



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

CONTRATOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA

TESIS PROFESIONAL
PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N :
SILVINO GARCIA VAZQUEZ
JOSE MANUEL URIBE SANDOVAL



DIRECTOR:
M.I. JOSE ANGEL GOMEZ CABRERA

MEXICO, D. F., CD. UNIVERSITARIA

FEBRERO 2004



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

CONTRATOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA

TESIS PROFESIONAL

PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

SILVINO GARCÍA VÁZQUEZ

JOSÉ MANUEL URIBE SANDOVAL

DIRECTOR: M.I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

MÉXICO, D.F., CD UNIVERSITARIA

FEBRERO 2004





UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-1150

SR. JOSÉ MANUEL URIBE SANDOVAL
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. en I. José Ángel Gómez Cabrera y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

CONTRATOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA

- RESUMEN**
- I INTRODUCCIÓN**
- II TIPOS DE CONTRATOS**
- III CONTRATOS DE SERVICIOS MÚLTIPLES**
- IV CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- BIBLIOGRAFÍA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

Cd. Universitaria, D.F., a 10 de noviembre de 2003

EL DIRECTOR

M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*JAGC*gtg



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIRECCIÓN
60-I-1149

SR. SILVINO GARCÍA VÁZQUEZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. en I. José Ángel Gómez Cabrera y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

CONTRATOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA

- RESUMEN**
- I INTRODUCCIÓN**
- II TIPOS DE CONTRATOS**
- III CONTRATOS DE SERVICIOS MÚLTIPLES**
- IV CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**
- BIBLIOGRAFÍA**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

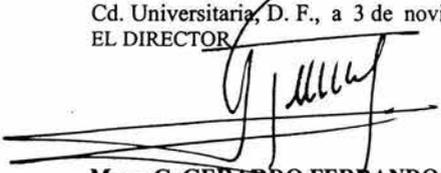
Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

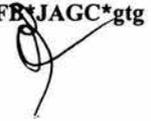
Cd. Universitaria, D. F., a 3 de noviembre de 2003

EL DIRECTOR



M. en C. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB*JAGC*gtg



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

“CONTRATOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA”

Tesis presentada por: Silvino García Vázquez

Número de Cuenta: 08805306-8

Dirigida por: M. I. José Ángel Gómez Cabrera.

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL

PRESIDENTE: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS

VOCAL: M. I. JOSÉ ÀNGEL GÒMEZ CABRERA

SECRETARIO: ING. MARTÍN TERRAZAS ROMERO

1ER. SUPLENTE: ING. JAVIER CALDERÒN NAVARRO

2DO. SUPLENTE: ING. MARTÍN CARLOS VELAZQUEZ FRANCO



Handwritten signatures of the jury members, including the President, Vocal, Secretary, and two substitutes, written over horizontal lines.

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

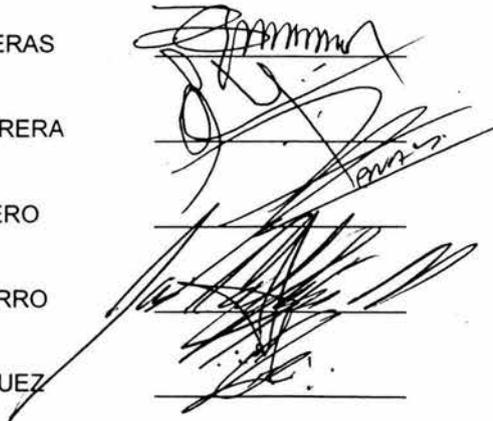
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

“CONTRATOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA”

Tesis presentada por: José Manuel Uribe Sandoval
Número de Cuenta: 09359562-1
Dirigida por: M. I. José Ángel Gómez Cabrera.

JURADO DEL EXAMEN PROFESIONAL

PRESIDENTE: ING. MANUEL VILLAMAR VIGUERAS
VOCAL: M. I. JOSÉ ÀNGEL GÒMEZ CABRERA
SECRETARIO: ING. MARTÍN TERRAZAS ROMERO
1ER. SUPLENTE: ING. JAVIER CALDERÒN NAVARRO
2DO. SUPLENTE: ING. MARTÌN CARLOS VELAZQUEZ FRANCO



Handwritten signatures of the jury members over horizontal lines. The signatures are written in black ink and are somewhat stylized and overlapping.

AGRADECIMIENTOS JOSÉ MANUEL

A Dios por enviarme a este mundo, por darme la familia que tengo, por otorgarme defectos y virtudes, por siempre estar a mi lado y por todo lo bueno y malo que he vivido.

Con todo cariño y amor para mi madre Martha Gloria Sandoval Buendía por haber depositado toda su confianza y esfuerzo, por enseñarme los principios y valores que han hecho de mí un buen hijo, por guiarme en el camino de la vida y por ser mi Ángel.

A mi padre Isaac Uribe

Velázquez por la formación de ser un hombre responsable y trabajador, por todo el amor incondicional y por la huella que dejaste en mí. Te extraño mucho (†).

A mis hermanas Martha Elena y Elizabeth por el apoyo moral y económico, por su comprensión y confianza, por las desmañadas y por ser como son conmigo.

A mi sobrina Karime por dar alegría en mi vida y enseñarme que en la vida no hay imposibles.

A mi Gabriela Sánchez Jiménez por llenar mi vida de amor, por compartir mis alegrías y tristezas, mis éxitos y fracasos.

Te Amo

A todos mis amigos quienes fueron ejemplo para que terminara la carrera.

A mi compañero y amigo Silvino quien deposito su confianza en mí para compartir el éxito de este trabajo.

Al M. I. José Ángel Gómez Cabrera por su tiempo, paciencia y comprensión en la realización de este trabajo.

A los Ingenieros:

Manuel Villamar Viguera

Martín Terrazas Romero

Javier Calderón Navarro y

Martín Carlos Velázquez

Franco por la atención y consejos para la terminación de este trabajo.

*A la Universidad Nacional Autónoma de México por permitirme pertenecer a esta máxima casa de estudios y por la formación como profesionista.
Estoy orgulloso de ser puma hoy y siempre.*

A los Ing. Miguel Ángel Maciel y Lic. Pilar Rendón por las facilidades prestadas y comentarios. Al Depto. De CSM de la Torre Ejecutiva de PEMEX.

Si cada vez que cae un hombre, sabe levantarse, llegara el día en que se levante para no caer más.

¡MIL GRACIAS!

AGRADECIMIENTOS SILVINO

A dios por brindarme la oportunidad de llegar a conseguir esta meta en mi vida, en compañía de mis seres queridos.

A mis padres el Sr. Ciro García N. y la Sra. Andrea Vázquez E. por el apoyo, comprensión, confianza y orientación que nos dieron a mis hermanos y a mi para formarnos como personas honestas y respetuosas y que siempre estaré en deuda con ellos.

A mis hermanos Elsa y Gonzalo por estar conmigo siempre y que siempre me han brindado su apoyo incondicional, cariño y quiero decirle que los quiero mucho.

A la Universidad Nacional Autónoma de México mi alma mater por darme los elementos y cualidades necesarias para poder me desarrollarme como persona y como profesionista por lo llevare en mi corazón el orgullo de ser puma.

Al M.I. Jose Angel Gomez Cabrera por su apoyo y paciencia para el desarrollo de este trabajo, le doy las más sinceras gracias por sus comentarios y observaciones.

A los profesores

Ing. Manuel Villamar Viguera

Ing. Martín Terrazas Romero

Ing. Javier Calderón Navarro

Ing. Martín Carlos Velásquez Franco

Por ser el jurado y que fueron revisores para la mejora de este trabajo y su interés de formar a los mejores ingenieros.

A mis amigo(a)s y compañero(a)s que en algún momento me brindaron su apoyo y su comprensión durante mi vida académica en la Universidad. Nombrar alguno en especial sería injusto para aquel que se olvidara

A José Manuel por ser mi amigo y compañero de tesis, y que siempre me brindo su amistad confianza y comprensión durante la realización de este trabajo esperando que no se rompa esa amistad formada.

Con mucho cariño

Silvino García Vázquez

CONTENIDO

PÁGINA

ÍNDICE	1
RESUMEN	4

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN	5
--------------	---

CAPITULO II TIPOS DE CONTRATOS

II.1 SISTEMAS FISCALES PETROLEROS	8
II.1.1 RENTA ECONÓMICA	8
II.1.2 GANANCIA DEL CONTRATISTA	11
II.1.3 ACUERDOS EN LAS GANANCIAS	12
II.1.4 ESTIMACIÓN GANANCIA PASO-PASO	14
II.1.5 VALORACIÓN DE LAS RESERVAS	18
II.1.6 NEGOCIACIONES	18
II.1.7 OBJETIVOS DEL GOBIERNO	19
II.1.8 OBJETIVOS DE LA COMPAÑÍA PETROLERA	20
II.2 FAMILIA DE SISTEMAS	23
II.2.1 SISTEMAS CONCESIONARIOS	23
II.2.2 SISTEMAS CONTRACTUALES	23
II.2.3 VARIACIÓN DENTRO DE LOS TÉRMINOS	25
II.3 SISTEMAS CONCESIONARIOS	27
II.3.1 DIAGRAMA DE FLUJO	28
II.3.2 REGALÍAS	29
II.3.3 DEDUCCIONES	29
II.3.4 CONTRIBUCIONES	29
II.4 CONTRATOS DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA	32
II.4.1 REPARTICIÓN DE GANANCIAS	33
II.4.2 CONVENIOS DE TRABAJO	34
II.4.3 REGALÍAS	35
II.4.4 COSTOS DE RECUPERACIÓN	36
II.4.5 COSTOS DE ABANDONO	38
II.4.6 UTILIDAD DEL ACEITE	38

II.4.7 COMERCIALIZACIÓN	39
II.4.8 PARTICIPACIÓN GUBERNAMENTAL	40
II.5 CONTRATOS EN INDONESIA	41
II.5.1 OMISIÓN DE REGALÍAS	42
II.5.2 RECUPERACIÓN DEL COSTO	42
II.5.3 PRIMERA PARTE DE LA PRODUCCIÓN	43
II.5.4 CRÉDITOS DE INVERSIÓN Y UTILIDADES	43
II.5.5 AJUSTE INTERNO DEL MERCADO	44
II.5.6 ACEITE NUEVO Y ACEITE VIEJO	45
II.5.7 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	46
II.6 CONTRATOS DE SERVICIO DE RIESGO	48
II.6.1 CONTRATO DE SERVICIO DE RIESGO EN FILIPINAS.	49
II.6.2 CONTRATO DE SERVICIO DE RIESGO EN ECUADOR.	50
II.6.3 CONTRATOS DE TASA DE RETORNO	53
II.7 ALIANZAS O JOINT VENTURE'S	54
II.8 CONTRATOS DE ASISTENCIA TÉCNICA	58

CAPITULO III CONTRATOS DE SERVICIOS MÚLTIPLES

III.1 CONTRATOS DE SERVICIOS MÚLTIPLES	62
III.1.1 TIPOS DE RESERVAS	70
III.1.2 ANÁLISIS DE LA CUENCA DE BURGOS	72
III.2 CLÁUSULAS DEL MODELO GENÉRICO	76
III.2.1 DEFINICIONES E INTERPRETACIÓN	76
III.2.2 OBJETO	77
III.2.3 MONTO Y PLAZO	79
III.2.4 OBRAS	81
III.2.5 CONTRA PRESTACIÓN Y FORMA DE PAGO	92

III.2.6 ADMINISTRACIÓN DEL CONTRATO	96
III.2.7 OTRAS DISPOSICIONES	97
III.3 MARCO REGULATORIO	109
III.3.1 CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS	112
III.3.2 LEY REGLAMENTARIA DEL ARTÍCULO 27 CONSTITUCIONAL EN EL RAMO PETROLERO	115
III.3.3 LEY ORGÁNICA DE PEMEX Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS	116
III.3.4 LEY DE OBRAS PUBLICAS Y RELACIONADAS CON LAS MISMAS	117
III.4 RÉGIMEN FISCAL ACTUAL	121
III.4.1 DERECHOS E IMPUESTOS DE PEMEX	122
III.4.2 PIDIREGAS	128
III.5 RÉGIMEN FISCAL PROPUESTO	130

CAPITULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	136
NOMENCLATURA	143
BIBLIOGRAFÍA	145

RESUMEN

El propósito de este trabajo es de proporcionar información referente a los diferentes tipos de contratos, entre los cuales se encuentran los Contratos de Servicios Múltiples (CSM), que son tema de actualidad e interés general, contratos de producción compartida, contratos de riesgo, contratos de servicios y regímenes fiscales que existen a nivel mundial.

Consta de cuatro capítulos, en el primero se hace una breve introducción de la importancia de los contratos; en el segundo capítulo se mencionan los contratos que existen en la industria petrolera y se explican sus características, así como ventajas y desventajas para el contratista y el gobierno anfitrión; haciendo referencia de países que utilizan este tipo de contratos. Se explica que son los sistemas concesionarios y contractuales.

En el tercer capítulo se explican los contratos de servicios múltiples con aplicación en una cuenca geológica

Finalmente en el cuarto capítulo se mencionan las conclusiones y recomendaciones de esta tesis.

INTRODUCCIÓN

La actividad petrolera ha estado ligada muy estrechamente a los movimientos sociales y políticos del país a través de distintas épocas, y desde luego ha tenido una relevancia vital en su evolución económica. Apenas es preciso decir que la expropiación de la industria petrolera ocurrida es la acción más significativa y elocuente de un país decidido a defender sus recursos naturales y su libre destino, ante la fuerte penetración de los inversionistas externos. Por ello es importante tener más información respecto a temas de contratos en esta industria ya sea sistemas fiscales, sistemas concesionarios y todo lo que involucre a esta industria.

En esta tesis se recopila y muestra información de los sistemas fiscales que utilizan la mayoría de los países petroleros, sus principales características, su impacto en sus finanzas públicas y su entorno social.

Se analizan diversos países que aplican el sistema de concesionamiento, contratos de riesgo y contratos de producción compartida. Las ganancias derivadas de la actividad petrolera serán evaluadas desde el punto de vista del concepto de renta económica.

También se muestra qué países y porqué están utilizando los llamados "sistemas fiscales de avanzada". Entre estos están los contratos de asistencia técnica, los contratos de la tasa de retorno y las alianzas o joint venture.

La industria petrolera internacional involucra un enorme valor y poder, y en muchos países el petróleo, ya sea exportador o importador domina la economía, de aquí se deriva que los ingresos fiscales en esta industria sean de vital importancia para el gobierno. Los principios geológicos, de ingeniería y financieros, son universales; sin embargo, en el terreno de los impuestos petroleros, hay un componente adicional que es la renta económica. En un país

petrolero el tema de los impuestos es tan importante, que el entendimiento de los principios básicos debe ser obligatorio.

El ingeniero petrolero, empresario, administrador o economista encuentra en el sector petrolero internacional, una diversidad de sistemas fiscales. Cada país estructura de manera distinta y única la forma de cómo aplicar sus impuestos. Cuando se dispone de los recursos naturales como el petróleo, los impuestos petroleros reciben especial atención así el gobierno busca retener grandes impuestos a través de fuertes regímenes fiscales.

En esta tesis se plantean tres objetivos; primero, se estudian y analizan los diversos sistemas fiscales petroleros en el mundo, incluyendo el algoritmo del cálculo. Segundo, se dará especial énfasis a los aspectos prácticos de los impuestos petroleros y a las relaciones contratista – gobierno.

Y tercero, se observara cómo en algunos países se busca capturar la máxima cantidad de renta económica a través de diversos sistemas fiscales.

CAPITULO

II

TIPOS

DE

CONTRATOS

II.1.- SISTEMAS FISCALES PETROLEROS

Los sistemas fiscales son diseñados por cada país cuyo objetivo es maximizar la obtención de riqueza de sus recursos naturales, por lo que su diseño debe tomar en consideración los riesgos políticos y geológicos como los beneficios potenciales. Para ello, deben diseñar sistemas fiscales que:

- Permitan una adecuada tasa de retorno, tanto para el Estado como para la industria.
- Desincentivar la especulación.
- Mantener al mínimo la complejidad administrativa.
- Proporcionar flexibilidad.

Algunos países usan el sistema contractual o el concesionario, otros ofrecen ambos arreglos, así como los contratos de producción compartida. Sin tener en cuenta el sistema usado el problema fundamental para llegar a acuerdos entre el contratista y el gobierno es el financiero; los costos son recuperados y las ganancias divididas, esto lleva directo a las contribuciones y la renta económica.

En la literatura especializada se menciona que existen más sistemas fiscales petroleros en el mundo que países, esto se debe a que en muchos países se negocian los términos, así un contrato puede tener términos diferentes que otro, en el mismo país. Además, en muchos países hay numerosas ventajas en el contrato como resultado de la evolución de los sistemas fiscales.

II.1.1.- RENTA ECONÓMICA

Se denomina renta económica a la diferencia entre el ingreso neto que recibe un recurso (tierra, capital, trabajo, recurso natural), asignado a un proyecto o actividad y el ingreso neto que recibiría en la mejor opción, es decir, es el costo de oportunidad, de esta manera un proyecto será conveniente (rentable), si es capaz de generar una renta económica positiva.

Dado un flujo de costos e ingresos monetarios, caracterizados por sus magnitudes y distribuidos en el tiempo, existen 2 indicadores de rentabilidad que determinan la capacidad de un proyecto para generar renta económica positiva: el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR).

TASA INTERNA DE RETORNO: Es el rédito de descuento que iguala el valor actual de los egresos con el valor futuro de los ingresos previstos, se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte. Si la tasa de rendimiento del proyecto - expresada por la TIR- supera a la tasa de corte, se le acepta; en caso contrario, se le rechaza.

VALOR PRESENTE NETO: Diferencia entre el valor actual de los flujos de fondos que suministrará una inversión, y el desembolso inicial necesario para llevarla a cabo. Se recomienda efectuar la inversión si el valor presente neto es positivo.

En la industria petrolera es la diferencia entre el valor de producción y los costos de extracción, estos costos consisten en la exploración normal, desarrollo, y costos de operación, así como una repartición apropiada de las ganancias para la industria petrolera, entonces la renta es el sobrante y es sinónimo de enormes ganancias. De esta manera los gobiernos intentan obtener una gran renta económica a través de varios tipos de impuestos, regalías, y bonos extras.

En la figura 2.1 se ilustra la asignación de ingresos en la producción de aceite y gas, los costos y la distribución de ganancias. La ganancia del gobierno es igual a los ingresos totales menos los costos, además se muestra la visión del gobierno en las ganancias de la producción compartida así como los costos de exploración, desarrollo y operación, también vistos de esta manera ya que finalmente en los contratos se puede recuperar los costos fuera de la producción, el resto es la renta económica, de esta manera el gobierno se estructura como un sistema eficaz.

