidumbre y, a su vez, que permitieran desarrollar un esquema de negocio atractivo para el mercado. Para ello, el modelo incluye elementos como:

1. Tarifa por barril. Incentiva la producción
2. Recuperación parcial de costos. Reconoce el valor de mercado de los insumos; asimismo, la recuperación parcial incentiva el ahorro en costos
3. Límite con base en flujo de efectivo disponible. Asegura flujo de efectivo positivo para Pemex

Principios	<ul style="list-style-type: none">•Derechos sobre hidrocarburos: producción y reservas propiedad de la Nación•Contar con servicios•Remuneración a través de una tarifa por barril, usos de la industria y bajo un precio cierto•Alineación de intereses
Premisas	<ul style="list-style-type: none">•incentivos al ahorro y a la producción•Flujo efectivo no negativo para Pemex•Pemex predetermina los parámetros económicos, el modelo se cierra a través de una variable única de licitación: la tarifa por barril•Terminos y mecanismos generalmente aceptados por la industria petrolera•Asignación a través de licitación pública
Mecanismos	<ul style="list-style-type: none">•Recuperación parcial de gastos por barril•límite anual para pagos (FED)•Predeterminado: factor R, producción base, % tarifa producción base y exterior, fórmula de precios, etc.•Tarifa por barril, recuperación de costos, bloque, participación de Pemex, obligación mínima, plazo y fases

4.1.1. Tarifa cierra el modelo económico

Parámetros predefinidos



- Formula de flujo de efectivo disponible
- Porcentaje de recuperación de costos
- Factores de ajuste a la tarifa
- Formula de precios del crudo
- Producción base
- Porcentaje de la tarifa para producción base
- Equivalencia economica gas-aceite
- Plazo sujeto a limite economico
- Obligacion minima de trabajo
- Obligaciones de capacitacion y desarrollo sustentable

Tarifa (\$/b)
Única variable a definir
por el licitante



MODELO

4.1.2. Análisis del licitante

1. Paquete de información
2. Potencial esperado de las áreas
3. Perfil de producción
4. Costos
5. Precios

4.2. Modelo económico de la Ronda 1 y 2⁵

4.2.1. Ingreso del contratista = producción x tarifa (\$/b)

+ 100% gastos elegibles de exploración

+ 75% otros gastos elegibles

+ Producción base predefinida * % tarifa (\$/b)

+ Manejo de producción exterior * % tarifa (\$/b)

Sujeto a:

- Barriles en punto de medición
- Flujo de Efectivo Disponible (FED): mecanismo que asegura que PEP cubra sus obligaciones fiscales y obtenga flujo no negativo después de impuestos

Nota

- **La diferencia entre el monto a pagar y el FED se acarrea al siguiente año**
- **La producción base corresponde a la producción actual de las áreas con una estimación de la correspondiente declinación**

4.2.2. Gastos en exploración

- ✓ 100% recuperable conforme a la fórmula de pago
- ✓ Gastos en actividades que tengan por objeto incorporar reservas. Incluye:
 - Estudios topográficos, aéreos, geofísicos, geoquímicos y geológicos (incluyendo su interpretación)
 - Pozos exploratorios, incluye las pruebas
 - Adquisición y tratamiento de información geológica y geofísica
- ✓ Incentivo. Busca no limitar la inversión en exploración dada las características de las áreas
- ✓ Limita Gold plating. Dada la fórmula de remuneración, el pago de la inversión recuperable al 100% está sujeto al descubrimiento, desarrollo y producción
- ✓ El mecanismo de pago es ring fenced por contrato

⁵ Ronda 1 en la Región Norte y Ronda 2 en la Región Sur

Ejemplo de remuneración

Sísmica	= 5
Perforación exploración	= 20
Estudios	= 2
Workovers	= 10
	37
Opex	= 13
Total	= 50



Producción



Incremental

base

Precio: 80 dls/b

Tarifa: 5 dls/b

q (mmbce)

$$\text{Gastos recuperables exploración} = 100\% * 27 = 27.00$$

$$\text{Gastos recuperables resto} = 75\% * 23 = 17.25$$

$$10\% \text{ tarifa} * \text{producción base} = 10\% * 5 * 5.0 = 2.50$$

$$\text{Tarifa} * \text{producción incremental} = 5 * 2.5 = 12.50$$

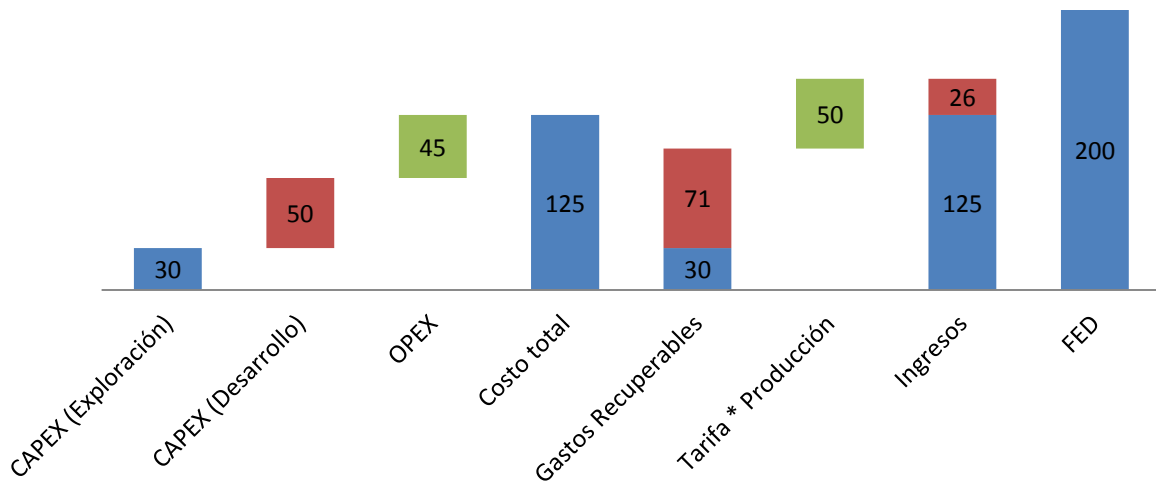
$$\text{Total} = 59.25$$

Nota: De darse el caso de que el FED no sea suficiente para cubrir el total, la diferencia será acarreada (carry forward)