I N G R E S O S T O T A L E S	GANANCIAS TOTALES		GANANCIA DEL GOBIERNO	RENTA	<ul style="list-style-type: none"> - BONOS - REGALÍAS - PRODUCCIÓN COMPARTIDA - IMPUESTOS
	COSTOS DE RECUPERACIÓN	C O S T O S T O T A L E S	GANANCIA DEL CONTRATISTA	DERECHOS DEL CONTRATISTA	
			OPERACIÓN		
			DESARROLLO		
			EXPLORACIÓN		

Fig.2.1.- Asignación de ingresos del aceite y gas.

El problema fundamental es cómo obtener o retener una renta eficiente, y es que de 10 exploraciones 9 no son exitosas. El margen de ganancia para la industria petrolera debe ser bastante grande tomando en cuenta los fracasos exploratorios, cuando se desarrollan los términos fiscales deben considerarse los riesgos, la teoría del valor presente, teoría de valor esperado, teoría de recaudación de impuestos, derechos del contrato, ingresos de la producción; que consistirán finalmente en la recuperación de la exploración, desarrollo y costos de operación, así como algunas ganancias.

El objetivo de los gobiernos, es diseñar un sistema fiscal donde los derechos de exploración y desarrollo adquiridos por compañías que garantizan ganancias, deben estar por debajo de las del gobierno. En una licitación eficaz, el orden competitivo puede ayudar a lograr este objetivo, además de buscar retener la renta económica en el momento de la transferencia de los derechos a través de la

producción en las regalías, producción compartida, e impuestos; el contratista y el gobierno por consiguiente comparten el riesgo, que podría ocurrir durante la producción.

El riesgo es un problema para las compañías petroleras, pero pueden limitar el riesgo a través de la diversificación de servicios; por otra parte el gobierno no puede diversificarse, simplemente no puede asumir el riesgo como cualquier compañía petrolera, esto es una importante dinámica en las negociaciones internacionales y en los diseños fiscales, desde el punto de vista gubernamental existe fuera del comercio "el riesgo", donde los bonos y regalías son usados para compensarlo a través de la producción compartida o la recaudación de impuestos.

Los bonos ofertados serán igual al valor presente de la renta económica. Este tipo de acciones se ven en algunas transacciones entre las compañías cuando la producción de gas y aceite es comprada y vendida por éstas. Lo opuesto de un bono puro será una ganancia basada en las contribuciones, es así como los gobiernos obtienen la mayoría de sus ingresos, esto hace que los bonos y regalías no se basen en las ganancias.

II.1.2.- GANANCIA DEL CONTRATISTA: EL COMÚN DENOMINADOR

Para realizar una adecuada repartición de las ganancias entre el gobierno y contratista, es necesario hacerlo por medio de porcentajes después de haberse sometido a impuestos, regalías y bonificaciones, al pasar por todas estas deducciones queda un monto, una parte para el gobierno y otra para el contratista.

Ambas partes deben de tener en consideración que las ganancias están en función de las reservas, tamaño del campo, numero de pozos y otras medidas económicas.

II.1.3.- ACUERDOS ENTRE LAS GANANCIAS DEL GOBIERNO Y EL CONTRATISTA.

- Existe un gobierno y una compañía petrolera.
- El contrato tiene limitaciones en ambas partes.
- Las ganancias se comparten en porcentajes por ambas partes.
- Sujetos a una carga fiscal similar.

En el sistema aplicado en Indonesia, los contratos de producción compartida se dividen en un 85% / 15%, esta división es a favor del gobierno, pero el contrato puede inclinarse en un 35% / 50% de la producción compartida, esto es debido al reembolso de costos o conocido como "recuperación de costos ", en Indonesia la ganancia del contratista es del 15%, este porcentaje es significativo y las fórmulas para determinarlo son las siguientes:

- Ingreso Operativo (\$) = Ingresos totales menos los costos totales, durante la vida del proyecto.
- Ingreso Federal (\$) = Regalías, impuestos, bonos, producción ò repartición de las ganancias, etc.
- Ganancias del Gobierno (%) = El ingreso federal – ingreso operativo.
- Ganancia del Contratista (%) = 1 – Ganancia del Gobierno.

La mejor manera para calcular a detalle este modelo económico, es usando un análisis de flujo de efectivo que se muestra en la tabla 2.1.

En el ejemplo se supone que los valores han sido recuperados a través de una proyección de flujo de efectivo, los ingresos totales son de \$1,000 dólares y los costos son de \$400 dólares. Por consiguiente, la ganancia total es de \$600 dólares antes de impuestos, entonces la ganancia compartida en el contrato es de \$250 dólares; esto es igual a un 42% de la ganancia del contratista y un 58% de ganancia del gobierno después de impuestos.

INGRESOS TOTALES	\$1,000	
COSTOS TOTALES	-400	CAPITAL Y OPERACIONES
INGRESOS OPERATIVOS	600	TOTAL DE GANANCIAS
IMPUESTOS Y REGALÍAS	\$350	PORCIÓN FEDERAL
INGRESO NETO DESPUÉS DEL IMPUESTO SOBRE LA RENTA	\$250	
GANANCIAS:		
CONTRATISTA	42%	(\$250/\$600)
GOBIERNO FEDERAL	58%	(\$350/\$600)

Tabla 2.1.- Calculo de las ganancias gobierno/contratista.

La limitación principal de esta estimación, es que no siempre es fácil considerar otros aspectos en un sistema fiscal dado, tales como los límites de la recuperación

de costos, la inversión de créditos, regalías o impuestos y las obligaciones internas de mercadotecnia (OIMs).

II.1.4.- ESTIMACIÓN PASO A PASO DE LA GANANCIA DEL CONTRATISTA.

1. Es conveniente trabajar en porcentajes. Inician con un 100% que representan los ingresos totales y substraer el porcentaje de regalías; con esto se obtiene el porcentaje de los ingresos netos.

2. Estimar el desarrollo global y la operación de costos para este caso, El 35%. Deducido del porcentaje del ingreso neto por encima de la vida del proyecto, estos costos van de un 20% al 40% de ingresos totales, si los costos exceden este nivel entonces parecerá un proyecto submarginal dependiente de un sistema fiscal. Una rápida estimación enfoca un rentable proyecto ya que las compañías normalmente no desarrollan campos subeconomicos. El costo estimado de 35% del ingreso total es el adecuado para proveer y comenzar en un punto común de referencia.

3. La recaudación de los impuestos y ganancia compartida del gobierno, se deriva de las ganancias de los contratos compartidos.

4. La recaudación del porcentaje de los costos del 100% (ingresos totales), es igual a las ganancias totales.

5. La división de las ganancias de los contratos compartidos, después de los impuestos sobre la renta por las ganancias totales, es la ganancia del contratista. Por ejemplo, suponiendo un sistema con un simple 15% de regalías y un 40% de impuestos sobre la renta, entonces los costos son iguales a un 35% de los ingresos totales, en este ejemplo, el contratista finaliza con un 46.15% de ganancias sobre el contrato.

En las tablas 2.2 y 2.3 se observa el flujo en efectivo de estos cinco pasos y de las ganancias contratista/ gobierno, respectivamente:

100%	Ingresos totales.
-15	Regalías (15 %).
85%	Ingreso neto de costos (%).
-35	Costos.
50%	Impuesto gravable.
-20	Impuesto sobre la renta (40 %).
30%	Impuestos sobre el contrato.
100%	(Ingresos netos) - (35 % costos) = 65 % ganancias.
30% + 65 % = 46.15 %	Ganancia del contratista.

Tabla 2.2.- Flujo den efectivo de la ganancia del contratista.

CALCULO DE LA GANANCIA ENTRE EL GOBIERNO Y EL CONTRATISTA		
Ingresos totales	\$719,877	
Costos Totales	-217,993	
Ganancias Totales	501,884	
Regalías	-89,985	
Impuestos	-144,165	
Ganancia Contratista	\$267,734	
Contratista	53%	(267,734 / 501,884)
Gobierno	47%	

Tabla 2.3.- Calculo de ganancias gobierno / contratista.

En la tabla 2.4 se muestra la ganancia del contratista, el costo de recuperación, y la participación del gobierno:

COMPARACIÓN DE TÉRMINOS / PAÍSES SELECCIONADOS

PAÍS	GANANCIA CONTRATISTA %	RECUPERACIÓN DE COSTOS %	PARTICIPACIÓN MÁXIMA DEL GOBIERNO %
Abú Dhabi (OPEP)	9—12	100	0
Albania	20—25	45	0
Angola	20	50	50
Austria	40—50	100	0
Brunei	28—30	100	50
Camerún	14—16	---	50
China	38—41	50—60	51
Colombia	30—37	100	51
Congo	30—35	100	50
Egipto	24—28	30—40	50
Gabón	20—25	40—45	10
India	30—42	100	30
Indonesia	11—13	80	15 ⁱ
Irlanda	75	100	0
Corea	36—40	100	0
Malasia	14—19	50—60	15
Moroco	40—44	100	0
Myanmar	21—23&	40	0
Nueva Zelanda	47—51	100	0
Nigeria	10—18	40	---
Noruega	18	100	---
Nueva Guinea	30—35	100	22,5
Filipinas	44—47	70	0
España	60	100	0
Siria	18—22	25—35	0
Tailandia	30—34	100	---
Estados Unidos	42—53	#	0
Vietnam	30	40	0

ⁱ LOS EJERCICIOS DE INDONESIA RARAMENTE SON CORRECTOS.
& LIBRE DE IMPUESTOS DENTRO DE LOS PRIMEROS TRES AÑOS.
ALTERNATIVA MÍNIMA DE IMPUESTOS.

Tabla 2.4.- Comparación de términos

II.1.5.- VALORACIÓN EN LAS RESERVAS

Antes de llevar a cabo cualquier contrato, debe de tomarse en cuenta un estudio de las reservas con exactitud, para esto deben de tomarse en consideración las reservas probadas, probables y posibles derivadas del desarrollo del campo, con la finalidad de hacer una proyección adecuada de la producción, y así poder estimar el alcance de las inversiones de las compañías petroleras y a su vez determinar el valor presente del campo que se desarrolle.

II.1.6.- NEGOCIACIONES

Los gobiernos tienen diversos sistemas fiscales que sirven para obtener la renta económica del sector petrolero, algunos son eficientes, balanceados y diestramente diseñados, el problema fundamental es que en ocasiones la exploración y el desarrollo están por debajo de las condiciones específicas del sistema fiscal, o sea, no son rentables para alguna de las partes.

El propósito de las contribuciones y la estructuración fiscal es capturar la máxima renta económica para dar a la industria una razonable proporción de las ganancias, durante las negociaciones se generan diferencias, principalmente por la repartición de las ganancias, pero son solucionados mediante acuerdos, dependiendo del tipo de régimen y contrato que se utilice.

II.1.7.- OBJETIVOS DEL GOBIERNO

El objetivo del gobierno anfitrión es optimizar al máximo la riqueza de sus recursos naturales, para lograr esto, los gobiernos deben diseñar sistemas fiscales tomando en cuenta:

- Proporcionar una “tasa de retorno”, una para el gobierno y otra para el contratista.
- Evitar especulaciones.
- Limitar la carga administrativa.
- Tener flexibilidad.
- Crear una competición sana y un mercado eficiente.

El diseño de un sistema fiscal eficaz debe tener consideraciones políticas y riesgos geológicos tan buenos como las recompensas potenciales.

La Republica de Malasia tiene uno de los sistemas fiscales más fuertes en el sureste de Asia ya que tiene un buen potencial geológico, esto significa que a muchas compañías les interesa hacer trabajos de exploración. Los gobiernos no son los únicos que crean la diferencia entre una tasa de retorno y una renta, en ocasiones el mercado trabaja de diferentes maneras y esto crea una gran variedad de formas de absorber la renta, así un país puede tener ganancias basadas en los impuestos con un rango del 85% o más como Indonesia, mientras que otro país puede tener un impuesto eficaz de tan sólo un 40%, como España, esto hace que varios países retengan una renta eficiente en la extracción de sus recursos, sin tener en cuenta el tipo de sistema que es utilizado.

II.1.8.- OBJETIVOS DE LA COMPAÑÍA PETROLERA

Los objetivos de las compañías petroleras, son construir y maximizar las operaciones de la producción de reservas de gas y aceite, al mas bajo costo y tener ganancias lo mas altas posibles, éstas deben buscar grandes campos (Yacimientos), desafortunadamente las regiones donde existen estos yacimientos se encuentran sistemas fiscales complicados y estrictos, justificándose a través de una zona geológica en potencia, esto hace que las negociaciones sean atractivas para ambas partes.

Los aspectos económicos primarios en las negociaciones de un contrato, son las obligaciones del trabajo y los términos fiscales, también conocidos como "términos comerciales ".

VALOR ESPERADO EN EFECTIVO (VEE)

$$\text{VEE} = (\text{recompensa} \times \text{pe}) - [\text{Capital de riesgo} (1 - \text{pe})]$$

Donde:

VEE	= Valor esperado en efectivo.
CAPITAL DE RIESGO	= Bonos, costo de pozos secos.
Pe	= Probabilidad de éxito.
Recompensa	= Valor presente del aceite descubierto, basado en un Análisis de flujo de efectivo menos el costo.

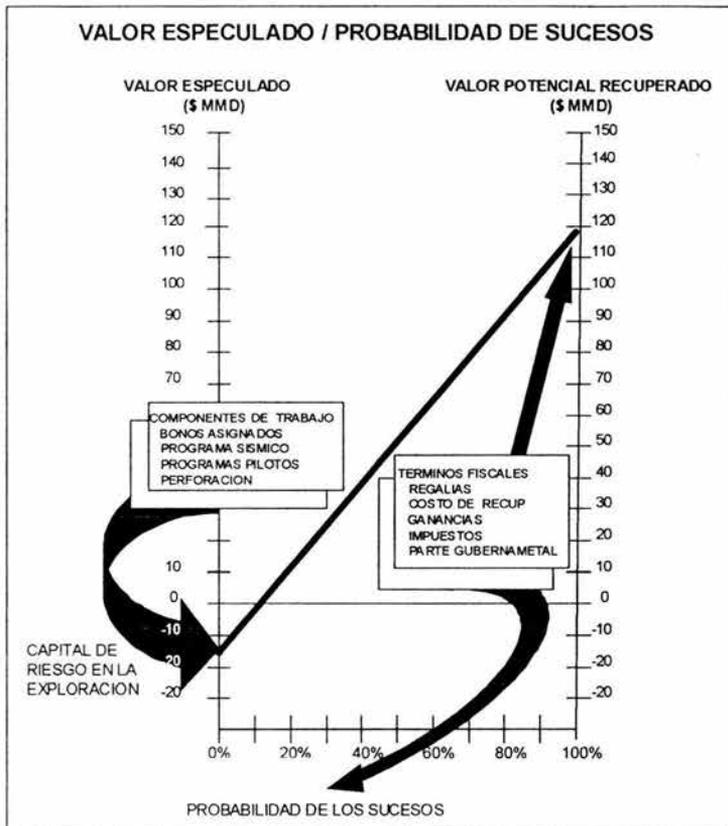


Figura 2.2.- Grafica de riesgo / recompensa.

La ecuación del valor esperado en efectivo influye en el promedio de ésta, esto es compensado por el valor del posible descubrimiento multiplicado por la oportunidad de producir, menos el capital de riesgo de la probabilidad de no ser descubierto. La figura 2.2 o la ecuación pueden ser usados de diferentes formas, por ejemplo:

Si el pozo tiene baja probabilidad de producción, el costo de un prospecto es de \$15 millones de dólares y la probabilidad de éxito es de 12.5%, entonces la mejor recuperación potencial será por lo menos de \$120 millones de dólares ó más. Bajo algunos sistemas fiscales más complejos en la industria petrolera, el valor presente se demuestra en las reservas subdesarrolladas con un valor de 50 centavos de dólar por barril, con respecto a las reservas recuperables. Para una perspectiva se incrementara a 240 mmbbls, pero si el capital de riesgo fue dividido a la mitad, entonces la parte requerida también se dividirá por la mitad. Si el valor presente descontado es de \$120 millones de dólares y el pozo con bajo nivel de producción cuesta \$15 millones dólares entonces el mejor escenario tendrá una probabilidad de éxito mayor al 12.5%, si la compañía cree que esta perspectiva tuvo un 20% de oportunidad de éxito, entonces el valor esperado será de \$12 millones de dólares.

$$\begin{aligned} \text{VEE} &= (\text{recompensa} \times p_e) - [\text{capital de riesgo} \times (1-p_e)] \\ &= (\$120 \text{ mdl} \times .20) - [\$15 \text{ mdl} \times (1 - .20)] \\ &= \$12 \text{ mdl de dólares} \end{aligned}$$

El valor esperado es influenciado por el capital de riesgo y los términos fiscales que parcialmente predominan en la recompensa, entonces el capital de riesgo tiene mas peso en la decisión del proceso de mercadotecnia debido al 20% de oportunidad de éxito, esto hace que el riesgo en dólares sea de 4:1. Con una proporción de éxito de alrededor del 10% la relación cambia de 9:1; los dólares en riesgo son críticos y es por qué se tiene demasiado atención en los compromisos de trabajo y bonos.

II.2.- FAMILIA DE SISTEMAS

Los gobiernos y compañías negocian sus intereses dentro de los dos sistemas básicos: **concesionario y contractual**. Las diferencias fundamentales entre ellos, son los diferentes conceptos de propiedad de los recursos petroleros (hidrocarburos). El problema de "propiedad "no sólo maneja el idioma, sino también el aritmético. La clasificación de los sistemas fiscales petroleros se muestran en la figura 2.4.

II.2.1.- SISTEMAS CONCESIONARIOS

Los sistemas concesionarios implican el permiso de la propiedad privada de los recursos minerales, Un ejemplo son los Estados Unidos, es el sistema concesionario donde los individuos pueden poseer derechos del petróleo (minerales), en la mayoría de los países el gobierno posee todos los recursos minerales; pero bajo los sistemas concesionarios transferirán el título de los minerales a una compañía; si esta la produce, entonces la compañía esta sujeta al pago de las regalías e impuestos.

II.2.2.- SISTEMAS CONTRACTUALES

En los sistemas contractuales, el gobierno retiene la propiedad de los minerales y las compañías petroleras tienen el derecho para recibir una porción de la producción o ingresos de la venta del aceite y gas de acuerdo con los contratos de producción compartida (CPC), ó un contrato de servicio.

La producción compartida está arraigada en la era francesa de Napoleón, por el concepto legal de la propiedad de los minerales; la riqueza del mineral, no debe

ser poseído por individuos, pero sí por el estado para el beneficio de todos los ciudadanos. De hecho, esta filosofía esta incluida en la Constitución de Indonesia de 1945, artículo 33.

“Toda la riqueza natural en tierra y en océanos esta bajo la jurisdicción del estado y será usada para el beneficio y bienestar de las personas.”

En la industria petrolera, Indonesia es pionera en los CPCs, con los primeros contratos firmados a mediados de 1960, Indonesia es el estándar de comparación para los CPCs. De acuerdo con el CPC indonés; en Francia donde la propiedad de la riqueza mineral es del estado, finalmente inspirado en los CPC, pero el sistema fiscal petrolero no esta basado en los CPC, esto es porque Francia tiene un sistema de regalías sobre impuestos de menor grado, donde la propiedad de la tierra y los minerales es sostenido por Hacienda. El contratista o el terrateniente se recompensan fuera de la producción de los minerales según un arreglo específico para compartir las ganancias, esto hace que el término de contratista se aplique sólo a los CPCs ó acuerdos de servicio.

Los arreglos contractuales están divididos en los **contratos de servicio y contratos de producción compartida**, la diferencia entre estos depende en si o no, el contratista recibe compensación en efectivo o en el tipo de (crudo). Ésta es una distinción bastante modesta y, como resultado los sistemas de ambas ramas normalmente son llamados CPCs, o a veces llamados acuerdos de producción compartida (APCs). En un sentido estricto este sistema es un contrato de servicio de riesgo porque el contratista es remunerado por una cuota por dirigir las operaciones de exploración y producción.

Con un acuerdo en el servicio de riesgo, el problema de propiedad es removido en su totalidad dentro de un contrato de servicio, el contratista entra en las ganancias compartidas y no en la producción. Con eso en mente el término ingreso compartido o la ganancia compartida hacen que los términos no sean los

apropiados en el contrato, sin embargo bajo algunos acuerdos de servicio el contratista tiene el derecho para comprar crudo al gobierno con un descuento, así que finalmente el contratista termina con el título del crudo.

A pesar de las diferencias entre los sistemas, es posible obtener los mismos resultados económicos bajo una variedad de sistemas, las diferencias materiales entre los **servicios de riesgo y los contratos de servicio** dependen de la cuota en la que se basan las ganancias.

Los contratos de servicios puros (NO RIESGO), son raros, en estos el contratista lleva a cabo exploración y trabajo de desarrollo en nombre del país organizador en base a una cuota, todo riesgo en la operación lo absorbe el Gobierno, este arreglo es característico de este-medio, donde el gobierno invierte capital para que otros países le proporcionen especialización y tecnología.

Los acuerdos de servicio pueden ser bastante similares a los acuerdos encontrados en las industrias petroleras, donde el contratista paga una cuota por realizar un servicio de no riesgo; durante la perforación estos acuerdos son pagados en base a los metros perforados y en base a cada hora de operaciones.

II.2.3.- VARIACIÓN DENTRO DE LOS TÉRMINOS

Las diferencias y similitudes en la que se encuentran los sistemas fiscales, han desarrollado una terminología, la cual esta sujeta a conceptos básicos que han evolucionado a través del tiempo y de los países que los utilizan.

En 1994 sólo nueve países usaban los acuerdos de servicios, comparados con 44 países que actualmente utilizan los CPCs. Comparando y haciendo un contraste

en los CPCs con los sistemas concesionarios, las diferencias mas dramáticas entre un sistema fiscal y otro, son las que tienen que ver con las imposiciones en las contribuciones; en conclusión, las dos familias principales donde existen acuerdos de tipo fiscal serán discutidos más adelante incluyendo:

- Joint ventures
- Contratos de asistencia técnica.
- Contratos de tasa de retorno.

Los Joint Ventures (JVs), no son de tipo contractual-fiscal, son comunes en la industria a través de los términos generales de operación (AGOs), y acuerdos de interés de trabajo entre las compañías, en los que el gobierno está involucrado, el término es principalmente usado para describir los acuerdos de las compañías petroleras nacionales que están en sociedad dentro del contrato y hacen referencia a la participación del gobierno, los JVs existen en los sistemas concesionario y contractual.

Los contratos de asistencia técnica (CATs), son usados para reforzar la recuperación de aceite (RA), éstos normalmente involucran reservas demostrando que se encuentran en una fase de recuperación primaria, creando una rápida diferencia en el desarrollo económico y en la exploración normal.

II.3.- SISTEMAS CONCESIONARIOS

Los acuerdos concesionarios predominaron a principios de los 60's, los primeros acuerdos consistían en un único pago de regalías para el gobierno y fueron desarrollados hasta ser cada vez mas grandes las regalías, una vez que los gobiernos ganaron mas poder se incrementaron los impuestos en este régimen, a finales de los 70's y principios de los 80's, varios gobiernos crearon impuestos adicionales para retener mucho mas ganancias despreciando el alto precio de la mezcla, ahora existen diversos dispositivos fiscales, impuestos y sofisticadas fórmulas creadas dentro de los sistemas concesionarios.

REGALÍAS.- Como se dijo, existen sólo dos normas que se refieren indirectamente en nuestra legislación a los contratos de regalías por la vía de regular, en lo que a la materia de liquidación de divisas se refiere, las regalías propiamente tales.

Respecto de los royalty o regalías se debe señalar, en una primera aproximación, que los autores se refieren a ellas no como a un contrato sino que, como la propia norma citada primeramente, como al ***monto que deba pagarse por el derecho a utilizar o explotar una marca comercial, una patente de invención, un modelo industrial, un know-how o una obra literaria, científica, musical o artística.*** Es decir, se trata del ***precio*** de los contratos tecnológicos, ***elemento de la esencia*** de los mismos.

BONOS.- Son títulos que representan una deuda contraída por una empresa o dependencia gubernamental. En algunos casos la emisión de bonos genera una obligación para el emisor (prestatario) de pagar al inversor (prestamista) flujos de intereses, mediante cupones periódicos o al vencimiento y además la amortización del principal. El cupón puede ser constante (tipo de interés fijo) o variable de acuerdo con algún indicador (tasa de interés variable).

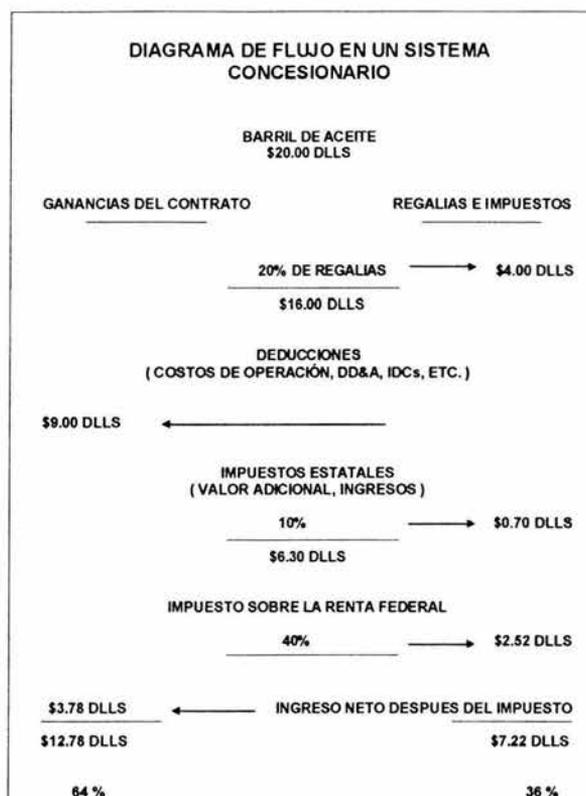


Figura 2.3.- Diagrama del Sistema Concesionario.

II.3.1.- DIAGRAMA DE FLUJO

En la figura 2.3 se muestra un sistema concesionario simple, este ejemplo determina el desarrollo del concepto del contratista y lo compara con otros sistemas, el diagrama ilustra las regalías, deducciones e impuestos y se maneja como base un barril de petróleo.

II.3.2.- PRIMERO: REGALÍAS

Las regalías son adecuadas y están fuera de cualquier gasto, o sea, son íntegras, en este ejemplo un 20% de las regalías son deducidas sobre los ingresos totales.

II.3.3.- SEGUNDO: DEDUCCIONES

Los costos de operación, depreciación, declinación y amortización (DD&A), y los costos intangibles de la perforación (CIPs), son deducidos de los ingresos netos para llegar al impuesto gravable. Los DD&A son una terminología común y cuando es usado se asume que se aplica en la depreciación y amortización, la mayoría de los países siguen este formato teniendo rangos limitados en las depreciaciones o amortizaciones que se derivan de los diferentes costos.

II.3.4.- TERCERO: CONTRIBUCIONES

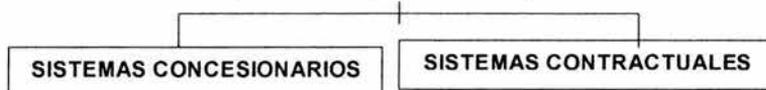
Los ingresos remanentes después de las regalías y deducciones son llamados impuestos gravables, en este ejemplo, se sujeta a dos leyes de contribuciones: el 10% estatal y 40% de impuestos federales; Los impuestos estatales son deducibles contra los impuestos federales, entonces el impuesto eficaz es por consiguiente de un 46%.

Con las deducciones en los impuestos, los contratos tienen ingresos totales compartidos del 64% y la ganancia es de \$11.00 dólares (\$20.00 - \$9.00 de costos), la ganancia compartida en los contratos es de \$3.78, entonces la ganancia del contratista es del 34.36%.

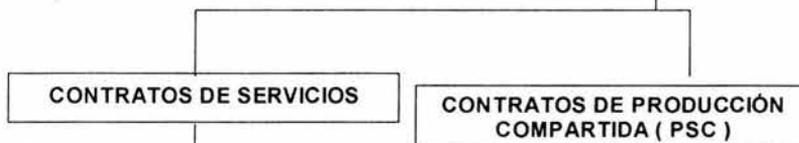
CLASIFICACION DE LOS SISTEMAS FISCALES PETROLEROS

ARREGLOS EN LOS SISTEMAS PETROLEROS

Las primeras sucursales en este negocio con el título de recursos minerales. Los sistemas concesionarios permiten privatizar este tipo de relaciones y en los sistemas contractuales, el estado se queda con este tipo de relación



La primer diferencia que descansa sobre los honorarios, es tomada en efectivo (servicios), o de tipo (contratos de ganancias compartidas).



También es referida en los acuerdos de la producción compartida

Primeramente dividido, si los honorarios son basados Por encima de los bajos honorarios (puros); o ganancias (riesgo).

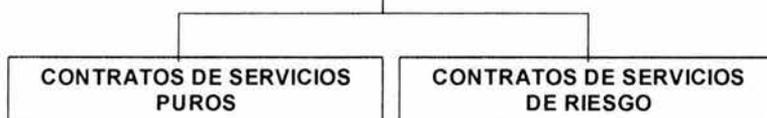


Figura 2.4.- Clasificación de los sistemas fiscales petroleros.

En la tabla 2.5 se observan las diferentes conceptos que se han usado a través del capítulo y especifica el contenido de cada termino.

ECUACIONES BÁSICAS DEL SISTEMA (REGALÍAS E IMPUESTOS)	
Ingresos Totales	= Total de Ingresos en aceite y gas.
Ingresos Netos	= Ingreso Total – Regalías.
% Ingresos Netos	= 100% - % Regalías.
Impuesto Gravable	= Ingresos Netos. - Regalías. - Costos de Operación. - Costos de Capital Intangible.
Deducciones	- CA (Costo de Abandono). - Créditos (si, son autorizados). - Interés del Financiamiento. - Impuesto Perdido. - Bonos.
Flujo Neto en Efectivo	= Ingresos Totales. - Regalías. - Costo de Capital Intangibles. - Costo de Capital Tangible. - Costos de Operación. - Bonos e Impuestos.

Tabla 2.5.- Ecuaciones usadas en las regalías e impuestos.

II.4.- CONTRATOS DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA

Los Contratos de Producción Compartida es el convenio que existe entre el gobierno y una compañía particular donde a ésta se le concede un porcentaje de la producción y es negociable.

Los elementos básicos de un sistema de producción compartida son mostrados en la tabla 2.6, y se encuentran siempre en sistemas concesionarios con la excepción del límite de costo de recuperación.

Estructura Fiscal / Contractual En La Producción Compartida		
	Legislación Nacional	Negociación del Contratista
Aspectos Operacionales	Participación del Gob. Propiedad transferida Arbitraje Aseguramiento	Compromiso de trabajo Renuncia Comercialización
Elementos de la Producción compartida o ingresos	Regalías* Impuestos* Proporciones de depreciación Créditos de inversión	Bonos Extraordinarios límite de Costos de Recuperación Producción Compartida*
*Normalmente asociado con la toma del contratista		

Tabla 2.6.- Estructura fiscal de la producción compartida.

En la tabla 2.6 se muestran aspectos negociables entre el gobierno y contratista, pero normalmente se determinan aplicando la legislación, usualmente éstos están sujetos a las agencias gubernamentales responsables de las negociaciones, donde se exige flexibilidad para compensar las diferencias entre cuencas, regiones y campos.

II.4.1.- REPARTICIÓN DE GANANCIAS

La mecánica del cálculo es muy similar a los contratos de riesgo en donde existe un impuesto del 40% sobre la parte que se le asigno a la empresa, en este ejemplo como base de un barril de aceite, a la empresa se le otorga el 20% y al gobierno el 80% (una vez descontados los costos). En la figura 2.4 se muestran los cálculos para el flujo de efectivo del contratista bajo un Contrato de Producción Compartida.

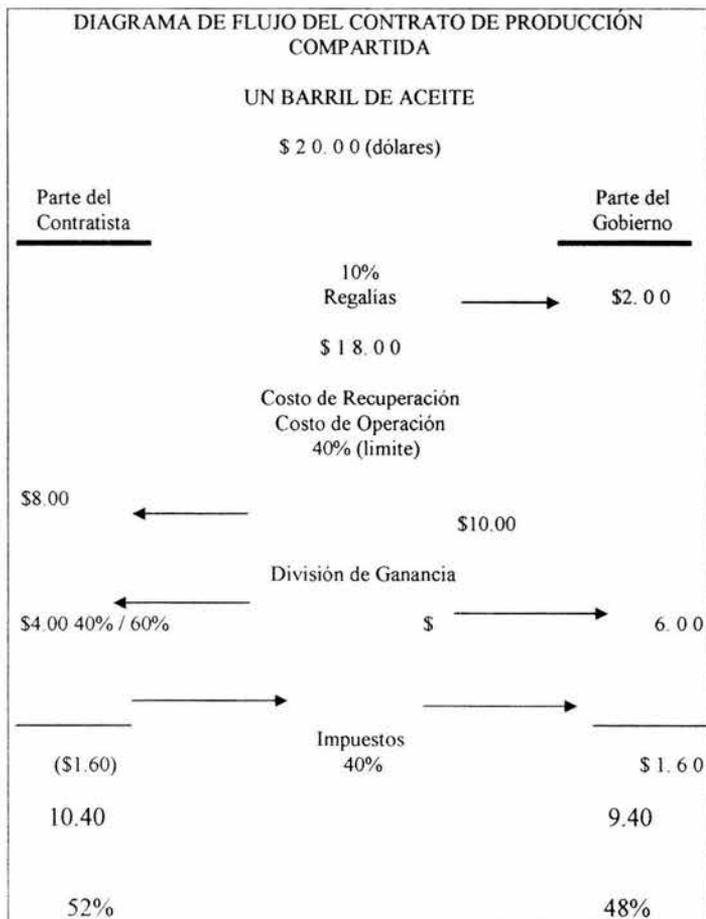


Figura 2.4.- Diagrama de flujo de la producción compartida.

II.4.2.- CONVENIOS DE TRABAJO

Los convenios de trabajo están generalmente medidos en kilómetros de datos sísmicos y número de pozos, hay algunos casos dónde el compromiso de trabajo sólo puede consistir en la adquisición de los datos sísmicos con una opción de perforación, estas son referidas como opciones sísmicas.

Estos convenios incluyen la mayoría de los riesgos de exploración del petróleo, donde los impuestos no están predeterminados ya que varios pozos exploratorios resultan estar secos, entonces sólo hay entre el 10% y el 15% de oportunidades de conseguir un convenio exitoso en las negociaciones y a su vez los negociadores ponen demasiada atención en el contrato, cabe mencionar que los términos del convenio delimitan penalizaciones y compromisos en los trabajos no realizados.

Las variables principales en el diseño fiscal son enlistadas a continuación.

- Bonificaciones al firmar el contrato.
- Regalías.
- Límite de costo de Recuperación.
- Utilidad de la ganancia del aceite.
- Impuesto sobre la renta.
- Participación gubernamental.
- Ganancia del gobierno.

Los pagos en efectivo en ocasiones se pagan al finalizar las negociaciones y al firmar el contrato. Aunque los pagos en efectivo son muy comunes, el bono ó pago extraordinario puede consistir en equipo ó tecnología y se hacen cuando la

producción va desde que se obtiene un contrato de área de campo, hasta alcanzar un nivel específico, este bono es variable dentro de los CPC.

II.4.3.- REGALÍAS

Una regalía es una proporción específica que se cobra de una cantidad fija por barril o tonelada, y también es conocida como "arancel de la exportación".

Las regalías son un concepto fundamental y similar en todos los sistemas fiscales, éstas se toman por encima del ingreso total y algunos sistemas permiten un respaldo de costos de transportación, esto ocurre cuando hay una diferencia entre el cálculo de las regalías propuestas y el punto de venta.

Un aspecto de las regalías es la falta de práctica dentro de la industria y es que pueden causar que la producción llegue a ser prematuramente antieconómica, esto sería desventaja para la industria y el gobierno.

Las escalas de regalías tienen un rango de 0% a 20% donde arriba del 15% es excesivo, es ineficiente y contraproducente tener las regalías altas. Por ejemplo, un 20% de regalías en \$18.00 dólares es \$3.60 por cada barril, esto hace una gran diferencia de desarrollo en campos pequeños teniendo una producción marginal, para esto el remedio es la escala de porcentajes.

El rango encontrado en los diferentes sistemas fiscales petroleros, es la escala de porcentajes usada para las regalías, impuestos y otros términos y esta basada en la producción promedio diaria. En la tabla 2.7 se muestra una escala de Rangos de regalías que van del 5% al 15% en 10,000 BPD. Si la producción promedio diaria es de 15,000 BPD entonces la regalía eficaz agregada pagada por el contratista es de 6.67% (10,000 BPD a 5% + 5,000 BPD a 10%).

Promedio	Producción diaria	Regalía
Primera Parte	Menos de 10,000 BPD	5 %
Segunda Parte	10,001-20,000 BPD	10 %
Tercera Parte	Más de 20,000 BPD	15 %

Tabla 2.7.- Escala porcentual de regalías.

Toda producción está sujeta a una alta regalía, por lo que las escalas porcentuales funcionan de manera diferente, al menos de que se especifique lo contrario en el contrato.