4.2.2.1. Ejemplo del efecto del ahorro de costos

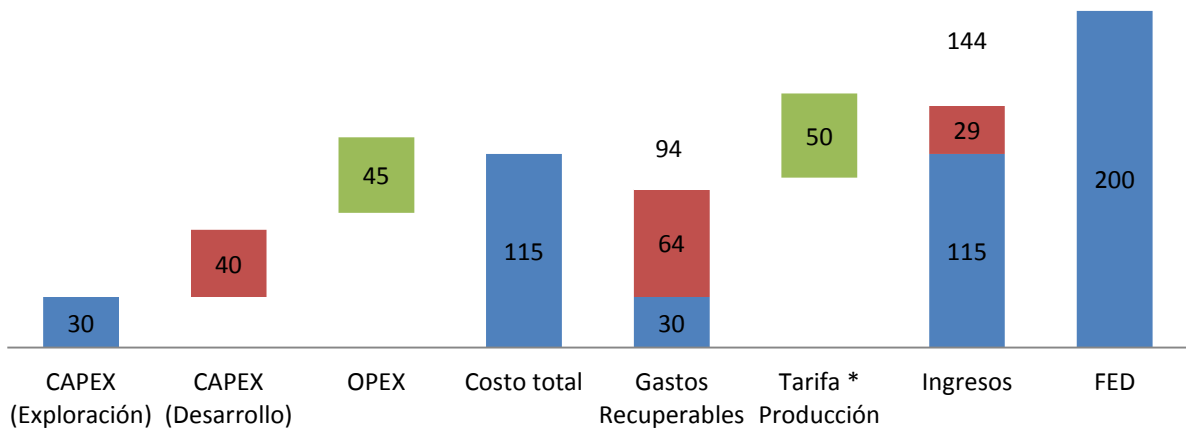
Caso base

- Producción: 10 MB
- Costos totales: \$125
- Ingreso/costo = 1.21



4.2.2.2. Menores costos: -20% de capex

- Producción: 10 MB
- Costos totales: \$115
- Ingreso/costo = 1.25



4.2.2.3. Ajuste de tarifa por inflación

Índice para ajuste de costos

50% Precios productor

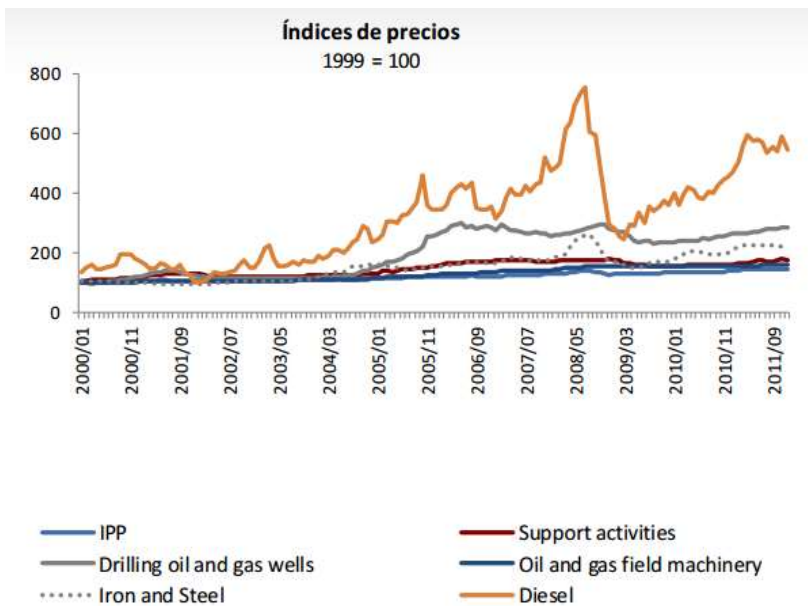
25% Perforación de pozos de crudo y gas

8% Hierro y acero

8% Diésel

5% Actividades de apoyo a operaciones de crudo y gas

4% Maquinaria y equipo para campos de crudo y gas



4.2.2.4. Ajuste por factor R

Ajustes a la tarifa por barril con base en la relación entre ingresos acumulados y gastos acumulados

La Tarifa se ajustará de acuerdo con el factor de ajuste de la tarifa (FAT), de acuerdo con lo siguiente:

$$R_t = \frac{\sum_{i=1}^{t-1} \text{Remuneraciones}_i}{\sum_{i=1}^{t-1} \text{Gastos del contratista}_i}$$

El factor R en 5 áreas:

Factor R	FAT
0, 1	100%
1<R<3	Interpolación lineal
R>=3	60%

Particularmente, para el área Atún, el factor R será:

Factor R	FAT
0, 1	100%
1<R<2	Interpolación lineal
R>=2	25%

4.2.2.5. Ejemplo de factor R

Tarifa = 6 usd/b

Periodo (t)	q (mmbce)	Costo (mmusd)	75% gastos elegibles (mmusd)	Tarifa*q (mmusd)
1	4.2	66	49.5	25.2
...
10	7	16	12	42
Total	56	410	307.5	336

Para t=11

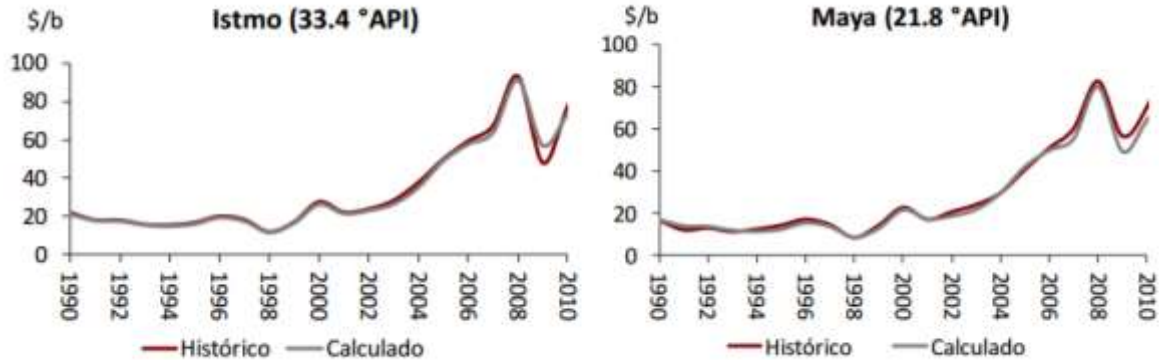
$$\text{factor}R_{11} = \frac{\sum_{i=1}^{10} \text{Remuneraciones}_i}{\sum_{i=1}^{10} \text{Gastos}} = \frac{307.5 + 336}{410} = 1.57$$

$$\text{Ajuste a la tarifa}_{11} = \frac{60\% - 100\%}{3 - 1} (1.57 - 1) + 100\% = 88.6\%$$

$$\text{Tarifa}_{11} = 0.886 * 6 = 5.32$$

4.2.2.6. Ecuación proxy del precio

$$P = [0.00838^\circ\text{API} + 0.68] * \text{WTS} + 0.1607^\circ\text{API} - 6.03$$



4.2.2.7. Términos del gas

- Tarifa por servicios de producción de gas en usd/mpc = 1/18 tarifa en usd/b
- A partir de 2013, el factor de equivalencia se modificará anualmente con el promedio del cociente de los precios del WTS y el Henry Hub de los doce últimos meses



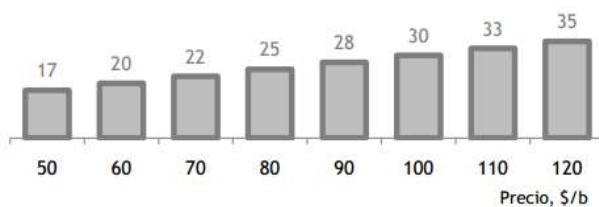
$$P_{\text{gas}} = \frac{P_{\text{WTS}}}{18}$$

P_{gas} = Precio de gas (usd/mpc)

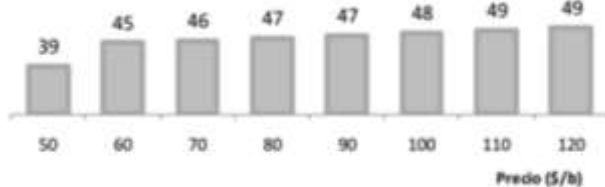
P_{WTS} = Precio de WTS (usd/b)

- La equivalencia del gas con respecto al aceite queda definida en términos económicos en lugar de emplear una equivalencia calorífica
- Régimen fiscal de Pemex aplicable a campos maduros
- El FED refleja los ingresos brutos menos impuestos de PEP
- Las áreas contienen campos a los que les aplica el régimen fiscal especial

4.2.2.8. Régimen general, dólares por barril



4.2.2.9. Régimen especial, dólares por barril



El FED es una estimación de los ingresos brutos que genera el proyecto menos los impuestos a pagar por PEP

Los impuestos a pagar se pueden expresar como una función del precio del crudo; por lo tanto, el FED por barril se puede expresar también como una función del precio

Cuenta de Abandono. La cuenta estará bajo el control conjunto de PEP y el Contratista. El objeto es crear una reserva para fondear las operaciones de Abandono.

- Grado de integración nacional y otras obligaciones
En términos de las leyes y tratados, y considerando que el contratista:
Es un proyecto integral
- El contratista selecciona a sus proveedores
- Fondea el proyecto
- Asume el riesgo de la ejecución

40 %de grado de integración nacional

Variable de adjudicación y criterio de desempate

- Menor tarifa (dentro del rango establecido por PEP) => propuesta ganadora
- Si la diferencia en menor a 5% con la menor tarifa, entonces:

Licitante	Δ% Tarifa respecto a la menor ofertada	7 x (Δ%T)	Factor de incremento a la OMT (> 1)	Desempate = Factor -7 x (Δ%T)
C	0%	0.000	1.100	1.100
D	1%	0.070	1.050	0.980
E	2%	0.140	1.100	0.960
F	2%	0.140	1.350	1.210
G	3%	0.210	1.150	0.940
H	4%	0.280	1.200	0.920
I	5%	0.350	1.400	1.050
J	6%			

$$Factor\ propuesto\ i = \left[\left(\frac{Tarifa\ ofertada\ i}{Menor\ tarifa\ ofertada} - 1 \right) \times constante \right]$$

¿En qué ayuda lo anterior?

- Alineación de intereses: incentivos a la producción y al ahorro
- Contiene factores que lo mantienen vigente en el mercado, manteniendo además un equilibrio entre las partes
- En términos generalmente aceptados en la industria
- No desincentiva la inversión en exploración
- Flexibilidad de ejecución —monto, plazo— en función a límite económico

Capítulo 5 MODELO CIEP EN EL CONTEXTO DE LA REFORMA ENERGÉTICA

5.1. Al sector de hidrocarburos

- i. El artículo 27 de la Constitución vuelva a decir lo que el Presidente Lázaro Cardenas dejó escrito, palabra por palabra, después de la expropiación petrolera.
 - La Constitución de 1917 plasmó en su Artículo 27 el régimen de la propiedad y dentro de éste, el dominio de la Nación de todos los minerales o sustancias que en vetas, mantos, masas o yacimientos, constituyan depósitos cuya naturaleza sea distinta de los componentes del terreno, entre otros, el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos. Dicha disposición facultaba al Gobierno de la República a otorgar concesiones, figura bajo la cual los particulares podrían aprovechar bienes del dominio de la Nación, con la condición de que se establecieran trabajos regulares para la explotación de dichos elementos. Así, se preveía la posibilidad de que los particulares extrajeran para su aprovechamiento el petróleo y demás hidrocarburos, bajo la figura de la concesión.
- ii. Restructurar a Petróleos Mexicanos, con el fin de darle mayor autonomía, mejor gobierno corporativo y de una organización institucional que consolide su posición como organismo productivo del Estado.
 - Los Organismos Subsidiarios de Pemex se integrarán en dos Divisiones: Exploración y Producción, enfocada a la extracción de hidrocarburos (petróleo y gas), desde la incorporación de reservas hasta la entrega para su transformación o uso final, y Transformación Industrial, orientada al procesamiento del petróleo y del gas en combustibles, petrolíferos y petroquímicos.
- iii. Establecer un nuevo régimen fiscal para PEMEX con condiciones similares a las que hoy tienes otras compañías en el resto del mundo, esto le permitirá ser más competitivo y contar con más recursos para inversión.
 - La propuesta que se incluirá en la Reforma Hacendaria estará alineada con la necesidad que tiene Pemex de ser más flexible para conseguir mejores resultados. Ello implicará un cambio de paradigma con dos componentes esenciales: primero, un pago de derechos más bajo que en la actualidad y, segundo, el remanente de ese pago de derechos se manejará de forma flexible y podrá ser reinvertido en la empresa o una

parte podrá ser transferida al presupuesto como si fuera un dividendo que podrá emplearse para gasto en escuelas, hospitales, infraestructura de agua o carreteras

iv. Fomentar una mayor transparencia y rendición de cuentas del sector hidrocarburos, a través del fortalecimiento institucional del Gobierno de la Republica y de sus órganos desconcentrados, la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Comisión Reguladora de Energía.

- La Secretaría de Energía será la encargada de establecer la política energética del país. A través de dicha dependencia, el Gobierno de la República asignará áreas específicas a Petróleos Mexicanos, o bien mediante concursos públicos, adjudicará y suscribirá contratos de utilidad compartida con Petróleos Mexicanos y con particulares para la exploración y extracción de hidrocarburos.

Los Contratos de Utilidad Compartida son en sí mismos vehículos de transparencia. Todo el dinero que recaude el Gobierno de Republica y el que se pague a las empresas será consultable y auditable en todo momento.

- La Comisión Nacional de Hidrocarburos concentrará toda la información geológica proporcionada por particulares, así como la que tenga y obtenga Petróleos Mexicanos. Además, tendrá la facultad de otorgar permisos de exploración superficial y perforación, así como de regular, en aspectos técnicos y de seguridad operativa, las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, el tratamiento y refinación de petróleo, así como el procesamiento de gas natural en nuestro país.
- La Comisión Reguladora de Energía también verá ampliadas significativamente sus facultades para otorgar permisos y regular la gestión de todos los tipos de transporte, almacenamiento y distribución de hidrocarburos y de los productos que se obtengan de su transformación, así como terminales de regasificación, compresión, licuefacción y descompresión.

v. Permitir que el Gobierno de la Republica otorgue contratos de utilidad compartida a PEMEX y empresas privadas para extraer petróleo y gas, así como otorgar a PEMEX y a particulares permisos de refinación, petroquímica, transporte y almacenamiento .

5.1.1. Exploración y extracción de hidrocarburos.

Asimismo, se modificó el Artículo 28 Constitucional, el cual establece que no constituyen monopolios las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en las áreas estratégicas, para señalar expresamente que tratándose de petróleo y demás hidrocarburos se estará a lo dispuesto por el Artículo 27.

La participación de particulares ocurrirá, como se establecía en las reformas cardenistas, a través de contratos de utilidad compartida para la exploración y extracción de hidrocarburos, suscritos con el Gobierno de la República.

Con el fin de contar con un mayor acervo de información sobre el subsuelo, se permitirá al sector privado realizar estudios de exploración superficial, teniendo la obligación de entregar la información obtenida al Gobierno de la República, quien mantendrá la propiedad de la misma.

La identificación de áreas con atractivo extractivo por parte de Pemex y de diversos actores, permitirá al Ejecutivo Federal contar con la mejor información para licitar los contratos de utilidad compartida para la exploración y extracción.

La conducción de los trabajos de exploración y extracción estará a cargo exclusivamente del Gobierno de la República, por lo que se mantendrá el texto del Presidente Lázaro Cárdenas de prohibir un régimen de concesiones.

En cuanto a los campos que ya están siendo operados, Petróleos Mexicanos tendrá la posibilidad de decidir si mantiene el esquema actual de asignaciones o somete a consideración del Gobierno de la República su migración al nuevo régimen contractual.

Con un amplio margen de libertad para tomar decisiones de negocios, Petróleos Mexicanos podrá elegir la manera en que participa en nuevos proyectos, ya sea individualmente o por medio de alianzas, según lo que más convenga a sus intereses.

Los nuevos contratos permitirán que los proyectos de Petróleos Mexicanos no sólo sean más eficientes en términos financieros y operativos, sino que también sean transparentes en su desempeño y que garanticen un componente de sustentabilidad y respeto al medio ambiente.

5.1.2. ¿Qué es lo que se espera con la Reforma Energética?

Permitirá generar un entorno atractivo para la inversión, fortalecer a Pemex y mantener el control de la Nación sobre los recursos naturales.

1. Lograr tasas de restitución de reservas probadas de petróleo y gas superiores a 100%.

Ello significa que el incremento de la producción estaría acompañado del des-cubrimiento de igual o mayor volumen de reservas.

2. Incrementar la producción de petróleo, de 2.5 millones de barriles diarios actualmente, a 3 millones en 2018, así como a 3.5 millones en 2025.

3. En el caso del gas natural, la producción aumentaría de los 5 mil 700 millones de pies cúbicos diarios que se producen actualmente, a 8 mil millones en 2018, así como a 10 mil 400 millones en 2025.