La secuencia de cálculos de las regalías siempre llevan a la recuperación de costos bajo un sistema concesionario a esto se le llama **deducciones**, por otra parte los sistemas contractuales usan el término más descriptivo llamado Costo de Recuperación

II.4.4.- COSTOS DE RECUPERACIÓN

Los costos de recuperación es el proceso mediante el cual el contratista se compensa de los costos de exploración, desarrollo y operaciones fuera de los ingresos totales. La mayoría de los Contratos de Producción Compartida tienen un límite de ingresos donde el contratista puede exigir la recuperación del costo, pero se equilibrara y será recuperado en los años siguientes, el costo de recuperación máximo va del 30% al 60% en función de los ingresos.

El costo de recuperación debe ser recuperable en el tiempo de ejecución del contrato y es uno de los rasgos más comunes de un (CPC), sólo es ligeramente diferente a las técnicas de recuperación de costo que se usan en la mayoría de los sistemas concesionarios.

A veces el rango de recuperación de costos representa una diferencia en los cálculos de flujo de efectivo. El costo de recuperación ó el costo del aceite normalmente incluyen los siguientes aspectos:

1. Los costos irrecuperables de los años anteriores
2. Los costos de operación
3. Costos de capital invertido
4. El año actual; Depreciación, Declinación y Amortización del año corriente (DD&A)
5. El interés sobre el financiamiento (normalmente con limitaciones)
6. El crédito de inversión
7. Fondo de costo de recuperación en el abandono

Una vez que se recuperan los costos de desarrollo y de la exploración; los costos de operación comprenden la mayoría de los costos recuperados y van del 15% al 30% de ingresos.

En muchos aspectos la recuperación del costo es similar a las deducciones en la entrada de ingresos calculada por un sistema concesionario, entonces la ganancia de aceite compartido tomado por el gobierno podría verse como una primera etapa de contribuciones. La empresa petrolera bajo el Contrato de Producción Compartida no posee la producción y por consiguiente la recuperación del costo no esta sujeta a impuestos aplicados a las deducciones, esto hace que el gobierno reembolse al contratista los costos a través del mecanismo de recuperación de costos partiendo de las etapas de la producción restante.

II.4.5.- COSTOS DE ABANDONO

Los costos de abandono dentro del CPC son en donde el contratista cede los derechos de propiedad al gobierno que es: equipo, plataformas, oleoductos e infraestructura basada en la participación del contratista. El gobierno como el dueño, es teóricamente responsable del costo de abandono, de hecho el gobierno paga finalmente por el abandono así como pagó por perforar y desarrollar, es decir. Los costos de abandono son recuperados por medio de la recuperación de costos así como también los costos de exploración, desarrollo y operación.

II.4.6.- UTILIDAD DEL ACEITE

La utilidad del aceite se reparte entre el contratista y el gobierno, según las condiciones del CPC, a veces es negociable la ganancia del contratista y usualmente está sujeta a una tasa de impuestos, regida por el gobierno ó basada en datos ó valores referidos al pago de impuestos anteriores.

Entonces las exploraciones se enfocan en yacimientos en potencia y equilibrados por las condiciones fiscales. Cuando se evalúan los términos fiscales, el objetivo se basa en la división de utilidades (parte del gobierno / parte del contratista). En la figura 2.5 se ilustra el intercambio eficaz, la comparación del yacimiento en potencia, costos, infraestructura, estabilidad política y factores importantes que influyen en las decisiones comerciales en la ganancia del contratista. La repartición de la ganancia tiene un rango de un 15% por encima del 55% de la ganancia del contratista.

Los gobiernos no son responsables de la división de las ganancias y condiciones del contrato, sino también las compañías petroleras que ayudan a definir que el mercado tenga estabilidad económica.

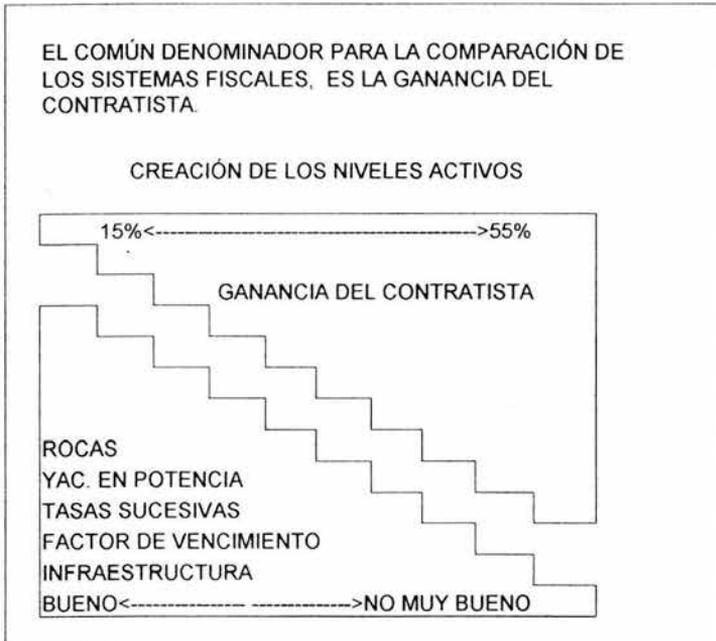


Figura 2.5.- Niveles en Yacimientos.

II.4.7.- COMERCIALIZACIÓN

La comercialización es un aspecto importante de la exploración internacional, ésta trata con quien se determina un descubrimiento y si es económicamente factible. Es un problema sensible porque hay a menudo situaciones dónde los gastos de exploración acumulada son tan sustanciales que cuando un descubrimiento es un

hecho, los costos poseen un impacto económico grande en la decisión del desarrollo, desde la perspectiva del contratista estos costos influirán en el desarrollo a través de la recuperación del costo (deducciones), y estos pueden representar un valor considerable, pero no representan una obligación o un costo para el gobierno interesado, si la recuperación del costo es grande, entonces el gobierno puede terminar con un pequeño porcentaje de la producción bruta, dependiendo de la estructura contractual y fiscal.

La referencia para obtener un status comercial para un pozo en desarrollo, usualmente es un porcentaje de la ganancia para el gobierno. Bajo muchas cláusulas comerciales, el yacimiento no puede desarrollarse a menos de que se conceda un status comercial garantizado por el gobierno organizador, éste marca el fin de la fase de exploración y el principio de la fase de desarrollo de un contrato.

El problema es particularmente crítico con regímenes progresivos dónde la ganancia del gobierno esta basada más en la rentabilidad que en los ingresos totales. Si un campo marginal se desarrolla bajo un régimen progresivo, la ganancia del gobierno podría ser pequeña y substancialmente tardía, esto crea una importante consideración en el plano fiscal y los países que no tienen límites en recuperación de costo y con bajas regalías, se protegen a menudo con una cláusula de comercialización.

II.4.8.- PARTICIPACIÓN GUBERNAMENTAL

Algunos sistemas mantienen un privilegio a favor de la compañía nacional de aceite para que participe en el desarrollo de proyectos, bajo la mayoría de arreglos con la participación gubernamental, el contratista lleva el costo y el riesgo de exploración y si hay un descubrimiento, el gobierno se adjudica un porcentaje de las utilidades.

El efecto financiero de un socio gubernamental tiene dos grandes excepciones, la primera que el gobierno normalmente se lleva a través de la fase de exploración y puede o no reembolsar los costos pasados de operación al contratista, y la segunda es la contribución del gobierno en capital y costos de operación que normalmente son pagados fuera de la producción.

Como ejemplo se menciona que en Colombia el gobierno tiene el derecho para tomar hasta el 50% del trabajo realizado y será reembolsado en el contrato por encima del 50%, si los pozos exploratorios son exitosos.

II.5.- CONTRATOS EN INDONESIA.

El primer Contrato de Producción Compartida de Indonesia fue firmado por compañías petroleras en Agosto de 1966 e iniciaron sus propios contratos incorporando los siguientes conceptos básicos de la producción compartida:

- Título de los hidrocarburos remanentes para el gobierno.
- El gobierno mantuvo control del manejo y el contratista es el responsable para ejecutar operaciones petroleras dentro de los términos del contrato.
- El contratista requerirá programas de trabajo anual.
- El contratista se basará en la producción compartida y no en base de ganancia compartida
- El contratista abastecerá de toda la tecnología y financiamiento requerido para las operaciones y será responsable de los riesgos del pozo.
- Durante el término del contrato y después de la terminación existe un 40% de producción de aceite anual para la recuperación de costos. La producción restante se compartirá en 65%/ 35% a favor del gobierno. Los impuestos del contratista serán pagados fuera de la ganancia del aceite.

- Todo el equipamiento comprado e importado dentro de Indonesia por el contratista se convertirá en propiedad del gobierno.

Estos principios mantienen una relación sana entre el gobierno y contratista bajo el CPC o acuerdos de servicios, esta es una forma muy exitosa para los gobiernos, Entendiendo que el Contrato de Producción Compartida de Indonesia actual tienen las ventajas de los sistemas contractuales; desde entonces Indonesia ha sido uno de los países más activos en el Sudeste de Asia, con más de 50 compañías que operan en Indonesia y más de 100 Contratos de Producción Compartida que se han firmado desde 1994, y es porque es uno de los mejores sistemas conocidos en el mundo.

II.5.1.-OMISIÓN DE REGALÍAS

Los Contratos de Producción Compartida de Indonesia se caracterizan en parte por la falta de regalías, sin embargo algunas personas se refieren a la primera producción de petróleo como el equivalente de una regalía.

II.5.2.-LA RECUPERACIÓN DEL COSTO

La limitación de la recuperación del costo ha cambiado dramáticamente a través de los años, donde la primera generación fue en los años 60's teniendo un 40% de límite, posteriormente los segundos contratos de la generación después de 1976 anularon el límite de recuperación de costo.

Los elementos que constituyen los costos de recuperación que normalmente se recuperan son del siguiente orden:

1. La amortización de los gastos.
2. La depreciación de capital.
3. Los costos irrecuperados del año anterior.
4. La escasez de capital del año actual (costos de operación).
5. La depreciación del año actual de los costos de capital.
6. El crédito de la inversión.

II.5.3.- LA PRIMERA PARTE DE LA PRODUCCIÓN DEL PETRÓLEO

La primera parte de la producción de petróleo requiere de un 20% de la producción que se comparte antes de la recuperación del costo, esta se canaliza como un 14.23% de regalías y esto se debe a que un 20% de impuestos son para el gobierno antes de la primera parte de la producción, sin embargo el contratista comparte la primera parte del petróleo en contribuciones con la proporción del 48%, el resultado es que el 3% de la producción es para el contratista y el 17% para el gobierno, el restante 80% de la producción total está disponible para los costos de recuperación, finalmente la primera parte del petróleo trabaja como un límite en los costos de recuperación.

II.5.4.- CRÉDITOS DE INVERSIÓN Y UTILIDADES

Los términos son similares, la diferencia es que las utilidades se aplican a todos los costos importantes y los créditos no lo hacen, estos sólo se aplican a los

medios: como las plataformas, tuberías y equipo de proceso, y excluye los costos de perforación y costos de desarrollo.

En Indonesia el crédito de la inversión es inmediatamente recuperable y necesita no ser depreciado como los costos justificados del crédito.

Los créditos de la inversión reducen la última ganancia de aceite, dividida para el contratista y el gobierno organizador; los beneficios del crédito de inversión están sujetos a impuestos, así que el impacto económico va del 17% al 20% de inversión, que es casi despreciable desde el punto de vista de la exploración, a causa de esto, el orden de recuperación del costo puede ser importante, en Indonesia los créditos de inversión podrían llevarse más de dos años, pero están en último lugar en la prioridad de recuperación del costo.

La inversión acreditada y costos de utilidades recuperables no son deducibles para el cálculo del impuesto de ingreso.

II.5.5.- AJUSTE DEL MERCADO INTERNO INDONÉS

La obligación Interna de Mercado (OIM) en Indonesia, requiere que el contratista venda 25% de la producción del aceite compartido a la Compañía Nacional de Aceite, el cálculo para compartir el aceite esta basado sobre los impuestos de la ganancia del contratista en porción del 28.8462%, después de 60 meses de producción del campo, el precio que el contratista recibe para el Mercado interno que es del 10% del precio convenido.

En Indonesia el requisito del Mercado interno esta basado en las producciones totales:

El crecimiento total x 28.8462% = parte de aceite del Contratista

El crecimiento total x 28.8462% x 25% = OIM (contratos posteriores de 1984)

La obligación es referida como el ajuste de OIM que esta basado en la cantidad del aceite y la diferencia entre el precio de OIM y los precios comprendidos reales.

II.5.6.- ACEITE NUEVO CONTRA ACEITE VIEJO

El término de nuevo aceite se usa durante los primeros 60 meses de la producción, este tiempo es relativo debido a que en algunos campos apenas alcanza la maduración del pozo, es decir, este concepto es teóricamente relativo y en cada zona donde se perfora se tendrá que hacer una evaluación en particular para determinar si es aceite nuevo ó aceite viejo. Entonces el contratista recibe el precio del mercado para el OIM, después de ese tiempo la producción es llamada como aceite viejo, entonces los contratos más viejos pagan el costo del OIM al precio de 20 Centavos de dólar por barril.

Algunos de los CPC ya expiraron ó se renegociaron, con la renegociación de estos, algunos de los campos viejos continúan recibiendo sólo 20 Centavos por barril para un OIM de aceite viejo; pero los descubrimientos de nuevos campos después de una cierta fecha (dependiendo del contrato), recibirán el 10% del precio del mercado para OIM de aceite después de 60 meses de producción, por consiguiente algunas producciones entran en áreas del viejo contrato que consisten en tres clases de aceite crudo y tienen un precio diferente:

El Aceite Nuevo	Aceite viejo Viejos campos	Aceite viejo Nuevos Campos
El precio Crudo OIM = precio de Mercado	20cUSD. / Bl.	10% según el Mercado

Considerando un tiempo de 5 años de celebración del OIM indonés, donde se muestra en la tabla 2.8, la producción de un 80% de las reservas, por lo que se refiere al valor del presente.

VALOR PRESENTE DE LA PRODUCCIÓN DE ACEITE						
AÑOS	RESERVA O PRODUCCIÓN (mmbls)	PORCENTAJE DE PROD. ACUMULADA	FACTOR DE DESCUENTO 15%	PRODUCCIÓN (mmbls)	PORCENTAJE VARIADO	
					ANUAL	ACUMULATIVO
1	16.5	16.5%	.933	15.4	26.4%	26.4%
2	14.0	30.5	.811	11.4	19.5	45.9
3	11.9	42.5	.705	8.4	14.4	60.3
4	10.1	52.5	.613	6.2	10.6	70.9
5	8.6	61.1	.533	4.6	7.9	78.8
6	7.3	68.4	.464	3.4	5.8	84.6
7	6.2	74.6	.403	2.5	4.3	88.9
8	5.3	79.9	.351	1.9	3.2	92.1
9	4.5	84.4	.305	1.4	2.3	94.4
10	3.8	88.2	.265	1.0	1.7	96.2
11-15	11.8	100.0	.188	2.2	3.9	100.0
	100.0			58.4	100.0%	

Tabla 2.8.- Valor Presente del aceite.

II.5.7.- EL ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL CONTRATO INDONÉS

La complejidad del CPC se deriva en un buen ejemplo de la sensibilidad económica de varios elementos del contrato. El análisis de flujo de efectivo se realizó con 50 millones de barriles desarrollados en campos y se muestran en la tabla 2.9.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL CONTRATO DE INDONESIA MODELO DE PARÁMETROS DE INGRESO	
INGRESO	
Tamaño del campo	50 millones de barriles
Gasto de producción máxima	19000 Barriles de aceite por día
Lambda (% de producción máximo en un año)	14%
Declinación de gasto	12%
Vida del campo	Más de 15 años
Precio de aceite inicial	18 dólares por barril
Desarrollo de costo de capital	4% de alza \$108 mil millones* (\$2.15 por barril)
Costos de operación	
Acuerdo	\$6 millones por año
Variable	\$1 por barril
Total	Primer año \$1.85 por año
RESULTADOS basados en términos de contrato normales	
Valor Presente Neto (15% DCF ¹)	\$27 millones \$0.52 por barril
Gasto de retorno Interno	28%
Retorno de inversión	152%
Tiempo de pago	5 años
¹ Flujo Descontado en Efectivo (Discounted Cash Flow <i>DCF</i> en ingles)	
*50% de costo de capital supuesto al ser elegible para el 17% de crédito de inversión	

Tabla 2.9.-Análisis sensitivo indonés

Para calibrar el efecto del Mercado interno (OIM) y la inversión que se acredite, se desarrollaron los escenarios hipotéticos, estos rindieron las reparticiones respectivamente entre el gobierno y el contratista de 84% / 16%, 85% / 15%, y 87% / 13%, entonces los valores resultantes de las proyecciones de flujo en efectivo proporcionaron una base de comparación.

II.6.- CONTRATOS DE SERVICIO DE RIESGO

Los Contratos de Servicio de Riesgo son acuerdos en el cual el Estado y una empresa privada comparten los riesgos y las rentas asociados a la exploración y producción de hidrocarburos, sin embargo, el Estado es el propietario de los hidrocarburos y por lo general lo sigue siendo en tanto éstos no salgan del territorio nacional.

En un contrato típico el Estado le otorga al contratista, a través de la Secretaría o el Ministerio del ramo, el derecho a realizar por su cuenta y bajo su propio riesgo actividades de exploración y producción, en una zona determinada en la que ninguna otra compañía, pública o privada, puede intervenir. El contratista debe efectuar una serie de inversiones y/o trabajos obligatorios, así como liberar el área contratada en forma gradual y progresiva para que el Estado tenga la posibilidad de asignársela a otras empresas. El contratista paga una renta por la superficie que ocupa.

En caso de descubrimiento comercial se le autoriza a efectuar, con recursos propios, los trabajos de desarrollo y a realizar las operaciones de extracción; a cambio obtiene, por regla general, el derecho de disponer de una parte de la producción como mejor le convenga, debiendo pagar por ello regalías e impuestos. En el peor de los casos, la compañía es reembolsada por los costos incurridos y obtiene un contrato de suministro de petróleo de largo plazo al precio internacional y algunas veces se aplica un descuento.

El reembolso de los costos de exploración y desarrollo (amortización de los costos de capital), ocurre hasta que se establece la producción y puede ser en moneda, de acuerdo a reglas establecidas en el contrato que fijan los montos.

El contratista puede ser una empresa privada o un consorcio en el que puede participar la empresa petrolera nacional, algunas veces se establece que dicha participación será obligatoria.