4. Se crearán cerca de medio millón de empleos adicionales en este sexenio y 2 millones y medio de empleos más a 2025.

5.2. Los Puntos Más Importantes Del Dictamen De La Reforma Energética En El Senado De La República.

5.2.1. Hidrocarburos

1. Los esquemas de contratación reconocen que el petróleo es propiedad de la nación en carácter de inalienable e imprescriptible, por lo que un esquema de concesiones permanece prohibido.

2. La nación llevará a cabo la exploración y explotación de los hidrocarburos (líquidos y gaseosos) mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares, en los términos de la ley reglamentaria. Las empresas productivas del Estado podrán también contratar con particulares.

3. En materia de exploración y extracción de hidrocarburos, se establecen cuatro modelos contractuales básicos. Serán, “entre otros”: 1) de servicios (con pagos en efectivo); 2) de utilidad compartida (con pagos hechos con un porcentaje de la utilidad aún no establecido formalmente); 3) de producción compartida (con pagos hechos con un porcentaje de la producción aún no establecido formalmente); 4) licencias (con pagos hechos por medio de la transmisión onerosa de los hidrocarburos, una vez extraídos éstos del subsuelo). También es posible una combinación de las cuatro opciones, que serán entonces para llevar a cabo por cuenta de la nación las actividades de exploración y extracción del petróleo, incluyendo las que puedan realizar las empresas productivas del Estado con particulares.

4. La Secretaría de Energía estará facultada a fin de otorgar permisos para tratamiento y refinación de petróleo, así como para el procesamiento del gas natural. Es decir, una vez extraídos del subsuelo, los hidrocarburos pueden ser vendidos por quien tenga su posesión, a fin de ser procesados, incluso dentro de territorio nacional.

5. La Secretaría de Hacienda determinará las condiciones relativas a los términos fiscales de los contratos y licitaciones en exploración y explotación de hidrocarburos que expida la Secretaría de Energía.

6. La Comisión Nacional de Hidrocarburos deberá brindar asesoría técnica a la Secretaría de Energía. Además, podrá autorizar servicios de reconocimiento y exploración superficial, la realización de las licitaciones, asignación de ganadores y suscripción de los contratos para exploración y explotación de hidrocarburos, la supervisión de los planes de extracción que maximicen la productividad del yacimiento en el tiempo y la regulación en materia de exploración y extracción de hidrocarburos.

7. La Comisión Reguladora de Energía tendrá facultades para otorgar permisos de almacenamiento, transporte, distribución por ductos de petróleo, gas natural, gas natural comercial, petrolíferos, la regulación de acceso de terceros a los ductos de transporte y almacenamiento de hidrocarburos y la regulación de ventas de primera mano de los mismos.

8. Pemex someterá a la consideración de la Secretaría de Energía (SENER), dentro de un plazo de 60 días naturales tras la aprobación del decreto, cuáles son las áreas en exploración y los campos en producción que el aún hoy organismo descentralizado esté en capacidad de operar, a través de asignaciones. La SENER contará con un plazo de 180 días naturales para dar su veredicto. Esto es lo que se denomina Ronda Cero.

9. Pemex podría continuar trabajando en proyectos vigentes en exploración por un plazo de tres años, prorrogables dos años más. Si hay éxito en los resultados esperados, la empresa podría continuar con las actividades de extracción. De no ser así, el Estado atraerá de nuevo los proyectos a fin de eliminarlos o reasignarlos.

10. Si en el proceso de adjudicación de asignaciones “se llegaran a afectar inversiones de Petróleos Mexicanos, éstas serán reconocidas a su justo valor económico en los términos que para tal efecto disponga (la SENER)”.

15. En un plazo no mayor a 12 meses de que entre en vigor la nueva Ley Reglamentaria del artículo 27 constitucional, el Ejecutivo tendrá que crear el organismo público descentralizado denominado Centro Nacional de Control del Gas Natural, encargado de la operación del sistema nacional de ductos de transporte y almacenamiento.

11. Se instruye al Ejecutivo federal a proponer al Congreso un programa de sustitución de subsidios generalizados por uno de subsidios focalizados en el rubro energético.

5.2.2. Fondo Mexicano del Petróleo (FMP)

17. Se llamará ahora Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo y recibirá todos los ingresos, con excepción de los impuestos. Este Fondo deberá transferir recursos de 10 por ciento al Sistema de Pensión Universal, de 30 por ciento para las inversiones en infraestructura y hasta de 10 por ciento para la formación de capital humano en universidades y postgrados. El fideicomiso se constituirá en 2014 para comenzar a operar en 2015. Será un fideicomiso público con el Banco de México como fiduciario.

18. El Fondo contará con un Comité Técnico integrado por los secretarios de Hacienda, Energía y el gobernador del Banco de México, así como cuatro miembros independientes que serán nombrados por el Presidente de la República, con la aprobación de dos terceras partes de la Cámara de Senadores. El presidente del Consejo Técnico será el secretario de Hacienda.

5.2.3. Órganos reguladores

23. La Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Comisión Reguladora de Energía se convertirán en órganos reguladores coordinados. Seguirán como órganos administrativos desconcentrados de SENER, aunque se les dotará de personalidad jurídica propia, autonomía técnica y de gestión.

5.2.4. Desarrollo sustentable

24. Se introduce el concepto de “sustentabilidad” en el artículo 25 constitucional para que en el desarrollo económico se tome en cuenta el entorno ecológico.

25. En las leyes secundarias, el Congreso deberá crear la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos como órgano administrativo desconcentrado de la SEMARNAT, con autonomía técnica y de gestión.

5.3. CONTRATOS INTEGRALES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (CIEP’S) Y CONCESIONES.

Más allá de las cuestiones técnico-jurídicas de una concesión o un contrato petrolero, será interesante indagar sobre que se pretende lograr a través de la implementación de una u otra figura. Con ello, no se trata de poner en el diván a los que participan en un contrato o una concesión petrolera. Esto es, no se trata de indagar sobre las “intenciones subyacentes” del Estado.

Por lo cual se definirán ambos conceptos (Contratos integrales de Exploración y Producción y Concesión Petrolera).

5.3.1. CIEPS:

- Entre las prioridades de Pemex está la reactivación de los campos maduros de hidrocarburos de la región sur de México, en los que existen reservas importantes que podrán ser explotadas si se atienden los retos técnicos y operativos.

Con este propósito, se anunciaron los Contratos Integrales EP o incentivados que van más allá de las tradicionales licitaciones, pues se contratarán por 25 años servicios integrales de evaluación, desarrollo y producción de hidrocarburos.

En éstos, los contratistas tendrán contraprestaciones conforme a una fórmula fija referida a dinero y número de barriles, e incentivos económicos por incrementos en la producción y abatimiento de costos operativos. No se generan derechos sobre producción, valor de la producción o reservas.

Los contratistas serán responsables de la prestación de los servicios con estándares internacionales y de la cobertura de los gastos para proveer personal, tecnología, materiales y financiamiento. Pemex Exploración y Producción (PEP), por su parte, controlará y supervisará los servicios; evaluará el desempeño del contratista y participará en 10% del proyecto y de la utilidad, a fin de reducir costos e incertidumbre en beneficio de la producción, transmitir a los contratistas información y experiencia de la paraestatal, y conocer tecnología y nuevas prácticas.

Sin prejuzgar el origen del capital, se propone la obligación de incorporar hasta 40% de contenido o valor agregado nacional (VAN), conforme al origen de los componentes y de los recursos humanos, materiales y servicios utilizados. La subcontratación se permite, siempre que no se transfiera a terceros la responsabilidad de los servicios.

Se prevén acciones de capacitación y educación para la investigación y el desarrollo sustentable, en la inteligencia de que corresponde a los contratistas la responsabilidad ambiental en el perímetro del área contractual y, en su caso, el pago de indemnizaciones conforme al contrato.

Los contratos son considerados como un activo con valor en el mercado, pudiendo los contratistas cederlos a título oneroso. También se puede cambiar al líder de la ejecución del contrato o al operador principal. En ambos casos se requiere la aprobación de PEP.

La adjudicación de los contratos mediante procedimientos de licitación pública se otorgará a quien oferte la menor tarifa por barril, previo cumplimiento de diversos requisitos,

principalmente experiencia en operación de campos con producción de entre 10 y 30 mbd; inversión de recursos en proyectos similares y certificación HSE.

Con este nuevo modelo, Pemex está buscando la mejor manera de renovar su actuación, dentro de los todavía acotados límites legales y sin menoscabo de los principios constitucionales.

Las empresas que participen tendrán que modificar sus estrategias tanto en los procedimientos licitatorios como en la administración de los contratos para estar atentos a su equilibrio financiero y control de riesgos.

Para las empresas mexicanas, resultará una oportunidad renovada para consolidarse y especializarse a través de alianzas, formación de consorcios o de sociedades con objeto único, independientemente de su participación activa como subcontratistas.

5.3.2. Concesión.

- Es el medio eficaz, dentro de nuestro Estado moderno, para entregar a los particulares ciertas actividades o la explotación de recursos federales, que la administración pública no está en condiciones de desarrollar ya sea por incosteabilidad económica, por impedimentos organizacionales propios o por inconveniencia política.

La concesión es una figura generadora de empleos y, por ende, estimula el fomento de la riqueza nacional, al mismo tiempo que refleja una actitud económicamente sana, ya que el estado podrá dirigir sus recursos económicos hacia proyectos o planes prioritarios y dejar a los particulares que cubran con su propio esfuerzo ciertas áreas de servicios o de explotación de riquezas nacionales.

La empresa concesionada tiene el derecho exclusivo de explorar y de haber un hallazgo comercial, explotar el hidrocarburo a su propio costo y riesgo, en determinada área y mediante el pago de impuestos y de regalías, frecuentemente pactado 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 la demanda nacional, y en su caso, de la regalía pagadera en especie.

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.

En suma, en la contabilidad de una concesión moderna hay tres capas principales que componen el sistema de flujos económicos de una concesión.

- Regalías: proviene del extremo superior de los flujos, del barril extraído, si el concesionario debe el 20% de un valor de 100 dólares por barril al Estado, entonces deberá pagar al Estado 20 dólares por barril.
- Deducciones : estas consisten en depreciaciones , agotamientos, amortizaciones y costos intangibles de perforación
- Impuestos: los ingresos remanentes después de las regalías y las deducciones son los ingresos gravables. Puede haber impuestos locales y federales. También la existencia de los impuestos específicos por actividades petroleras.

5.3.3. Concesiones en otras partes del mundo.

5.3.3.1. Reino Unido

El modelo de concesiones de Reino Unido es considerado uno de los más maduros, esto es, las concesiones en si han mostrado continuidad son ser inflexibles a la evolución de la industria. Además consiste en su equilibrio fino entre bases regulatorias y adaptabilidad a condiciones de mercado.

Sea cual fuere la propuesta del modelo económico , con predominancia pública o privada, el punto de acuerdo entre los partidos ha sido garantizar el abasto de petróleo para los ingleses, lo cual indica que las concesiones, la ser el esquema preferido del Reino Unido, las clausulas varían dependiendo del tipo de concesión , ya sea para proyectos costa afuera o de tierra, la diferencia más importante se refiere a que la concesión que tiene por objeto tierra adentro recibe un derecho exclusivo sobre un área específica.

En ambos casos, la concesión que autoriza a las empresas a explorar es independiente de la concesión para producir; y ni quiera implica el derecho de preferencia para producir, aun cuando los resultados de la exploración arrojen reservas potencialmente productivas. Este fraccionamiento obedece a varias razones una de ellas un mayor control sobre los programas de trabajo

5.4.3.2. Mar del Norte.

Noruega es un caso favorito para ilustrar el éxito de un esquema de industria de Estado, que utiliza concesiones como forma de negociación. De los países de Europa Occidental, Noruega es el segundo en producción y exportación de petróleo.

Las concesiones noruegas se describen de esta forma:

- a) El plazo de la concesión de exploración es de tres años; la concesión de producción es otorgada por seis años y renovable por otros treinta por el 50% del área concesionada.
- b) Los interesados en una concesión deben detallar el programa de trabajo que en su caso desarrollarían en los bloques de interés. no se otorgaran concesiones de producción hasta que el Ministerio de Petróleo y Energía, previa negociación con el solicitante, haya aprobado el programa de trabajo por un periodo de 6 años.
- c) Las concesiones no se otorgan por más de un bloque.
- d) La participación de Statoil, la empresa noruega, se lleva a cabo bajo un arreglo mediante el cual la empresa concesionada por el gobierno noruego “soporta” la totalidad del riesgo del proyecto hasta la determinación de un hallazgo comercial, momento a partir del cual Statoil se obliga a cubrir costos, a cambio de un porcentaje de la producción. Así Statoil participa de la producción pero también participa de los costos, siempre y cuando la producción permita su recuperación en un 50%.

5.4.3.3. Brasil.

Un aspecto relevante del marco jurídico contractual brasileño, en materia petrolera, es la falta de una prohibición expresa y formal para celebrar contratos, al menos en su orden constitucional. De ahí que Brasil haya podido ampliar su esquema contractual para dar cabida a una clase de contratos híbridos, resultante de la fusión de modelos internacionales. Por otra parte, debe mencionarse que el contrato riesgo brasileño era una “tropicalización” del típico pues establecía que Petrobras debía el control de las operaciones al inicio de la fase de desarrollo, mientras que otros Contrato Riesgo daban derecho a la empresa a continuar operando.

El esquema de concesiones brasileño se asemeja en gran parte al sistema del Mar del Norte y en general guarda un parecido importante con las concesiones del resto del mundo.

5.4.4. Derechos del concesionario:

- la vigencia total es de 36 años, La fase de exploración puede llegar hasta nueve años y puede ser prorrogada, según lo permita la concesión, la fase de producción tiene una duración de 27 años, contados a partir de la declaración de comercialidad.
- Los derechos del concesionario consisten en derechos exclusivos de perforación y producción en el área concesionada.
- El concesionario adquiere la propiedad del 100% de la producción de crudo en la boca de pozo con los derechos consiguientes de comercialización.

5.4.5. Obligaciones del concesionario.

- La empresa debe ser brasileña (creada conforme a las leyes brasileñas) la cual puede estar controlada por una empresa extranjera.
- La empresa asume todos los costos y riesgos de las operaciones para llevar a cabo el programa mínimo de exploración (PME) el cual se garantiza con garantía financiera.
- Debe presentar a la ANP y a terceros por los danos causados que resulten de las operaciones.

5.4.6. Régimen fiscal general.

La concesión e si se compone de los siguientes tributos pagaderos al Estado:

- Bono a la firma de la concesión.
- Regalías. La tasa actual es del 10% y en casos de excepción, puede reducirse al 5%.
- Participación especial, pagadera cada tres meses sobre los ingresos netos de los campos que generan volúmenes sustanciales de producción.
- Tarifas por la ocupación y retención del área. estas varían por kilómetro cuadrado dependiendo de la fase

Como todo instrumento contractual, las concesiones y los CIEPS muestran el horizonte de la voluntad, las restricciones y la libertad de las partes que participan en ellos. Desde el punto de vista puramente técnico-jurídico, los derechos y obligaciones dentro de los mismos muestra distintos grados de control estatal sobre la industria. Del lado del signo de menor control, un sistemas de concesiones, competitivo y, por tanto, con la presencia de actores múltiples de todos los tamaños, corresponde a un modelo de menor intervención y de mayor apertura estatal. En la participación de este último, le Estado actúa como “policía”, manifestándose en el cobro de impuestos y de regalías y a resguardar, cuando ello sea aplicable, la participación de una empresa estatal en la industria nacional.