Comúnmente los acuerdos petroleros en lo que se prevé una repartición de riesgos y rentas se agrupan en dos grandes clases: concesionario y contractual, dentro de esta última categoría existen múltiples modalidades: contratos de producción compartida (*production sharing contracts*), contratos de servicio con riesgo (*risk service contracts*) y contratos de asociación (*association contracts*).

La importación de hidrocarburos de países, es una causa probable de usar contratos de servicios, en 1994 se comenzaron a usar convenios de servicio en países como: Argentina, Brasil, Chile, Ecuador, Perú, Venezuela y Filipinas. Cuando se usa el término *contrato de servicio* se sobreentiende que es un **contrato de servicio de riesgo**, esto hace que las industrias de servicios petroleros difícilmente reconozcan a los contratos de servicio.

La diferencia entre un CPC y un contrato de servicios de riesgo es mínima, otra de las similitudes es la terminología y el cálculo de las operaciones matemáticas, esto es por que los convenios de servicios son comúnmente referidos como un CPC.

II.6.1.- CONTRATO DE SERVICIO DE RIESGO EN FILIPINAS

El lenguaje del contrato Filipino es idéntico al mejor CPC con la excepción de la participación del gobierno en la Asignación de Incentivos (PFAI), la PFAI se basa en ingresos totales similares a una regalía.

La PFAI esta basada en una escala porcentual que puede tener como máximo un 7.5% si la participación del gobierno es de un 30% o más en tierra y de un 15% en costa fuera.

II.6.2.- CONTRATO DE SERVICIO DE RIESGO EN ECUADOR

Ecuador utiliza un factor R en sus contratos de servicio, el derecho del contratista se basa en los costos de recuperación y en el servicio de cuota, que son impuestos del 40 %, parte del cálculo consiste en una fórmula incluyendo un factor R dentro de la una escala porcentual, un aspecto inusual, es calculado antes del costo de recuperación dentro de un CPC o acuerdos de servicios.

La fórmula para calcular el servicio de cuota es la siguiente:

$$PASC = PRP (CDPR) + R (P - C) Q$$

Donde:

PASC = Pago anual de servicio de cuota (dólares).

PRP = Promedio del rango principal (fracción decimal).

SCDPR = Costos de desarrollo y producción menos reembolsos

P = Precio promedio internacional del crudo (dólar / barril).

C = Costos de producción (dólar / barril).

Q = Producción anual (millones de barriles).

Para un cálculo con factor R (BPD).

R = Factor promedio de ganancia (fracción decimal).

$$= [R1 (Q1) + R2 (Q2)] / (Q1 + Q2)$$

R esta basado en la tabla 2.10:

Rango de producción (Q) (BPD)	Ejemplo Factor R
10 000	0.30 R1*
10 000 – 30 000	0.25 R2
30 000 - 50 000	0.23 R3
50 000 - 70 000	0.20 R4
70 000 - más	0.18 R5

Tabla 2.10.- Escala de intervalos.

El cálculo del derecho del contratista se muestra a continuación, se inicia con las operaciones del contrato de servicio de cuota, donde las suposiciones son:

$$PASC = PRP (CDPR) + R (P - C) Q$$

Donde:

$$PRP = 10\% (0.10).$$

$$CDPR = 25 \text{ millones (supuesto).}$$

$$Q = 6 \text{ millones de barriles (supuesto) = promedio } 16\,438 \text{ BPD.}$$

$$R = [(0.30 * 10\,000) + (0.25 * 6\,438)] / 16\,438 = 0.2804.$$

$$P = 16 \text{ dólares / barril.}$$

$$C = 10 \text{ millones (supuesto) = } 1.67 \text{ dólares / barril.}$$

$$PASC = 0.10 * 25 \text{ millones} + 0.2804 (16.0 - 1.67) * 6 \text{ millones.}$$

$$= 2.5 \text{ millones} + 24.114 \text{ millones.}$$

$$= 26.61 \text{ millones.}$$

* El factor R para la primera transacción de producción es de 0.25 – 0.35 y los incrementos van disminuyendo de 0.02 – 0.05 dependiendo del contrato.

Los derechos del contratista se basan en el servicio de cuota después del impuesto y de los costos de recuperación. A continuación en la tabla 2.11 se muestra paso a paso el cálculo de derechos del contratista.

26.61 mdls	Servicio de cuota
- 2.5	Deducción de incentivo
24.11	
- 9.64	Impuesto sobre la renta (40%)
+ 2.50	(PRP * CDPR)
16.97 mdls	Servicio de cuota después del impuesto
+ 20.0	Se asume costo de recuperación
36.97 mdls	Derecho total del contratista

Tabla 2.11.- Derechos del contratista.

De esta manera el ingreso total fue de 96 millones, el ingreso disponible por participación es de 76 millones (ingreso inicial – costo de recuperación), de donde el contratista obtiene un 22.3 % que equivale a 16.97 millones, por la manera de calcular el servicio de cuota el sistema es de tendencia progresiva.

II.6.3.- CONTRATOS DE TASA DE RETORNO

El contrato de tasa de retorno abarca condiciones económicas de un país, estos contratos son en términos "flexibles" y estandarizados, hay varias ventajas para el gobierno y el contratista, que se ilustran en la tabla 2.12.

Condiciones y términos flexibles	
Términos del contrato sujeto a una escala de intervalos	Factores y condiciones que dispara la escala deslizable
<ul style="list-style-type: none"> □ Ganancia dividida del crudo □ Derechos □ Gratificaciones ➤ Límites de costo de recuperación ➤ Porcentajes de impuestos ○ Edificación 	<ul style="list-style-type: none"> □ Porcentajes de producción ➤ Profundidad de agua ➤ Producción acumulativa ➤ Precio del crudo ➤ Edad y profundidad del yacimiento ➤ Tierra vs. Costa fuera ➤ Factor R ➤ Localizaciones lejanas ○ Crudo vs. gas ○ Calidad del crudo ○ Período, tiempo (Historia) ○ Distancia desde tierra ○ Reingreso porcentual

- Términos más comunes
- Términos menos comunes
- Términos raros

Tabla 2.12.- Términos y condiciones flexibles para el contratista

Estos contratos consisten en que la rentabilidad sea función de los ingresos gubernamentales, es decir, que sean adaptables o flexibles. De tal forma que se tomen en cuenta los costos, precios y las tasas de producción. Estos sistemas están caracterizados por una regalía modesta y un impuesto. El Estado no recibe otros fondos hasta que la compañía petrolera ha recuperado su inversión inicial más una determinada tasa de retorno pronosticada (ésta representa la tasa mínima para fomentar la inversión).

Esta clase de contratos tienen muchas ventajas tanto para el inversionista como para el gobierno, por lo que se les considera un contrato estándar.

El método más comúnmente usado para crear flexibilidad es una escala, que indica distintas tasas para distintos niveles de producción. Conforme incrementan las tasas de producción, los ingresos fiscales también incrementan. Aun con una escala de regalías puede ser el sistema regresivo, por lo que algunos sistemas se basan en otras medidas como las ganancias de la empresa. Algunos contratos dan flexibilidad a través de tasas impositivas progresivas, otros utilizaran más de una variable en una escala ascendente como el costo de recuperación, repartición de ganancias y el uso de regalías. Y otros sistemas en donde hay impuestos adicionales que captan los rendimientos excedentes

II.7- ALIANZAS O JOINT VENTURES

El termino JV es aplicado a varias sociedades entre compañías petroleras individuales o entre compañías y el gobierno anfitrión, entonces típicamente una compañía es un consorcio (grupo de contratistas), que lleva el riesgo fuera de la exploración, con derecho para desarrollar y realizar descubrimientos, estas

sociedades desarrollan los costos de producción para ser repartidos entre las mismas, en el cual el gobierno puede ser incluido.

Los JV son comunes en la industria del petróleo internacional, y difieren de las relaciones del gobierno-contratista y normalmente referidas como participación gubernamental.

Algunas propuestas de JV Rusos, se caracterizan por llevar los socios un 100 % de la producción, a través del desarrollo incluyendo costos de operación, sin embargo la mayoría de los JV tienen que negociar con yacimientos probados y pozos delineados, donde el aspecto de riesgo en la exploración disminuye gradualmente, en Europa oriental, usaban los JV porque contaban con personal, organizaciones e infraestructuras en áreas con un alto potencial petrolero.

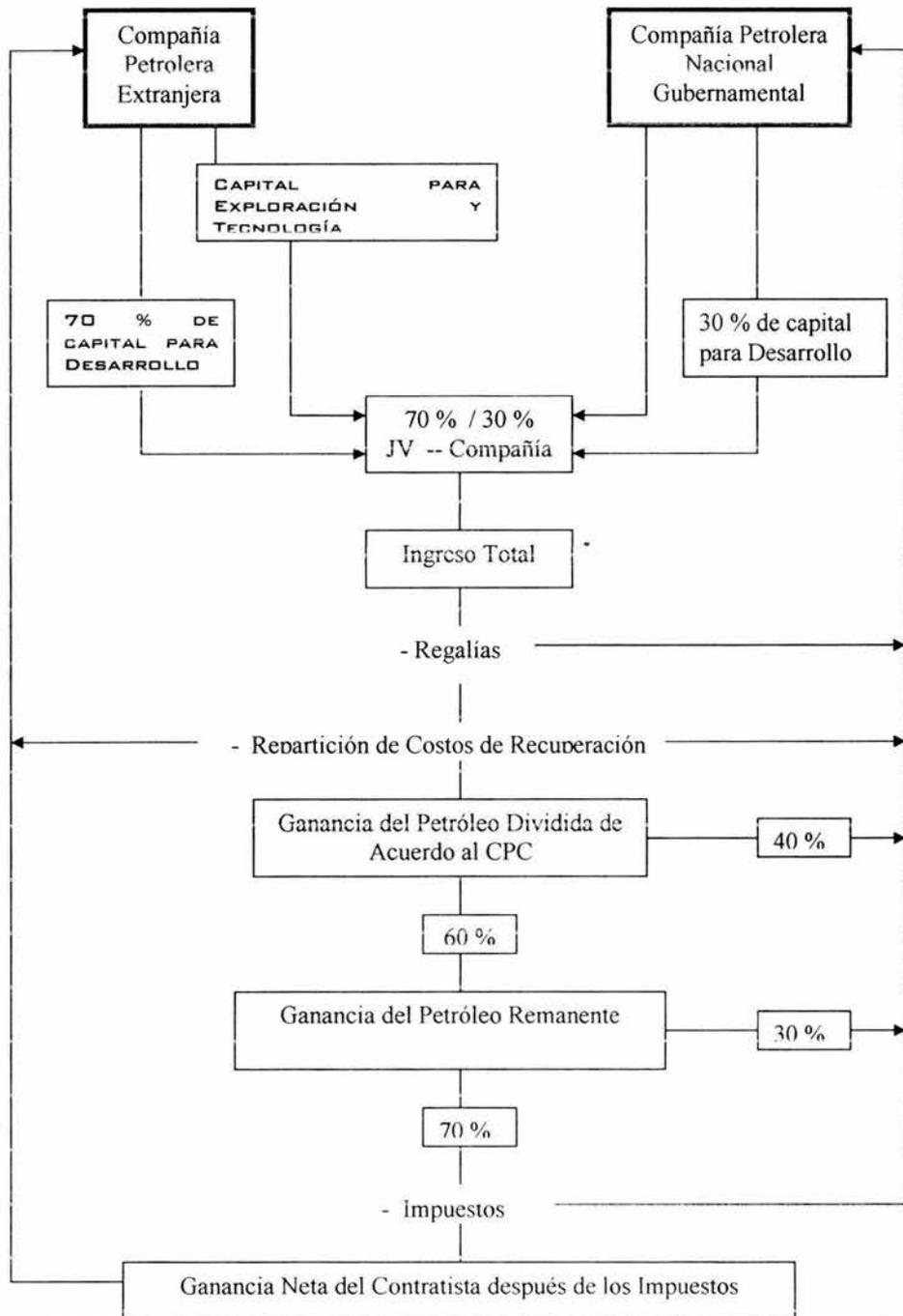
En la figura 2.6 se ilustra la relación de un JV entre el gobierno y el contratista, ahí el gobierno (a través de la compañía nacional de petróleo), tiene un 30 % del interés activo, así los beneficios en este ejemplo están sujetos a las condiciones de un PSC con un 60 % a 40 % , de ganancia del petróleo a favor del contratista, sin embargo, la sociedad contratista integra al gobierno como socio, estos reciben su parte proporcional del costo del aceite y además se muestra la ganancia dividida del aceite de acuerdo a un CPC y una división adicional dictada por los agremiados del JV, esto se debe a que varias personas tratan la participación gubernamental como una imposición de contribuciones..

En los JV el representante del gobierno y el contratista comparten igualmente los costos y riesgos, donde se tiene una pequeña aplicación práctica.

En la mayoría de JV, la compañía petrolera soporta los costos y los riesgos de la exploración, en otras palabras, el gobierno se lleva a través de la exploración, esto es bastante normal y automáticamente supuesto cuando la participación

gubernamental se cite. Las ganancias del gobierno no es un impuesto en el ingreso, en casos extremos (como Rusia), donde el contratista paga todo la rehabilitación, desarrollo y costos de operación, el porcentaje gubernamental de ganancias del JV se comporta como una etapa mas de las contribuciones.

El reembolso directo contra la recuperación del costo es un problema de valor presente, es decir el contratista invariablemente recupera los costos de exploración y desarrollo a través de la recuperación del costo, las deducciones o reembolso directo, así que la diferencia entre los JV y otros sistemas de avanzada será el tiempo en recuperar los costos.



II.8.- CONTRATOS DE ASISTENCIA TÉCNICA

Los contratos de asistencia técnica son referidos con frecuencia como rehabilitación, redesarrollo o proyectos de recuperación mejorada, algunas veces éstos son asociados con campos existentes de producción pero en menor grado y a campos abandonados para su desarrollo, el contratista toma las operaciones que incluyen equipo y personal.

Las pequeñas compañías petroleras se enfocan en este tipo de proyectos a pesar de los riesgos, para algunos países donde existen campos con poca posibilidad de ser producidos la rentabilidad del proyecto se vera reducida después de la fase de la recuperación primaria.

Varios países deben ajustarse a los términos fiscales de los proyectos de Recuperación de aceite (RA), porque se reduce el riesgo, esto se observa en varios contratos ya que la ganancia propuesta por el crudo se divide en bloques de exploración en un 65 / 35 %, a favor del gobierno, mientras la ganancia dividida es 70 / 30 %, para los bloques de recuperación mejorada del aceite (MRA / RA).

Si existe producción, entonces un porcentaje de la explotación o un perfil de la producción se negocian y esta definida por un porcentaje de explotación negociado que se exenta del acuerdo de la producción compartida, así que la producción va directamente al gobierno, el incremento de la producción esta sujeta a un arreglo de la producción compartida, entonces los contratos de asistencia técnica se sustentan bajo una variedad de sistemas.

Elementos importantes de los CAT`s:

- ❑ Necesidad gubernamental de tecnología y capital.
- ❑ Personal asociado.
- ❑ Existencia de reservas probadas.
- ❑ Existencia de infraestructura y equipo.
- ❑ Gerencia de JV.

Los proyectos de rehabilitación frecuentemente son estructurados en tres fases siguiendo una secuencia lógica, cada fase lleva un programa de trabajo específico y el contratista tiene la opción para proceder en cada fase subsiguiente, esta decisión para ir adelante esta basada en los resultados técnicos de cada fase previa.

El perfil de los contratos de asistencia técnica de tres fases es como sigue:

Fase Uno:

Estudio de viabilidad

- Pago extraordinario (Bonos)
- Compromiso mínimo de trabajo.
- Duración de 6 meses a un año.

Al finalizar el estudio de viabilidad, el contratista tiene la opción de entregar la extensión de tierra y dar por terminado el compromiso de trabajo o el contratista puede escoger continuar a la fase dos, así que el gobierno recibe los resultados del estudio de viabilidad y presenta un programa de trabajo, además del presupuesto para la fase siguiente.

Fase Dos:

Programa Piloto

- Pago extraordinario (Bonos)
- Compromiso mínimo de trabajo.
- Duración de 2 a 3 años.

El programa piloto consistirá de una pequeña valoración de la prueba de inyección de agua o vapor para determinar si el yacimiento es capaz de aceptar suficiente fluido, durante la inyección el contratista supervisará el comportamiento del yacimiento, en conclusión, si el programa de trabajo se cumple, el contratista tiene la opción de dejar todos los derechos o continuar a la tercera fase, así el gobierno recibe los resultados de la segunda fase además del presupuesto para la fase siguiente.

Fase Tres:

Desarrollo Comercial

- Pago extraordinario (Bonos)
- Sobre trabajos
- Perforación
- Escala total de RA.

Si el contratista entra en la etapa de desarrollo comercial del contrato, la producción se compartirá a través de un CPC basado por un sistema de regalías contra impuestos o dividido conforme a un arreglo específico de los JV.

CAPITULO

III

CONTRATOS

DE

SERVICIOS MÚLTIPLES

III.1.- CONTRATOS DE SERVICIOS MÚLTIPLES (CSM)

A través de los años el gobierno y política mexicana encaminada a la inversión extranjera han limitado cuidadosamente su participación en sectores de la economía nacional. Sin embargo, durante los últimos años, se ha debatido la apertura del sector energético a la inversión privada de índole nacional o extranjero.

En México se pretende implantar un esquema denominado los contratos de servicios múltiples, en el cual de acuerdo a la información publicada en Internet y revistas, se incorpora un resumen en esta tesis, resaltando los términos y condiciones establecidas por Petróleos Mexicanos.

Qué son los CSM?

Los Contratos de Servicios Múltiples son contratos de obra pública sobre la base de precios unitarios, que se agrupan en un solo contrato bajo el régimen fiscal contractual, Donde el contratista recibe un pago en efectivo basado en los precios unitarios. No se trata de concesiones ni contratos de participación de riesgo, de producción o de ganancias.

Por qué se decidió su implantación?

Las importaciones de gas natural han alcanzado niveles de importaciones en el 2000 que ascendieron a 231.37 MMPCD y, en este año se han alcanzado los 756.65 MMPCD. De esta forma, en menos de tres años las compras de PEMEX al exterior se han crecido en más de 300 por ciento.

Actualmente, las importaciones que realiza México provienen de los Estados Unidos. El alto crecimiento de las importaciones es resultado del fuerte dinamismo de la demanda interna asociado a la puesta en operación de nuevas centrales de generación eléctrica con tecnología de ciclo combinado. La demanda de gas

natural del sector eléctrico pasó 465 a 1,510 MMPCD entre 1993 y 2002. En el 2003 las importaciones de gas natural representaron el 65.6 por ciento de la demanda para generación eléctrica de Comisión Federal de Electricidad, Luz y Fuerza del Centro y de los productores independientes.