Este no es el caso de los CIEPS en los cuales PEMEX mantiene, el control sobre el proyecto. A cambio de la ejecución exitosa de los trabajos realizados en el área contractual, el contratista recibe una compensación en efectivo, que se trata de un Contrato de Riesgo; si la empresa paraestatal (PEMEX), desempeña debidamente su papel de regulador, no existen motivos, para que pierda el control o dirección de los proyectos, ni tampoco para ver mermadas sus finanzas públicas.

La distinción de contratos es tal sencilla como esta:

- Si al contratista se le retribuye con un porcentaje de la producción, se está ante un “Contrato de Producción Compartida”.
- Si al contratista se le retribuye con el equivalente en efectivo de un porcentaje de la producción, se está ante los llamados “Contratos de Riesgos”. (entran los CIEPS)
- Si se paga una tarifa por un servicio prestado, se habla de un “Contrato de Servicios Puros”

La diferencia entre unos y otros versa meramente le forma de pago.

Los contratos de producción compartida son práctica habitual en países tan diversos como Indonesia, Argelia, Omán, Qatar, Irak, Filipinas, Malasia, China, Trinidad y Tobago, Angola, Nigeria, Guinea Ecuatorial, Gabón, Azerbaiyán, Kazajstán y la Federación Rusa.

Características principales:

- La empresa es la contratista exclusiva del Estado (y no concesionario) para llevar a cabo las operaciones petroleras en un área y por un tiempo determinado.
- El contratista opera bajo su propio riesgo y costos, pero bajo el control del Estado.
- De haber producción, esta pertenece al Estado, con la salvedad del porcentaje de producción debido al contratista por concepto de recuperación de costos y de división de ganancias.
- La empresa tiene derecho a recuperar costos tasados mediante la producción proveniente del área objeto del contrato.
- Efectuada la recuperación de costos, el balance de la producción es dividido, de acuerdo con un porcentaje pactado previamente entre la empresa y el estado. Este porcentaje es aumentando progresivamente a favor del estado en la medida de que aumentan los barriles, de conformidad con un fórmula determinada.
- Los ingresos netos de la empresa son gravables, salvo que CPC establezca lo contrario.

- Las instalaciones y equipos son propiedad del estado, ya sea 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, le contratista tiene la obligación de desmantelar las instalaciones y equipos en el área contratada.

CONCLUSIONES

En la actualidad en nuestro país con todo lo que está aconteciendo con una de las empresas más importante que se tiene, se necesita analizar a detalle la importancia de la explotación del petróleo así como quien y quienes lo van hacer.

Con el desarrollo de esta investigación, se pueden puntualizar varias cosas:

- México tiene una gran historia relacionado con el petróleo, por lo cual una gran experiencia en su explotación. De lo que sus campo ya tiene un tiempo considerable, afortunadamente siguen produciendo, pero no con el mismo ritmo de antes, por lo que PEMEX, ha tenido que ver la forma de sustituir eso con una nueva forma de explotación de esos campos. Es aquí en donde se involucra el modelo contractual que tiene nuestro país en el tema de hidrocarburos, que es de suma importancia para el desempeño del estado.
- El fin de este trabajo no es poner en discusión si está bien o no la aprobación de la Reforma Energética, pero la forma de los contratos tiene una repercusión considerable en las finanzas no nada más de Pemex sino también al estado, el ingreso de capital extranjero puede sonar muy atractivo, pero que sucede si no existe un régimen fiscal atractivo que se ofrezca desafortunadamente ninguna empresa extranjera vendrá al país a invertir.
- Para llevar a cabo el punto anterior se necesita estipular un marco regulatorio muy claro desde el principio, para evitar problemas que van desde la corrupción hasta el nivel técnico utilizado para la explotación de los campos.
- Los contratos integrales de Producción – Exploración que se llevaron a cabo no hace mucho, permitió a Pemex abrir un poco la puerta a una entrada financiera importante como nuevas formas de tecnología, pero no olvidemos que siguen siendo contratos de servicios, así que hay que poner atención que se lleven a cabo una explotación optima d ellos yacimientos, sin importar las presiones políticas, intereses particulares.

- De las tres rondas de licitaciones que han surgido de campos maduros, hubo un porcentaje alto en áreas contractuales desiertas, en el escrito mencionamos uno de ellos que fue Atún de la Región Norte, que se puede rescatar, de esa licitación, recordemos que a las empresas se les dan una serie de datos de esa área, la cual cada una de ellas realiza sus estudios correspondientes para proponer un precio de producción por barril, para poder ganar dicha licitación. El modelo del contrato es muy detallado en tiempos así como de la forma de trabajo, todo esto para llegar a un fin común que para ambas partes es ganar.
- Tenemos un retraso considerable comparado con otros países, muchos se preguntan por qué no copiar ese modelo de producción, pero hay que tomar en cuenta que muchos de esos países no tienen los problemas que tiene México, como lo es la corrupción, así pues uno de los planes de la reforma es darle mayor autoridad y autonomía a un órgano regulador como es la CNH (Comisión Nacional de Hidrocarburo) que tendrá la facultad de realizar y revisar las licitaciones, así como el cumplimiento del mismo.
- Para finalizar el análisis del trabajo, lo cierto es que debe ser primordial contar con la suficiente información para las nuevas modalidades de contratación para que sean herramientas para la mejora y el buen funcionamiento de una empresa importante en nuestro país
- Se cumplió con el objetivo de dicho trabajo que es hacer una recopilación de información tanto histórica como económica de los contratos integrales de PEP

Bibliografía

- Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos
- Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional
- Reglamento de La ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional
- Ley de Petróleos Mexicanos
- Reglamento de la Ley de Petróleos Mexicanos
- Tesis Génesis de la Expropiación Petrolera en México
- GRÜNSTEIN, Miriam, De la caverna al mercado Una vuelta al mundo de las negociaciones petroleras
- Régimen fiscal de Pemex
- "Decreto de la Reforma Energética"
- Apuntes personales, Universidad Nacional Autónoma de México.
- Principales elementos del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Organismos Subsidiarios 2013-2017
- EL SECTOR DE HIDROCARBUROS DE BRASIL, Ramón Blanco Balín
- Teoría General de la Concesión , Jorge E. Calafell
- Regulación del Régimen Laboral de Petroleros Mexicanos, Manuel Penagos Román
- Resumen Ejecutivo "Carrizo"
- Resumen Ejecutivo "Soledad"
- Resumen Ejecutivo "Arenque"
- Resumen Ejecutivo "Atún"
- Resumen Ejecutivo "Amatitlán"
- Resumen Ejecutivo "Miahuapan"
- Resumen Ejecutivo "Pitepec"

Referencias

- www.pemex.com
- www.pep.pemex.com
- <http://contratos.pemex.com>
- www.sener.gob.mx
- www.cnh.gob.mx

ANEXO A

Discurso del Presidente Lázaro Cárdenas con motivo de la Expropiación Petrolera

Palacio Nacional, a 18 de Marzo de 1938

A la Nación:

La actitud asumida por las compañías petroleras negándose a obedecer el mandato de la Justicia Nacional que por conducto de la Suprema Corte las condenó en todas sus partes a pagar a sus obreros el monto de la demanda económica que las propias empresas llevaron a los tribunales judiciales por inconformidad con las resoluciones de los Tribunales del Trabajo, impone al Ejecutivo de la Unión el deber de buscar en los recursos de nuestra legislación un medio eficaz que evite definitivamente, para el presente y para el futuro, el que los fallos de la justicia se nulifiquen o pretendan nulificarse por la sola voluntad de las partes o de alguna de ellas mediante una simple declaratoria de insolvencia como se pretende hacerlo en el presente caso, no haciendo más que incidir con ello en la tesis misma de la cuestión que ha sido fallada.

Hay que considerar que un acto semejante destruiría las normas sociales que regulan el equilibrio de todos los habitantes de una nación, así como el de sus actividades propias, y establecería las bases de procedimientos posteriores a que apelarían las industrias de cualquier índole establecidas en México y que se vieran en conflictos con sus trabajadores o con la sociedad en que actúan; si pudieran maniobrar impunemente para no cumplir con sus obligaciones ni reparar los daños que ocasionaran con sus procedimientos y con su obstinación.

Por otra parte, las compañías petroleras, no obstante la actitud de serenidad del Gobierno y las consideraciones que les ha venido guardando, se han obstinado en hacer, fuera y dentro del país, una campaña sorda y hábil que el Ejecutivo Federal hizo conocer hace dos meses a uno de los gerentes de las propias compañías, y que ese no negó, y que han dado el resultado que las mismas compañías buscaron: lesionar seriamente los intereses económicos de la nación, pretendiendo por este medio hacer nulas las determinaciones legales dictadas por las autoridades mexicanas. Ya en estas condiciones no será suficiente, en el presente caso, conseguir los procedimientos de ejecución de sentencia que señalan nuestras leyes para someter a la obediencia a las compañías petroleras, pues la substracción de fondos verificada por ellas con antelación al fallo del Alto Tribunal que las juzgó, impide que el

procedimiento sea viable y eficaz; y por otra parte, el embargo sobre la producción o el de las propias instalaciones y aun el de los fondos petroleros implicarían minuciosas diligencias que alargarían una situación que por decoro debe resolverse desde luego, e implicarían también, la necesidad de solucionar los obstáculos que pondrían las mismas empresas, seguramente, para la marcha normal de la producción para la colocación inmediata de ésta y para poder coexistir la parte afectada con la que indudablemente quedaría libre y en las propias manos de las empresas.

Y en esta situación de suyo delicada, el Poder Público se vería asediado por los intereses sociales de la nación que sería la más afectada, pues una producción insuficiente de combustible para las diversas actividades del país, entre las cuales se encuentran algunas tan importantes como las de transporte, o una producción nula o simplemente encarecida por las dificultades, tendría que ocasionar, en breve tiempo, una situación de crisis incompatible no sólo con nuestro progreso, sino con la paz misma de la nación; paralizaría la vida bancaria; la vida comercial en muchísimos de sus principales aspectos; las obras públicas que son de interés general se harían poco menos que imposibles y la existencia del propio Gobierno se pondría en grave peligro, pues perdido el poder económico por parte del Estado, se perdería asimismo el poder político produciéndose el caos.

Es evidente que el problema que las compañías petroleras plantean al Poder Ejecutivo de la nación con su negativa a cumplir la sentencia que les impuso el más Alto Tribunal Judicial, no es un simple caso de ejecución de sentencia, sino una situación definitiva que debe resolverse con urgencia. Es el interés social de la clase laborante en todas las industrias del país la que lo exige. Es el interés público de los mexicanos y aun de los extranjeros que viven en la República y que necesitan de la paz y de la dinámica de los combustibles para el trabajo.

Es la misma soberanía de la nación, que quedaría expuesta a simples maniobras del capital extranjero, que olvidando que previamente se ha constituido en empresas mexicanas, bajo leyes mexicanas, pretende eludir los mandatos y las obligaciones que les imponen autoridades del propio país.

Se trata de un caso evidente y claro que obliga al Gobierno a aplicar la Ley de Expropiación en vigor, no sólo para someter a las empresas petroleras a la obediencia y a la sumisión, sino porque habiendo quedado roto los contratos de trabajo entre las compañías y sus trabajadores, por haberlo así resuelto las autoridades del trabajo, de no ocupar el Gobierno las instituciones de las compañías, vendría la paralización inmediata de la industria petrolera, ocasionando esto males incalculables al resto de la industria y a la economía general del país.

En tal virtud se ha expedido el decreto que corresponde y se han mandado ejecutar sus conclusiones, dando cuenta en este manifiesto al pueblo de mi país, de las razones que se han tenido para proceder así y demandar de la nación entera el apoyo moral y material necesarios para afrontar las consecuencias de una determinación que no hubiéramos deseado ni buscado por nuestro propio criterio.

La historia del conflicto del trabajo que culminará con este acto de emancipación económica, es la siguiente:

El año de 1934 en relación con la huelga planteada por los diversos sindicatos de trabajadores al servicio de la compañía de petróleo El Águila, S.A., el Ejecutivo de mi cargo aceptó intervenir con el carácter de árbitro a fin de procurar un advenimiento conciliatorio entre las partes.

En junio de 1934 se pronunció el laudo relativo y en octubre del mismo año, una sentencia aclaratoria fijando el procedimiento adecuado para revisar aquellas resoluciones que no hubiesen obtenido oportunamente la debida conformidad.

A finales de 1935 y principios de 1936 el C. [ciudadano] Jefe del Departamento del Trabajo, por delegación que le conferí, dictó diversos laudos sobre nivelación, uniformidad de salarios y casos de contratación, tomando como base el principio constitucional de la igualdad de salarios ante igualdad de trabajo.

Con objeto de hacer desaparecer algunas anomalías, citó el propio Departamento, a una conferencia, a los representantes de las diversas agrupaciones sindicales, y en ellas se llegó a un acuerdo sobre numerosos casos que se hallaban pendientes y reservándose otros por estar sujetos a investigaciones y análisis posteriores encomendados a comisiones integradas por representantes de trabajadores y patrones.

El Sindicato de Trabajadores Petroleros convocó entonces a una asamblea extraordinaria en la que se fijaron los términos de un contrato colectivo que fue rechazado por las compañías petroleras una vez que les fue propuesto.

En atención a los deseos de las empresas y con el fin de evitar que la huelga estallara, se dieron instrucciones al Jefe del Departamento del Trabajo, para que, con la aquiescencia de las partes, procuraran la celebración de una convención obrero patronal encargada de fijar de común acuerdo los

términos del contrato colectivo y mediante un convenio que se firmó el 27 de noviembre de 1936.

En tal convención, las empresas presentaron sus contraposiciones y en vista de la lentitud de los trabajos, se acordó modificar el estudio dividiendo las cláusulas en económicas, sociales y administrativas para iniciar desde luego el examen de las primeras.

Las contingencias de la discusión revelaron las dificultades existentes para lograr un acuerdo entre los trabajadores y las empresas cuyos puntos de vista se alejaban considerablemente, juzgando las compañías que las proposiciones de los obreros eran exageradas y señalando a su vez los trabajadores la falta de comprensión de las necesidades sociales y la intransigencia de las compañías por lo que la huelga estalló, en mayo de 1937.

Las compañías ofrecieron, entonces y en respuesta a mis exhortaciones, aumentar los salarios y mejorar ciertas prestaciones y el Sindicato de Trabajadores, a su vez, resolvió plantear ante la Junta de Conciliación el conflicto económico y levantó la huelga el 9 de junio.

En virtud de lo anterior, la Junta de Conciliación y Arbitraje tomó conocimiento de ello y de acuerdo con las disposiciones legales relativas fue designada con el fin indicado, por el Presidente de la Junta, una comisión de peritos constituida por personas de alta calidad moral y preparación adecuada.

La comisión rindió su dictamen encontrando que las empresas podían pagar por las prestaciones que en el mismo se señalan, la cantidad de \$26 332 756,00 contra la oferta que hicieron las 17 compañías petroleras durante la huelga de mayo de 1937.

Los peritos declararon, de manera especial, que las prestaciones consideradas en el dictamen quedarían satisfechas totalmente con la suma propuesta, pero las empresas argumentaron que la cantidad señalada era excesiva y podría significar una erogación mucho mayor que conceptuaron en un monto de \$41 000 000,00.

Ante tales aspectos de la cuestión el Ejecutivo de mi cargo auspició la posibilidad de que el sindicato de trabajadores de la industria petrolera y las empresas debidamente representadas para tratar sobre el conflicto, llegaran a un arreglo, lo que no fue posible obtener en vista de la actitud negativa de las compañías.