La participación de las importaciones dentro del mercado interno nacional se ha elevado en forma preocupante: del 7 por ciento en 1997 a casi 35 por ciento en el 2003. Esto implica un alto nivel de dependencia de fuentes externas de suministro, situación paradójica por las amplias reservas de hidrocarburos en el país.

A los precios actuales, de alrededor de 5.3 dólares por MPC, la importación de 756.75 MMPCD constituye un déficit en la balanza comercial de 1642.41 millones de dólares. Considerando que el costo de producción de gas natural en la Cuenca de Burgos es de 2.5 dólares por MPC, el Estado tiene el potencial de capturar un beneficio económico neto de 1,100 millones de dólares, si este volumen de gas se produce en el país.

Se estima que el bloque de América del Norte incrementa su déficit en los próximos años, tanto por el incremento en la demanda como por la reducción en la producción regional.

En este contexto, ante la expectativa de que la demanda de gas natural en México se duplique en los próximos seis años, es imprescindible que el país tome acciones urgentes para incrementar la producción interna y reducir la dependencia del exterior.

Por qué en la Cuenca de Burgos?

Burgos tiene un gran potencial de desarrollo Burgos tiene las mismas condiciones geológicas que las cuencas geológicas del sur de Texas. Las dos áreas iniciaron su actividad con sólo una diferencia de diez años: el Sur de Texas en 1935 y

Burgos en 1945. La superficie de las dos áreas es similar, de alrededor de 50 mil km², pero con una notable diferencia en el nivel de desarrollo y explotación. Mientras que en el Sur de Texas se han perforado más de 80,000 pozos, en Burgos se han perforado poco más de 4,000. Esta diferencia tiene un impacto directo en el volumen extraído: mientras que en el Sur de Texas se han extraído 66 TCF en Burgos, 7 TCF; este volumen representa el 11 por ciento respecto al Sur de Texas. La producción actual en el Sur de Texas es de casi 4 mil millones de pies cúbicos diarios y en Burgos es de mil millones.

Las prácticas actuales de contratación imponen una fuerte carga administrativa para PEMEX. Los CSM son una opción para que PEMEX incremente su capacidad de ejecución en proyectos de inversión, con menores costos administrativos. Los CSM son sólo contratos de obras públicas que permiten a PEMEX incrementar sustancialmente su capacidad de ejecución. Las oportunidades de la Cuenca de Burgos permiten duplicar la producción para alcanzar 2 mil MMPCD en los próximos años, según la gerencia de PEP.

Cómo funcionan los CSM?

1- Trabajos a contratar

Las obras a contratar se agrupan en tres categorías: Desarrollo, Infraestructura y Mantenimiento.

- En la obras de Desarrollo se incluye la realización de trabajos de sísmica, construcción de caminos de acceso, perforación y reparación de pozos y construcción de líneas de recolección
- Las obras de infraestructura incluyen la construcción e instalación de compresores, equipo de medición, gasoductos, plantas y equipos para el acondicionamiento del gas y control de puntos de condensación.
- Por su parte, en las obras de mantenimiento, se consideran todas las actividades correspondientes relacionadas con los pozos, las instalaciones superficiales y los ductos.

Estas obras y servicios son los mismos que PEMEX siempre ha contratado en forma separada.

2.- Fases de ejecución del proyecto

El contrato prevé que las obras se realicen en tres fases: de desarrollo, reactivación y recuperación máxima.

3. Límite de Pago Mensual

El concepto de Límite de Pago Mensual es un elemento que permite dar cumplimiento a la Ley General de Deuda Pública que establece que los Proyectos de Infraestructura con Impacto diferido en el Gasto (PIDIREGAS) deben generar un flujo de ingreso suficiente para cubrir todas sus erogaciones a lo largo de la vida del proyecto.

El Límite de Pago Mensual es el resultado de multiplicar tres elementos: la capacidad de producción neta atribuible al contrato; los precios del gas natural en el mercado; y el factor de ajuste de 0.88.

En resumen, el mecanismo de Límite de Pago Mensual asegura, desde el contrato mismo, la solvencia económica del proyecto. Éste funciona como un indicador que permite a PEMEX diferir los pagos al contratista, sin modificar el monto de los mismos e, inclusive, terminar anticipadamente el contrato, sin responsabilidad para PEMEX

Cuáles son los beneficios?

Beneficios adicionales para PEMEX

El proyecto Integral Cuenca Burgos, que incluye a los CSM, está autorizado como PIDIREGAS, lo que implica que el proyecto debe generar los recursos suficientes para cubrir sus costos. El esquema de los CSM garantiza que PEMEX tenga un flujo de efectivo positivo bajo cualquier escenario. A diferencia de otros proyectos PIDIREGAS, con los Contratos de Servicios Múltiples, el financiamiento de las obras lo provee el propio contratista. Así, PEMEX no tiene que recurrir a los mercados internacionales para obtener recursos para financiar las obras. Es decir, PEMEX no emite deuda, y asume el pasivo sólo al momento de recibir las obras terminadas y productivas, se acuerdo con la normatividad de los proyectos PIDIREGAS.

Beneficios para el país Inversión en la Cuenca de Burgos, durante los próximos 15 años la inversión derivada de los CSM será de 650 millones de dólares anuales. Esta cantidad es igual a la inversión que cada año PEMEX ha

realizado a través de los mecanismos tradicionales. Por lo tanto, con los CSM se impulsará la industria del gas natural en México, duplicando la inversión actual para alcanzar 1,300 millones de dólares anuales.

A través de los CSM se podrá alcanzar una producción de mil millones de pies cúbicos diarios de gas, en aproximadamente tres años. Esta producción es adicional a la que actualmente se obtiene en la Cuenca de Burgos, por lo que se obtendría una producción de 2,000 millones de pies cúbicos diarios. Si se considera que hoy en día se producen en el país 4,500 millones de pies cúbicos por día, la producción adicional obtenida con los CSM representa casi una cuarta parte del volumen actual.

Costo del gas natural

Se estima que, con los CSM, el costo de producir un millar de pies cúbicos de gas será de 2.50 dólares. Actualmente, el precio de importación de gas es superior a 5.30 dólares por millar de pie cúbico. Lo que muestra que producir gas en México es más barata que importarlo.

Importaciones

México es un país deficitario en gas, actualmente las importaciones de este hidrocarburo son cercanas a mil millones de pies cúbicos diarios. Con la producción obtenida a través de los CSM de 1,000 MMPCD y considerando un precio de 5.50 dólares/mpc, el país ahorraría 2 mil millones de dólares por año en importaciones.

Finanzas públicas

Considerando una producción de 1,000 MMPCD el Estado tendrá ingresos netos adicionales de 1,100 millones de dólares cada año. Este beneficio es el resultado de la diferencia entre el costo de producción (2.50 dls/mpc) y el de importación del gas (5.50 dls/mpc).

Empleo

Creación de 10 mil puestos de trabajo directo e indirecto, resultado de emplear mano de obra y personal técnico profesional se generarán 2,500 empleos directos.

Demanda de bienes y servicios nacionales

Las empresas contratistas adquirirán en el mercado nacional bienes y servicios necesarios. Si se considera una inversión promedio anual de 650 millones de dólares durante los primeros 15 años, los contratistas demandarán bienes y servicios de origen nacional de por lo menos 325 millones de dólares por año.

Crecimiento económico regional

Resultado de una mayor actividad económica, de la creación de empleos y de una mayor demanda de bienes y servicios mexicanos, se estima que los CSM generen una importante derrama económica, con mayor impacto en los

estados de Tamaulipas, Nuevo León y Coahuila. A lo largo de la cadena productiva durante los veinte años de duración de los contratos se estima la participación de por lo menos 300 empresas ubicadas en la región. Estas empresas serán proveedoras especialmente de: tubería, válvulas, cemento, productos químicos, lubricantes, y diversos servicios como transporte, ingeniería, instalación de equipos, telecomunicaciones, avituallamiento, financieros, inmobiliarios y obra civil.

Beneficios para las empresas nacionales

Los CSM, por su duración permitirán que las empresas nacionales, ya sean socias, subcontratistas o proveedoras de bienes y servicios, tengan una ventana de largo plazo para desarrollar negocios. Ya que los CSM pueden durar hasta 20 años será posible una mejor planeación y con ello la reducción del riesgo respecto a los contratos corto plazo. Con los CSM, las empresas nacionales tendrán varios clientes potenciales con los cuales podrán alcanzar condiciones más favorables. Tanto la duración de los contratos como la posibilidad de trato entre particulares, permitirán identificar áreas de oportunidad para nuevos negocios. La participación junto con los contratistas en actividades de exploración y producción de hidrocarburos permitirán que tanto las empresas como los trabajadores y profesionistas mexicanos adquieran conocimientos, experiencia y habilidades que los conviertan en especialistas de estas áreas.

III.1.1.- TIPOS DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Las reservas se definen como aquellas cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de acumulaciones conocidas a una fecha dada. En consecuencia, el concepto de reservas constituye tan sólo la parte recuperable y explotable de los recursos petroleros en un tiempo determinado.

Las reservas probadas, o reservas (1P) se definen como el volumen de hidrocarburos o sustancias asociadas evaluados a condiciones atmosféricas y bajo condiciones económicas actuales, que se estima serán comercialmente recuperables en una fecha específica, con una certidumbre razonable, derivada del análisis de información geológica y de ingeniería.

Dentro de las reservas probadas existen dos tipos: 1) las desarrolladas, aquellas que se espera sean recuperadas de los pozos existentes con la infraestructura actual y con costos moderados de inversión; y 2) las no desarrolladas, que se definen como el volumen que se espera producir con infraestructura y en pozos futuros.

Ahora bien, dentro de las reservas no probadas existen también dos tipos: 1) las reservas probables y 2) las reservas posibles.

Las primeras se constituyen por aquellos volúmenes de hidrocarburos, cuyo análisis de la información geológica y de ingeniería sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de no serlo. Si se emplean métodos probabilísticos para su evaluación existirá una probabilidad de al menos 50% de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores a la suma de las reservas probadas más las probables. Las reservas (2P), por tanto, son constituidas por la suma de las reservas probadas más las probables.

Las segundas, en cambio, se caracterizan por tener una recuperación comercial, estimada a partir de la información geológica y de ingeniería, menor que en el caso de las reservas probables. Así, si se utilizan métodos probabilísticos, la suma de las reservas probadas, probables más las posibles tendrá al menos una probabilidad de 10% de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores. Consiguientemente, las reservas (3P) se calculan a partir de la suma de las reservas probadas más las probables más las posibles.

A continuación se muestra en la tabla 3.1; el resultado de las reservas actuales por bloque en la cuenca de Burgos, realizado por PEP.

Reservas por localización y bloque

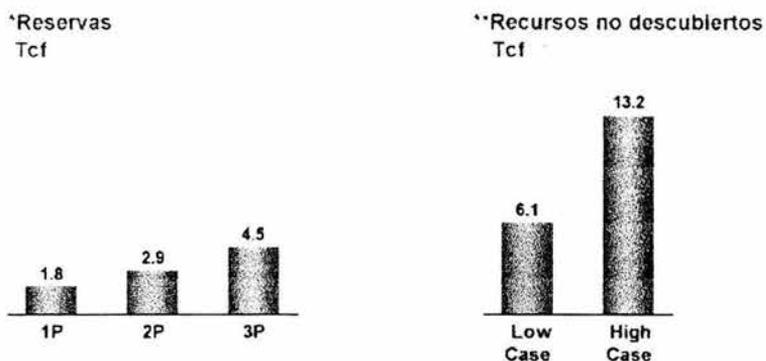
Bloque	Probadas (NSI)		Probables (NSI)		Posibles (NSI)	
	Reservas (MMMpc)	Localiza- ciones	Reservas (MMMpc)	Localiza- ciones	Reservas (MMMpc)	Localiza- ciones
Ricos	33.7	15	49.1	25	74.6	47
Reynosa	25.6	5	28.9	10	11.7	10
Monterrey	34.2	9	72.2	40	81.4	40
Misión	56.5	9	34.6	21	38.9	17
Corindón	36.5	11	10.4	6	9.3	5
Pandura	137.4	28	63.0	27	70.5	24
Cuervito	26.7	10	39.9	26	11.9	4
Fronterizo	7.1	1	4.7	6	0.5	2

Tabla 3.1.-Reservas por localización y bloque

III.1.2.- ESTIMACIÓN DE LOS RECURSOS EN LA CUENCA DE BURGOS:

- Se realizó un estudio estadístico para estimar las reservas remanentes por Descubrir en la Cuenca de Burgos.
- Se utilizaron los datos de producción acumulada y las reservas existentes (1P, 2P y 3P) para estimar el volumen de recurso prospectivo no descubierto.
- Adicionalmente, el hecho de saber que las reservas están creciendo, se tomó en cuenta a través de las reservas probables y posibles y se observa el resultado en la figura 3.1.

Estimación de recurso: cuenca de Burgos



*Reservas remanentes a 1 de enero de 2003

**Fuente: Estimación del recurso de las cuencas de Burgos y Sacimas, México. Pemex Exploración y Producción, 2001

45

Figura 3.1.- Estimación de los recursos en la cuenca de Burgos.

En la tabla 3.2; se observa el censo de las instalaciones que se manejarán a partir de que los CSM, sean puestos en marcha; este censo es el total de los siete bloques:

POZOS EN OPERACIÓN	1550
ESTACIONES DE RECOLECCIÓN	166
ESTACIONES DE COMPRESIÓN	45
PLANTAS DESHIDRATADORAS	22
LÍNEAS DE DESCARGA (KM)	5,756
GASODUCTOS (KM)	2,502
GASOLINODUCTOS (KM)	210
SISTEMAS DE INYECCIÓN DE AGUA CONGÉNITA	15
SISTEMAS DE TRASIEGOS	5

**Tabla 3.2.- Instalaciones proyectadas en Burgos a través de los
CSM.**

DISEÑO DE BLOQUES EN LA CUENCA DE BURGOS

NOMBRE	ÁREA (KM)	NOMBRE	AREA (KM)
RICOS	2983	RICOS	2983
REYNOSA- HIZACHE	1852	REYNOSA- MONTERREY	3552
MONTERREY	1700		
MISION	1891	MISION	1891
CORINDÓN- REMO	1460	CORINDÓN- PANDURA	2859
PANDURA- OLMOS	3980	OLMOS	340
CUERVITO	231	CUERVITO	231
FRONTERIZO	231	FRONTERIZO	231
TOTAL	14328	TOTAL	12087

Tabla 3.3.- Diseño de bloques en la cuenca de Burgos.

MODELO GENÉRICO

**CONTRATO DE OBRA PUBLICA SOBRE LA BASE DE PRECIOS UNITARIOS
ENTRE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN Y EL CONTRATISTA.**

CLÁUSULAS

III.2.1.- PARTE I: DEFINICIONES E INTERPRETACIÓN

CLÁUSULA 1 DEFINICIONES

Área de trabajo.- Es el área del bloque descrita en el anexo A.

Contraprestación.- Significa la contraprestación mensual que PEP pagara al contratista de conformidad con la cláusula 19.2.

Equipos complementarios.- Son los equipos de perforación, compresores, bombas y tanques que sean propiedad del contratista o cualquier tipo de persona ajena a PEP.

Pozo productivo.- Cualquier pozo nuevo que tiene una capacidad de inicial de producción de mas de 200,000 pies cúbicos promedio diario mensual de gas provenientes de un yacimiento de gas no asociado.

Unidad de trabajo.- Una cantidad de trabajo que tiene como valor nominal inicial la cantidad que resulte de aplicar el descuento de \$10,000.00 de Dólares.

III.2.2.- PARTE II: OBJETO

CLÁUSULA 3 OBJETO DEL CONTRATO

El objeto del contrato es encomendar al contratista el llevar a cabo en el área de trabajo de la cuenca de Burgos la ejecución, administración de las obras relacionadas con el desarrollo, infraestructura, mantenimiento de campos de gas no asociado.....la única contraprestación pagadera al contratista.....serán los pagos en efectivo descritos en la cláusula 19 y 20.

CLÁUSULA 4 MARCO JURÍDICO Y MANIFESTACIONES

4.1.- Marco Jurídico.- Las actividades de exploración, explotación, elaboración y ventas de primera mano de gas constituyen actividades reservadas a la nación mexicana de conformidad con la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y la ley reglamentaria del artículo 27 constitucional del ramo petrolero.....los hidrocarburos producidos dentro del área de trabajo serán propiedad exclusiva de PEP, el contratista no será propietario de la producción o de las reservas dentro del área de trabajo.

El contratista:

- (k) No recibirá porcentajes en los hidrocarburos producidos ni.....otros productos de PEMEX y sus organismos subsidiarios.
- (m) No será propietario de los activos fijos.

...ni podrá ser interpretada en el sentido de crear, una persona jurídica o asociación entre las partes, ni otorgar...una concesión, contrato de riesgo compartido, contrato de producción compartida, contrato de ganancias compartidas, contrato de asociación o contrato de derecho preferente de opción sísmica o geológica o cualquier otro tipo de contrato de naturaleza similar.....de acuerdo con la practica usual en la industria petrolera internacional.

4.3.- Manifestaciones del contratista:

- (b) Los miembros del contratista, conjuntamente y la compañía líder.....mantendrán durante el plazo.....para cumplir y ejecutar las obras requeridas conforme a este contrato.....cumplir los requisitos técnicos, económicos y legales previstos en la base de licitación.....y tener el personal y la capacidad jurídica, técnica y económica para ejecutar las obras.....y cumplir con todas las obligaciones contraídas en los términos de este contrato.

III.2.3.- PARTE III: MONTO Y PLAZO

CLÁUSULA 5 MONTO DEL CONTRATO

El monto del contrato es en dólares americanos.

CLÁUSULA 6 PLAZO DEL CONTRATO

6.1. Inicio y Terminación.- La fecha efectiva del presente contrato será el () de () de (), fecha en la cual se iniciaran los contratos.....la vigencia terminara el () de () de (), (20 años posteriores a la fecha efectiva), salvo por lo previsto en la cláusula 6.3.

6.2.- Plazo.- El plazo máximo para la ejecución de las obras...es de siete mil trescientos cinco (7305) días contados desde la fecha efectiva.

6.3.- Fases del Plazo.-.....el plazo esta compuesto de un máximo de tres fases:

- (f) La fase de desarrollo.....duración mínima de tres años...y una duración máxima de ocho años contractuales.
- (g) La fase de reactivación.....duración mínima de cero años...y máxima de cinco años.

(h) La fase de recuperación máxima...duración de seis años mas uno de año parcial final.

6.4.- Fase de Desarrollo.-.....El contratista deberá llevar a cabo las obras de desarrollo, infraestructura, mantenimiento...esta fase se compone de máximo de tres etapas:

- (a) 1er etapa de desarrollo...duración tres años.
- (b) 2da etapa de desarrollo... duración dos años.
- (c) 3er etapa de desarrollo...duración tres años.