Sin embargo de ello, deseando el Poder Público una vez más lograr un convenio extrajudicial entre las partes en conflicto, ordenó a las autoridades del trabajo que hicieran saber a las compañías petroleras su disposición de intervenir para que los sindicatos de trabajadores aceptaran las aclaraciones que habían de hacerse en algunos puntos oscuros del laudo, y que más tarde podrían prestarse a interpretaciones indebidas y asegurándoles que las prestaciones señaladas no rebasarían de manera alguna los \$26 332 756,00 no habiéndose logrado a pesar de la intervención directa del Ejecutivo el resultado que se perseguía.

En todas y cada una de estas diversas gestiones del Ejecutivo para llegar a una final conclusión del asunto dentro de términos conciliatorios y que abarcan períodos anteriores y posteriores al juicio de amparo que produjo este estado de cosas, quedó establecida la intransigencia de las compañías demandadas.

Es por tanto preconcebida su actitud y bien meditada su resolución para que la dignidad del Gobierno pudiera encontrar medios menos definitivos, y actitudes menos severas que lo llevaran a la resolución del caso sin tener que apelar a la aplicación de la Ley de Expropiación.

Para mayor justificación del acto que se anuncia, hagamos breve historia del proceso creador de las compañías petroleras en México y de los elementos con que se han desarrollado sus actividades.

Se ha dicho hasta el cansancio que la industria petrolera ha traído al país cuantiosos capitales para su fomento y desarrollo.

Esta afirmación es exagerada. Las compañías petroleras han gozado durante muchos años, los más de su existencia, de grandes privilegios para su desarrollo y expansión; de franquicias aduanales; de exenciones fiscales y de prerrogativas innumerables, y cuyos factores de privilegio, unidos a la prodigiosa potencialidad de los mantos petrolíferos que la nación les concesionó, muchas veces contra su voluntad y contra el derecho público, significan casi la totalidad del verdadero capital de que se habla.

Riqueza potencial de la nación; trabajo nativo pagado con exiguos salarios; exención de impuestos; privilegios económicos y tolerancia gubernamental, son los factores del auge de la industria del petróleo en México.

Examinemos la obra social de las empresas: ¿En cuántos de los pueblos cercanos a las explotaciones petroleras hay un hospital, una escuela o un centro social, o una obra de aprovisionamiento o saneamiento de agua, o un campo deportivo, o una planta de luz, aunque fuera a base de los muchos millones de metros cúbicos del gas que desperdician las explotaciones?

¿En cuál centro de actividad petrolífera, en cambio, no existe una policía privada destinada a salvaguardar intereses particulares, egoístas y algunas veces ilegales? De estas agrupaciones, autorizadas o no por el Gobierno, hay muchas historias de atropellos, de abusos y de asesinatos siempre en beneficio de las empresas.

¿Quién no sabe o no conoce la diferencia irritante que norma la construcción de los campamentos de las compañías? Confort para el personal extranjero; mediocridad, miseria e insalubridad para los nacionales. Refrigeración y protección contra insectos para los primeros; indiferencia y abandono, médico y medicinas siempre regateadas para los segundos; salarios inferiores y trabajos rudos y agotantes para los nuestros.

Abuso de una tolerancia que se creó al amparo de la ignorancia, de la prevaricación y de la debilidad de los dirigentes del país, es cierto, pero cuya urdimbre pusieron en juego los inversionistas que no supieron encontrar suficientes recursos morales que dar en pago de la riqueza que han venido disfrutando.

Otra contingencia, forzosa del arraigo de la industria petrolera, fuertemente caracterizada por sus tendencias antisociales, y más dañosa que todas las enumeradas anteriormente, ha sido la persistente, aunque indebida intervención de las empresas en la política nacional.

Nadie discute ya si fue cierto o no que fueran sostenidas fuertes facciones de rebeldes por las empresas petroleras en la Huasteca Veracruzana y en el Istmo de Tehuantepec, durante los años 1917 a 1920 contra el Gobierno constituido.

Nadie ignora tampoco cómo en distintas épocas a las que señalamos y aún contemporáneas, las compañías petroleras han alentado casi sin disimulos, ambiciones de descontentos contra el régimen del país, cada vez que ven afectados sus negocios, ya con la fijación de impuestos o con la rectificación de privilegios que disfrutaban o con el retiro de tolerancias acostumbradas.

Han tenido dinero para armas y municiones para la rebelión. Dinero para la prensa antipatriótica que las defiende. Dinero para enriquecer a sus incondicionales defensores.

Pero para el progreso del país, para encontrar el equilibrio mediante una justa compensación del trabajo, para el fomento de la higiene en donde ellas mismas operan, o para salvar de la destrucción las cuantiosas riquezas que significan los gases naturales que están unidos con el petróleo en la naturaleza, no hay dinero, ni posibilidades económicas, ni voluntad para extraerlo del volumen mismo de sus ganancias.

Tampoco lo hay para reconocer una responsabilidad que una sentencia les define, pues juzgan que su poder económico y su orgullo les escudan contra la dignidad y la soberanía de una nación que les ha entregado con largueza sus cuantiosos recursos naturales y que no puede obtener, mediante medidas legales, la satisfacción de las más rudimentarias obligaciones.

Es por lo tanto ineludible, como lógica consecuencia de este breve análisis, dictar una medida definitiva y legal para acabar con este estado de cosas permanente en el que el país se debate sintiendo frenado su progreso industrial por quienes tienen en sus manos el poder de todos los obstáculos y la fuerza dinámica de toda actividad, usando de ella no con miras altas y nobles, sino abusando frecuentemente de ese poderío económico hasta el grado de poner en riesgo la vida misma de la nación, que busca elevar a su pueblo mediante sus propias leyes aprovechando sus propios recursos y dirigiendo libremente sus destinos.

Planteada así la única solución que tiene este problema, pido a la nación entera un respaldo moral y material suficiente para llevar a cabo una resolución tan justificada, tan trascendente y tan indispensable.

El Gobierno ha tomado ya las medidas convenientes para que no disminuyan las actividades constructivas que se realizan en toda la República y para ello, pido al pueblo, confianza plena y respaldo absoluto en las disposiciones que el propio Gobierno tuviere que dictar.

Sin embargo, si fuere necesario, haremos el sacrificio de todas las actividades constructivas en las que la nación ha entrado durante este período de Gobierno para afrontar los compromisos económicos que la aplicación de la Ley de Expropiación sobre intereses tan vastos nos demanda y aunque el subsuelo mismo de la Patria nos dará cuantiosos recursos económicos para saldar el compromiso de

indemnización que hemos contraído, debemos aceptar que nuestra economía individual sufra también los indispensables reajustes, llegándose, si el Banco de México lo juzga necesario, hasta la modificación del tipo actual de cambio de nuestra moneda, para que el país entero cuente con numerario y elementos que consoliden este acto de esencial y profunda liberación económica de México.

Es preciso que todos los sectores de la nación se revistan de un franco optimismo y que cada uno de los ciudadanos, ya en sus trabajos agrícolas, industriales, comerciales, de transporte, etc., desarrollen a partir de este momento una mayor actividad para crear nuevos recursos que vengán a revelar cómo el espíritu de nuestro pueblo, es capaz de salvar la economía del país por el propio esfuerzo de sus ciudadanos.

Y como pudiera ser que los intereses que se debaten en forma acalorada en el ambiente internacional, pudieran tener de este acto de exclusiva soberanía y dignidad nacional que consumamos, una desviación de materia primas, primordiales para la lucha en que están empeñadas las más poderosas naciones, queremos decir que nuestra explotación petrolífera no se apartará un sólo ápice de la solidaridad moral que nuestro país mantiene con las naciones de tendencia democrática y a quienes deseamos asegurar que la expropiación decretada sólo se dirige a eliminar obstáculos de grupos que no sienten la necesidad evolucionista de los pueblos, ni les dolería ser ellos mismos quienes entregaran el petróleo mexicano al mejor postor, sin tomar en cuenta las consecuencias que tienen que reportar las masas populares y las naciones en conflicto.