6.5.- Fase de reactivación.-el contratista deberá de llevar acabo obras de desarrollo, infraestructura y mantenimiento..... esta fase tendrá un periodo de duración de cero (0), a cinco (5) años contractuales.

6.6.- Fase de Recuperación máxima.-.....El contratista realizará la obligación de trabajo descrita en la cláusula 10.2 para cada año de dicha fase.

CLÁUSULA 7 PRORROGA DEL PLAZO

- (a) En caso fortuito o fuerza mayor según lo previsto en la cláusula 27, la prórroga será por un periodo de tiempo igual a la duración dicho caso fortuito.
- (b) Si PEP oferta la suspensión temporal de las obras según la cláusula 30, el plazo se prorrogará por un periodo igual a la suspensión.

- (c) Si las obras no pueden ser ejecutadas o son retrasadas por causas imputables a PEP, la prórroga será por un periodo de tiempo igual al del retraso.

CLÁUSULA 8 MODIFICACIONES EN MONTO Y PLAZO DEL CONTRATO

PEP y el contratista podrán conjuntamente modificar el presente contrato.....siempre que las modificaciones.....no rebasen el veinticinco por ciento (25%) del monto del presente contrato.....y no procederán si implican variaciones al objeto del contrato.

III.2.4.- PARTE IV: OBRAS

CLÁUSULA 9 OBRAS A SER EJECUTADAS POR EL CONTRATISTA

9.1.- Descripción de las Obras.- El contratista a su propio costo debe ejecutar y administrar la ejecución de las obras descritas.....para lo cual deberá

suministrar todos los equipos, personal, materiales y demás recursos.....y prestar todos los servicios necesarios para la ejecución de las mismas..... y estas están divididas en desarrollo, infraestructura y mantenimiento.

Las obras de desarrollo incluyen:

- Servicios geológicos y geofísicos.
- Interpretación de datos geofísicos.
- Ingeniería de yacimientos.
- Ingeniería de producción.
- Localizaciones de pozos.
- Terminación y estimulación de pozos.
- Perforación de pozos.
- Reparación mayor de pozos.
- Construcción de líneas de recolección.

Las obras de infraestructura incluyen:

- Construcción y reparación de caminos de acceso.
- Construcción e instalación de compresores y medidores

Las obras de mantenimiento incluyen:

- Mantenimiento de pozos.
- Mantenimiento de instalaciones de deshidratación.
- Mantenimiento de líneas de recolección e instalaciones.

- Mantenimiento de sistemas de monitoreo de supervisión de operaciones.
- Medición de gas y condensados.
- Mantenimiento ambiental de las obras.

9.2.- Coordinación entre PEP y el contratista:

- (a) PEP tiene la facultad irrestricta y discrecional de perforar y producir pozos.....en el área de trabajo, ya sea directamente o a través de diferentes contratistas.
- (b) PEP tiene y mantendrá la facultad irrestricta y discrecional de continuar llevando a cabo actividades operativas en el área de trabajo.....PEP no reemplazará o duplicará las obras contratadas en virtud de este contrato.
- (c) PEP será responsable por cualquier daño o perjuicio al contratistaque se derive de las operaciones de PEP previstas en los incisos (a) y (b).

9.3.- Exploración en el área de trabajo:

- (a) PEP puede decidir perforar pozos de exploración en el área de trabajo.
- (b) En caso de que PEP perfore un pozo de exploración en el área de trabajo que resulte en un descubrimiento de gas no asociado...será considerado

como una obra sujeta a este contrato y deberá ser ejecutada por el contratista.

- (d) PEP será responsable por cualquier daño o perjuicio del contratista.....que se derive de las operaciones de PEP previstas en esta cláusula.

CLÁUSULA 10

OBLIGACIÓN DE TRABAJO DE DESARROLLO Y DEMÁS OBLIGACIONES RELACIONADAS DEL CONTRATISTA.

10.2.- Programa maestro y obligación de trabajo de desarrollo.- El contratista ejecutará el programa maestro....establece las obras de desarrollo contempladas en este.....las cuales se contabilizan en unidades de trabajo.

10.3.- Unidades de trabajo.- Las obras de desarrollo previstas en los anexos E-1 y E-2.....el numero de unidades de trabajo.....es el resultado de dividir el precio de referencia de cada obra entre la cantidad de diez mil dólares (USD\$10,000.00).....en caso de que el contratista no cumpla con su obligación de trabajo de desarrollo.....previsto en las cláusulas 10.5 y 10.6este deberá pagar a PEP la pena convencional.....que se indica en la cláusula 28.4.

10.4.- Unidades de trabajo no reembolsables:

- (e) Para asegurar la solvencia de su propuesta económica, el contratista se compromete a ejecutar unidades de trabajo no reembolsables.....y por las cuales el contratista no recibirá contraprestación alguna.

- (f) Con el objeto de expandir y mantener la capacidad de entrega de gas en el área de trabajo...las unidades de trabajo no reembolsables solo deberán ser utilizadas en...trabajos geofísicos, perforación, terminación, estimulación de pozos y perforación y taponamiento de pozos secos.

10.9.- Restricciones de las obras de desarrollo.- El contratista no tendrá derecho a recibir contraprestación alguna por las siguientes obras:

- (a)el numero de pozos permitidos no excederá de seis pozos por sector por yacimiento en producción.....la separación de los pozos entre si no deberá ser menor a cuatrocientos metros en el mismo yacimiento.
- (b) cualquier obra ejecutada y no completada en el programa aprobado por PEP.
- (c) Mantenimiento de un pozo que no es capaz de producir un promedio diario mensual de doscientos mil (200,000) PCE.

10.11.- Obligaciones de infraestructura y mantenimiento del contratista.- El contratista deberá llevar a cabo cualquier otra obra no contabilizada en unidades de trabajo que sea necesaria para ejecutar las obras.....cualquier obra de infraestructura que sea necesaria para la producción de los pozos y las obras de mantenimiento.

10.12.- Programa anual de trabajo. – El programa maestro será actualizado una vez al año después de finalizado cada año.....solo para fines de preparación del presupuesto de ingresos y egresos de PEP.

10.13.- Campos que se extienden mas allá del área de trabajo.- El contratista se abstendrá de perforar un pozo dentro de los trescientos (300) metros del limite externo del área de trabajo.....la localización de un pozo será determinada basándose en la proyección vertical.

CLÁUSULA 11
OBLIGACIONES DEL CONTRATISTA RELACIONADAS CON DESARROLLO E
INFRAESTRUCTURA.

Durante el plazo, el contratista ejecutará bajo su propio costo las obras de desarrollo e infraestructura en el área de trabajo.

11.2.- Permisos.- El contratista obtendrá, renovará o prorrogará oportunamente, a su propio costo y en nombre de PEP.....todos los permisos que se requieren obtener.

11.4.- Obligaciones con respecto al área de trabajo:

- (p) Durante la ejecución de las obras, el contratista:
 - (i) Tendrá la absoluta responsabilidad por la seguridad de todas las personas que estén bajo su control, y que se encuentran en el área de trabajo.
 - (ii) Suministrará y mantendrá todo el equipo de seguridad.
 - (iii) ...tomará todas las medidas razonables para proteger de daños al medio ambiente dentro y en las cercanías del área de trabajo.

11.5.- Descubrimiento de yacimientos de petróleo crudo:

- (a) El contratista deberá enviar a la Gerencia de Operaciones del contrato.....en caso de que la RGA del yacimiento o yacimientos descubiertos se encuentren cerca de los límites de RGA de un

yacimiento. De petróleo crudo.....el contratista deberá notificar si el o los yacimientos son de gas no asociado o de petróleo crudo

- (c) Independientemente de la caracterización definitiva del descubrimiento.....el contratista únicamente podrá ejecutar las obras de desarrollo y mantenimiento con respecto a un yacimiento de gas no asociado y los yacimientos de petróleo crudo serán excluidas del área de trabajo.
- (d) Si el contratista perfora un pozo en un yacimiento de petróleo crudo, PEP deberá asumir de inmediato la responsabilidad sobre el mantenimiento del pozo. El contratista recibirá el pago de la contraprestación correspondiente a dicha obra.
- (e) Si el contratista perfora un pozo en (i) uno o más yacimiento de gas no asociados y (ii) uno o más yacimientos de petróleo crudo, el contratista tendrá el derecho de continuar en dicho pozo, con la ejecución de las obras relacionadas con yacimiento de gas no asociado.

11.6.- Condiciones imprevistas en el área de trabajo:

- (a) Si el contratista descubriera algún material o residuo peligroso o tóxico que no sea el resultado de la ejecución de las obras.....se regulará por lo previsto en la cláusula 25.
- (b)el contratista haga algún descubrimiento de cualquier vestigio arqueológico.....el contratista deberá inmediatamente notificarlo a la gerencia de operación de contrato.

11.7.- Reportes:

- (a) El contratista deberá entregar.....un reporte mensual de avance.....que contendrá una descripción de los volúmenes de gas entregados a PEP

durante el mes anterior.....de las obras de desarrollo, infraestructura y mantenimiento ejecutadas en el mes anterior y el estado del cumplimiento de las demás obligaciones.

- (b) Estos reportes incluirán interpretaciones de datos sísmicos, registro de pozos, modelos geológicos y modelos de yacimientos.
- (c)el reporte mensual de avance debe ser entregado.....dentro de los quince días siguientes al término de cada mes.
- (d)el contratista deberá presentar a PEP dentro de los treinta primeros días de cada año.....un reporte con la memoria de cálculo de las reservas probadas, probables y posibles de gas no asociado existentes en el área de trabajo.
- (e)el contratista deberá informar.....en caso de que ocurra cualquier accidente en las instalaciones.....que afecte la ecología o se contamine el medio ambiente.
- (g) El contratista hará entrega a PEP de copias de todos los documentos ambientales, de conformidad con la cláusula 25 del presente contrato.

11.8.- Incendios, explosiones, fugas o pérdida de control.- El contratista será responsable de las operaciones de control del pozo en cuestión y proporcionará los equipos materiales y servicios comprendidos dentro del presente contrato y que se requieran para el control del pozo.

11.9.- Entrega de los planos.-.....el contratista deberá entregar a la gerencia de operación de contratos los planos "como se construyó" y las especificaciones para la infraestructura, que son propiedad de PEP de acuerdo con las cláusulas 15.1 y 26.1.

CLÁUSULA 13 ENTREGA DE GAS Y CONDENSADOS

Establece el procedimiento por medio del cual el contratista deberá tener disponible la máxima cantidad de gas para entrega a PEP.....refleja que el lograr el desarrollo y mantenimiento exitoso de entrega de gas cuando PEP lo solicite, resultará en el pago puntual de la contraprestación al contratista previsto en la cláusula 19 y 20.

13.1.- Comercialización por PEP.- PEP tiene el derecho exclusivo y la responsabilidad de vender a PGPB todo el gas y condensados producidos dentro del área de trabajo.

13.5.- Obligación de entregar y recibir gas:

- (a) El contratista deberá entregar, y PEP deberá recibir las cantidades de gas que PEP hubiere nominado conforme a la cláusula 13.3.
- (c) Si ocurriera caso fortuito o fuerza mayor limite la capacidad del contratista de entregar gas a PEP, dicha cantidad de gas no entregada, será considerada como entregada a PEP para el único efecto de determinar el déficit de entrega por dicho día.
- (e)si el contratista deja de entregar por un periodo de ciento veinte (120) días consecutivos (no incluyendo en este plazo los periodos de mantenimiento).....PEP podrá proceder a la cesación del contrato de conformidad en la cláusula 28.1

13.7.- Entrega de gas y condensados:

- (a) El contratista entregará en los puntos de transferencia todo el gas y condensados que sean producidos por los pozos en el área de trabajo.
- (b) El contratista deberá asegurarse que el gas y condensados cumplan con las especificaciones que se indican en el anexo F.

13.8.- Especificaciones:

- (a) ...el contratista deberá realizar las pruebas de calidad previstas en el anexo F.
- (b) En los casos de que el gas y condensados no cumplan con las especificaciones de calidad se aplicaran las siguientes disposiciones:
 - (ii)PEP podrá escoger entre:
 - (A) No aceptar la producción de gas o condensados hasta que.....cumplan con las especificaciones de calidad.
 - (B) Aceptar el gas o condensados que no cumplan con las especificaciones.....se entenderá que PEP ha renunciado a todas las objeciones a la calidad del gas y condensados.....en este caso, el contratista no tendrá la responsabilidad u obligación alguna por cualquier reclamación que resulte del gas o condensados.

CLÁUSULA 15
RECEPCIÓN DE LAS OBRAS

15.1.- Propiedad de las obras.- Sin perjuicio de lo previsto en la cláusula 24.3.....todas las obras serán propiedad de PEP.....el contratista podrá mantener exclusivamente la propiedad de equipos complementarios.

15.4.- Pérdida o daño a los pozos.- En caso de que cualquiera de los pozos se dañe o se pierda mientras el contratista ejecuta las obras de perforación y terminación de pozo, el contratista sufragará los gastos resultantes por los daños o pérdida de dicho pozo.....sin embargo, que cualquier daño a cualquier formación o yacimientos, así como cualquier pérdida de gas, no serán responsabilidad del contratista.

15.5.- Responsabilidad del contratista por obras recibidas.- Una vez que las obras hayan sido recibidas por PEP:

(c) Se entenderá que el contratista ha cumplido cabalmente con las especificaciones de construcción y

(d) Cualquier reclamo por calidad....será realizado en base a la cláusula 24.3.

15.6.- Limpieza del sitio.-el contratista procederá de inmediato a limpiar el sitio y a retirar todo su equipo temporal, material excedente y desperdicios del área correspondientes y llevar a cabo trabajos de restauración.

15.7.- Acta de recepción final finiquito de las obras.-....si la gerencia de operaciones de contratos considera que no se ha cumplido con las condiciones para la recepción de las obras, las partes se sujetaran al procedimiento establecido para tal efecto en la cláusula 15.2. Previo a la

fecha de recepción la gerencia de operación de contratos podrá exigir al contratista que se haga responsable por trabajos faltantes o mal ejecutados conforme a las disposiciones aplicables y este contrato.

CLÁUSULA 16 SUBCONTRATACIÓN DE OBRAS

.....El contratista no tendrá el derecho de subcontratar la administración y dirección de las obras. Salvo por estas actividades, todas las demás obras podrán ser subcontratadas.....la administración de las obras no incluyen.....servicios de contabilidad, recursos humanos, operación y soporte de sistemas y servicios relacionados con informática.....el contratistaSerá el único responsable de las obligaciones que adquiera con las personas que subcontrate para la ejecución de las obras.

III.2.5.- PARTE V: CONTRAPRESTACIÓN Y FORMA DE PAGO

CLÁUSULA 17 PRECIOS UNITARIOS

17.1.- Precios Unitarios.- El pago por las Obras realizadas por los contratistas se hará sobre la base de Precios Unitarios de conformidad con el Artículo 45, fracción I de la ley de Obras Públicas. Los Precios Unitarios Originales han sido propuestos por el contratista en su propuesta Económica.

- 17.2.- Componente de los precios unitarios originales.-** El Precio Unitario Original comprende los siguientes componentes: el costo directo de cada concepto de trabajo, el costo indirecto de cada concepto de trabajo, el cual es un porcentaje específico de los costos directos e indirectos del concepto de trabajo, el costo de financiamiento relacionado con el concepto de trabajo, el cual es un porcentaje específico de los costos directos e indirectos del concepto de trabajo, el margen de utilidad, el cual es un porcentaje específico de los costos directos, indirectos y de financiamiento, cargos adicionales.
- 17.3.- Catálogo de precios Unitarios Originales.-** Los Precios unitarios aplicables a las obras a ser ejecutadas por el contratista conforme lo establecido por el presente contrato.
- 17.4.- Ajuste de los Precios Unitarios.-** Solo los costos que integran los Precios Unitarios Originales establecidos en el Anexo E-2 de este Contrato, serán ajustados anualmente con base en el Índice de Precios del Productor.
- 17.5.- Circunstancia Económicas Imprevistas.-** Las partes acuerdan que en caso de que se presenten circunstancias económicas imprevistas no imputables a alguna de las Partes no habrá lugar a ajustes distintos a los previstos en la cláusula anterior.

CLÁUSULA 18

PRECIOS UNITARIOS OFERTADOS POR EL CONTRATISTA

Los Precios Unitarios Originales y sus componentes de costos ofertados por el contratista en su Propuesta Económica están establecidos en el Anexo E-2 de este contrato.

CLÁUSULA 19 CONTRAPRESTACIÓN

19.1.- Generalidades.- el contratista deberá ejecutar las Obras bajo su propio costo y gasto, y no tendrá derecho a recibir anticipos por trabajos hechos de conformidad con el presente Contrato. El contratista sólo tendrá derecho a recibir la Contraprestación en efectivo por las obras.

19.2.- Contraprestación.- cada mes, PEP pagará al contratista la contraprestación que corresponda, basada en los Precios Unitarios, por la ejecución de las Obras de Desarrollo, Infraestructura y Mantenimiento (La "Contraprestación"), la cual será determinada por la suma de: (d) la contraprestación por Obras de Mantenimiento atribuibles a los Pozos Existentes e infraestructura y demás instalaciones existentes en la fecha efectiva llevadas a cabo de conformidad en las cláusulas 9.2(d), 9.3(c) y 13.10 y cualquier Perforación de un Pozo Exploratorio de Alto Riesgo, (e) la contraprestación por Obra

El Mantenimiento que sean atribuibles a Obras de desarrollo y Obras de Infraestructura nueva, llevadas a cabo en el Mes anterior, (f) la contraprestación por Obras de Desarrollo, con excepción de cualquier Perforación de un Pozo Exploratorio.

El contratista reconoce que los pagos a que tiene derecho conforme a esta Cláusula 19, constituirán su única contraprestación por la ejecución de las Obras para PEP conforme a los términos del presente contrato. El contratista no tendrá derecho a reclamar ajuste, contraprestación o indemnización alguna relacionada de cualquier forma con la celebración, cumplimiento, rescisión o terminación del presente Contrato, salvo por lo expresamente establecido en el mismo.

CLÁUSULA 20
FORMA DE PAGO

20.1.- Pagos mensuales.- Los pagos mensuales de Contraprestación se basarán en el avance mensual de las Obras de conformidad con el Artículo 54 de la ley de Obras Públicas.

20.2.- Forma de pago de la Contraprestación por Obras de desarrollo e Infraestructura.- Sujeto al registro de las Obras de conformidad con las Disposiciones Aplicables en materia de proyectos PIDIREGAS y las que se detallan en el Anexo N de este contrato, la contraprestación por Obras de desarrollo y Obras de Infraestructura será calculada de modo que las Estimaciones correspondiente a cada Obra recibida sean presentadas a PEP.

En caso de que por causas atribuibles PEP no registre las Obras previo al inicio del trimestre Contractual correspondiente luego de la recepción oportuna de la información necesaria por parte del Contratista, al momento de hacer el primer pago correspondiente a la Obra PEP pagará los montos que hubiera recibido el contratista con anterioridad a dicha fecha si PEP hubiera registrado las Obras a tiempo, sin intereses de ningún tipo.

En caso de terminación anticipada del Contrato o en caso de terminación en virtud de la aplicación de Cláusula 10.16 (I), así como en caso de rescisión del Contrato por causa atribuible a PEP, todos los pagos por Obras que hayan sido previamente recibidas por PEP, así como cualquier otro pago contemplado bajo el presente Contrato, continuarán efectuándose durante el año calendario en curso y el año calendario siguiente.

20.3.- Pago de intereses por financiamiento.- PEP pagará intereses al contratista durante el Plazo, aplicables a la totalidad del saldo insoluto del capital que se origine.

III.2.6.- PARTE VI: ADMINISTRACIÓN DEL CONTRATO

CLÁUSULA 21

RESIDENCIA DE OBRA Y SUPERVISIÓN

El responsable directo de la supervisión, vigilancia control y revisión de las actividades realizadas por el contratista será el "Gerente de Operación de Contratos". Se trata de un residente de obra que será designado por PEP y fungirá como representante de PEP ante el contratista. La Gerencia de Operaciones de Contratos tiene el derecho de auditar todos los gastos no recuperables que el Contratista solicite en los casos de supervisión, terminación anticipada por cualquier causa o rescisión del Contrato.

CLÁUSULA 22

GRUPO DIRECTIVO Y PERSONAL DEL CONTRATISTA

El contrato prevé la constitución de un "Grupo Directivo", compuesto por 3 representantes del contratista y 4 funcionarios de PEP. Se encargará de revisar trimestralmente el progreso de las obras, discutir y resolver las discrepancias técnicas y administrativas.

CLÁUSULA 23 OBLIGACIONES LABORALES

Esta Cláusula prevé que ningún funcionario, empleado no podrá tener relación laboral en ambas partes (contratista y PEP) al mismo tiempo. Y cada parte será responsable de todas las obligaciones laborales y de seguridad social a favor de funcionarios y miembros de su personal.

III.2.7.- PARTE VII: OTRAS DISPOSICIONES

CLÁUSULA 24 SEGUROS, GARANTÍAS DE CUMPLIMIENTO Y OTRAS GARANTÍAS

24.2.- Garantías de cumplimiento.- El contratista se obliga a obtener a su nombre las pólizas de seguro que se indican en el Anexo O de este contrato, y así como manifiesta que con el fin de garantizar el debido cumplimiento de todas sus obligaciones derivadas del presente Contrato.

24.3.- Garantía de Vicios Ocultos.- De conformidad el contratista quedará obligado por un plazo de doce meses a responder de los Defectos que resulten de los vicios ocultos y de cualquier otra responsabilidad en que hubiere incurrido en la ejecución de las Obras.

24.5.- Ampliación del periodo de Garantía.- Dicho periodo de Garantía será ampliado Automáticamente sólo con el propósito y por el periodo de tiempo necesario para corregir tales Defectos o vicios.

CLÁUSULA 25

DISPOSICIONES AMBIENTALES Y DE SEGURIDAD

25.2.- Responsabilidades Ambientales del Contratista.- El contratista será responsable ante PEP, de todas las Responsabilidades Ambientales que surjan como consecuencia de las actividades realizadas conforme a este Contrato.

25.3.- Indemnización por parte del Contratista.- Si cualquier sustancia o material contaminante que sea causa de Responsabilidades Ambientales del Contratista en el Área de Trabajo, entonces el contratista deberá encargarse de corregir dichas Responsabilidades.

CLÁUSULA 26

PROPIEDAD DE LA INFORMACIÓN: COPIAS Y TECNOLOGÍA; CONFIDENCIALIDAD

26.1.- Propiedad de la Información y Copias.- El contratista conviene y reconoce que toda la información que PEP le proporcione en relación con el presente Contrato, incluyendo información Técnica, así como toda la

información desarrollada por el Contratista y entregada a PEP, será propiedad exclusiva de PEP...el contratista tendrá derecho de mantener copias de esta información.

26.3.- Obligación de Confidencialidad.- Durante el Plazo y por un periodo deberá mantener la confidencialidad respecto de los acuerdos relacionados con las Obras y sobre los documentos, registros, informes, información técnica o de otra índole. El contratista será responsable por cualquier incumplimiento a sus obligaciones de confidencialidad previstas en la presente cláusula.

26.4.- Divulgación de Información Confidencial.- No obstante lo estipulado en esta cláusula, según sea el caso podrá revelar la información a sus representantes, consejeros, funcionarios, organismos subsidiarios y asesores que deban conocer dicha información confidencial.

CLÁUSULA 27

CASO FORTUITO O FUERZA MAYOR

27.1.- Exención de Responsabilidades por Caso Fortuito o Fuerza Mayor.-

Para los efectos de este Contrato "Caso Fortuito o Fuerza Mayor" significa cualquier acontecimiento, acto o evento fuera de control e impredecible, sea inevitable por dicha parte cuando hubiera tomado precauciones a evitar dicho acontecimiento, acto o evento, que imposibilita de manera absoluta el cumplimiento de alguna o todas las obligaciones derivadas del contrato, en forma temporal o definitiva.

27.2.- Obligación de Notificar.- Se debe notificar la presencia del evento de caso Fortuito o Fuerza Mayor de forma detallada de dicho evento la duración estimada del mismo y el posible retraso o incumplimiento consecuencia del mismo.

27.5.- Terminación por Caso Fortuito o Fuerza Mayor.- El contratista podrá optar por la terminación anticipada de este contrato a causa de cualquier acontecimiento que constituya Caso Fortuito o Fuerza Mayor y en este caso PEP estará únicamente obligado a pagar al contratista con base a los Precios Unitarios Originales, las Obras que hayan sido ejecutadas.

CLÁUSULA 28

RESCISIÓN DEL CONTRATO Y PENAS CONVENCIONALES

28.1.- Derecho de Rescisión por Parte de PEP.- Cuando el contratista incumpla sus obligaciones del presente Contrato, PEP procederá a tomar inmediata posesión de las obras ejecutadas, levantando, con o sin la comparecencia del Contratista, un acta circunstanciada del estado en que se encuentren las Obras ante la presencia de fedatario público. En todo caso, al operar la rescisión del contrato, independientemente de que fuera imputable a PEP o al Contratista se procederá al pago de las contraprestaciones que se deban las partes de conformidad.

28.2.-Causales de Rescisión.- Se rescindirá del presente Contrato cuando exista incumplimiento por parte del Contratista en cualquiera de sus obligaciones, que incurran en delitos ambientales.

28.3.- Paro de las Obras.- El Contratista tomará inmediatamente, todas las medidas necesarias para detener la ejecución de las Obras en una forma Expedita y ordenada y hará todos los esfuerzos que sean necesarios para reducir los gastos para este propósito.

28.4.- Penas convencionales.- Las penas convencionales al ser aplicables es caso de atrasos por parte del Contratista en la ejecución su Programa Anual de Trabajo y atrasos en las fechas establecidas que son las siguientes:

- a) Pena Convencional por atraso en la Obligación de Trabajo de Desarrollo.
- b) Pena Convencional por Rescisión.

Las penas convencionales previstas en esta en esta cláusula sólo aplicarán en aquellos casos en que el Contratista sea responsable por falta de cumplimiento con la obligación y no exista incumplimiento alguno u otro u omisión por parte de PEP o supuesto Caso Fortuito o Fuerza Mayor algo que haya causado o contribuido a causar dicha falta.

CLAUSULA29 TERMINACIÓN ANTICIPADA DEL CONTRATO

29.1.- Derecho de terminación Anticipada por PEP.- De conformidad PEP tendrá el derecho de dar por terminado en forma anticipada este Contrato cuando concurren razones de interés general, existan causas justificadas que

le impiden la continuación de los trabajos, no sea posible determinar la temporalidad de la suspensión de los trabajos.

29.2.- Paro de las Obras.- En caso de terminación anticipada de este Contrato por parte de PEP, el Contratista tomará inmediatamente después de recibir la notificación correspondiente, todas las medidas razonables para parar la ejecución de las Obras en una forma expedita y ordenada y hará todos los esfuerzos para limitar a un mínimo los gastos para este propósito

CLÁUSULA 30 SUSPENSIÓN TEMPORAL DE LA OBRA

La suspensión no podrá prorrogarse o ser definida, por lo que en caso de que la temporalidad de la suspensión de los trabajos sea indeterminada, PEP deberá proceder a la terminación anticipada de conformidad mutua, en el caso en que se presenten suspensiones de las obras cuyos periodos sean reducidos y difíciles de cuantificar, PEP procederá al pago de las obras ejecutadas hasta la fecha de suspensión que no hayan sido pagadas a dicha fecha, no será aplicable en el caso de suspensiones parciales de obras por parte de PEP. En caso de suspensión, el contratista suministrará un informe auditado de tales gastos, el cual deberá ser preparado por una firma de auditoría independiente.

CLÁUSULA 31 INDEMNIZACIÓN

Indemnización por parte del contratista.- El contratista indemnizará y mantendrá libre de toda responsabilidad, daño y perjuicio a PEP (y dichas

obligaciones sobrevivirán a la rescisión o terminación del presente contrato) en contra de todas y cada una de las reclamaciones que se deriven de o se relacionen con cualquiera de los siguientes supuestos: cualquier daño o lesión a cualquier persona o cualquier propiedad de PEP cualquier infracción de cualquier patente, licencia, marca registrada, etc. Queda expresadamente entendido que la obligación del contratista indemnizar y mantener libre de responsabilidad daño o perjuicio a PEP bajo la presente cláusula

31.1 Indemnización por parte de PEP.- PEP indemnizará y mantendrá libre de toda responsabilidad, daño y perjuicio del contratista en contra de todas las reclamaciones que se deriven o se relacionen de cualquiera de los supuestos: Cualquier daño o lesión a cualquier persona o cualquier propiedad de la persona, que se derive directa o indirectamente de las operaciones de PEP, cualquier relación con el contratista por responsabilidades ambientales. La obligación de PEP de indemnizar y mantener libre de responsabilidad, daño y perjuicio al contratista bajo la presente cláusula

31.2 Procedimientos de indemnización.- la parte a indemnizar notifica por escrito sobre dicha reclamación y señalará, en la medida que sea factible y razonable todos los detalles de la reclamación, dará la asistencia razonable que esta requiera con la negociación transacción o defensa de cualquier reclamación por la cual la parte a indemnizar busque indemnización con forme a esta cláusula

CLÁUSULA 32 RESPONSABILIDADES POR DAÑO DIRECTO

De conformidad con lo establecido en el artículo 21.10 del código civil federal, ninguna de las partes será responsable frente a la otra parte por daños de

cualquier tipo que se deriven o que de alguna manera se relacionen con el cumplimiento o incumplimiento de las obligaciones contenidas en este contrato

CLÁUSULA 33 CESIONES Y CAMBIOS DE CONTROL

33.1.- Prohibición de ceder.- Con excepción de lo previsto ninguna de las partes podrá ceder, grabar o transferir, total o parcialmente, sus respectivos derechos y obligaciones de este contrato

33.2.- Cesión de los derechos de cobro del contratista.- De conformidad el contratista podrá grabar o ceder sus derechos de cobro sobre estimaciones, sujeto al consentimiento previo y por escrito a PEP.

33.3.- Cambio de control y sustitución de garantía corporativa.- Si ocurre un cambio de control de un miembro del contratista cuyas acciones están siendo cedidas el contratista podrá solicitar dentro de un lapso no superior a 45 días la sustitución de la garantía corporativa original por una nueva garantía emitida por o en nombre de nuevo accionista del miembro del contratista

CLÁUSULA 34 FINANCIAMIENTO

34.1.- Financiamiento del contratista.- PEMEX y sus órganos subsidiarios, no otorgarán garantía alguna al contratista ni a sus prestamistas quedando entendido que salvo que PEMEX acuerde lo contrario

34.2.- Financiamiento de PEP.- PEP a través de PEMEX o cualquier entidad financiera podrá obtener financiamientos de cualquier institución de créditos o institución financiera nacional o extranjera

CLÁUSULA 35

LEY APLICABLE, PERITO INDEPENDIENTE, ARBITRAJE Y NATURALEZA DE LA CONTRATACIÓN

35.2.- Perito independiente.- Todas la diferencias entre las partes serán resueltas por un perito independiente, donde podrá convocar una o mas reuniones con las partes en conjunto o separadamente para establecer los puntos específicos en controversia y podrá requerir la información necesaria y deberá emitir su determinación en un plazo que no exceda de 90 días desde la fecha de solicitud

35.3.- Arbitraje.- Todas las controversias disputas reclamaciones o conflictos que surjan deberán ser resueltas exclusivamente mediante arbitraje institucional con sede en la ciudad de Paris Francia de acuerdo con el reglamento de arbitraje de la cámara de comercio internacional o cualquiera otras normas que puedan ser acordadas entre las partes. El arbitraje será conducido en idioma español el laudo arbitral será definitivo, obligatorio y vinculante para las partes. Toda sentencia que exija el cumplimiento de cualquier laudo dictado por el tribunal arbitral podrá ser transmitida en cualquier tribunal de jurisdicción competente

35.4.- Naturaleza de la contratación.- El procedimiento de la contratación y ejecución de este contrato se rigen por la ley de obras publicas y demás disposiciones aplicables.

CLÁUSULA 36
COMUNICACIÓN E IDIOMA

36.1.- Comunicaciones.- todos los informes, reportes, comunicaciones, notificaciones y avisos deberán ser hechos exclusivamente en idioma español a excepción de documentaciones técnicas tales como manuales,

Catálogos y resultados de programas técnicos de cómputo, las cuales podrán entregarse en inglés y a solicitud de PEP con una traducción al idioma español.

CLÁUSULA 37
CARGAS FISCALES

PEP no reembolsara al contratista por las cantidades retenidas, el contratista será responsable y pagara todas las contribuciones y aprovechamientos que existan o que pudieran existir en el futuro, que graben al contratista o sus funcionarios en relación con la celebración o cumplimiento de este contrato.

CLÁUSULA 38
CONTENIDO NACIONAL, PROGRAMAS DE ENTRENAMIENTO Y DE APOYO A
LA COMUNIDAD

38.1.- Contenido nacional.- En caso de subcontratación de obras de conformidad con la cláusula 16 el contratista deberá dar preferencia a la adquisición de bienes de origen mexicano y así como la contratación de servicios prestados por empresas mexicanas, el contratista deberá dar preferencia a

profesionales, trabajadores y demás empleados que sean de origen mexicano

38.3.- Programa de apoyo a la comunidad.- El contratista cumplirá con un programa de apoyo a la comunidad durante cada año de plazo con un valor mínimo de 500 dólares por sector incluido en el área de trabajo. Los fondos serán utilizados para la construcción y mantenimiento de escuelas publicas, hospitales y clínicas públicas y caminos a cargo del municipio en el cual el sector se encuentre ubicado.

CLÁUSULA 39 COMPAÑÍA LÍDER

Independientemente de la designación de la compañía líder es responsabilidad conjunta y solidaria todos los miembros del grupo de contratistas frente a PEP por el cumplimiento de las obligaciones del cumplimiento de este contrato. PEP y el contratista acuerdan que cualquier notificación relacionada con la ejecución de obras deberá ser realizada entre PEP y compañía líder.

CLÁUSULA 40 MODIFICACIONES Y RENUNCIAS

La renuncia de cualquier derecho o disposición del contrato por cualquiera de las partes siempre sea permitido de conformidad con las disposiciones aplicables y el presente contrato deberá hacerse conforme al consentimiento expreso de dicha parte y constar por escrito

CLÁUSULA 41
RELACIONES CON AUTORIDADES

Las partes reconocen que las autoridades gubernamentales competentes tendrán las atribuciones que le señale la ley orgánica de la administración pública federal, ley de obra públicas, ley de presupuesto, contabilidad y gasto público federal, sus respectivos reglamentos y demás disposiciones aplicables.

III.3.- MARCO REGULATORIO

Los Contratos de Servicios Múltiples (CSM), para la explotación de gas natural, permitirán reducir sustancialmente las importaciones de este hidrocarburo.

Se diseñó un instrumento apegado a la Constitución, a las leyes y reglamentos en materia petrolera y se espera culminar este proyecto a inicios del próximo año, tras realizar los procesos de licitación.

Se espera recibir inversiones de entre seis mil y ocho mil millones de dólares, que estarán dentro del marco jurídico existente y se destaca el afán de realizar todos los planes de desarrollo de PEMEX. Por el momento existen alrededor de 70 empresas de todo el mundo interesadas en participar en la explotación de gas natural en la Cuenca de Burgos, entre ellas: Shell, Petrobas, Texaco, Shebron, Candian Inter. Y Next Send, y las ganadoras tendrán una carga fiscal del 32%.

Con los CSM se busca aprovechar los recursos naturales del país y reducir las costosas importaciones, por que incluyen todo tipo de "candados técnicos" que garanticen el control permanente de PEMEX durante la ejecución de los contratos y estipula que todos los activos fijos construidos por las empresas privadas son también de la paraestatal.

Las modificaciones y reformas hechas al sector energético mexicano. En 1995, la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo ("Ley del Petróleo") fue modificada y adicionada con la finalidad de permitir la participación de la inversión privada en el sector del gas natural en cuanto a su transportación, distribución y almacenaje. Un año después, la misma Ley del Petróleo fue nuevamente modificada, para finalmente dar claridad y certeza jurídica a la participación pública y privada en PEMEX. Así estas modificaciones y

reformas a la industria petrolera, representan un cambio histórico que influirán en los sectores económicos del país.

Los CSM son consistentes con el marco legal, porque:

La Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas permite que PEMEX celebre contratos de obra sobre la base de precios unitarios. Además el país conserva en todo momento la propiedad y control del yacimiento y del hidrocarburo, conforme a lo establecido en la Constitución Mexicana.

Los bienes objeto del contrato (pozos, plantas, equipos y otros activos) serán propiedad de PEMEX.

La ejecución de los trabajos y el desarrollo de las actividades en el área de trabajo siempre quedan bajo el estricto control, aprobación y supervisión de PEMEX.

En estricto apego al artículo 6 de la Ley Reglamentaria del 27, el pago por concepto de las obras y servicios será siempre en efectivo y en ningún caso se conceden porcentajes en los productos, ni participación en los resultados de las explotaciones.

Las obras que PEMEX contratará son las que permite la Ley de Obras, es decir, trabajos de exploración, geotecnia, localización y perforación que tengan por objeto la explotación y desarrollo de los recursos petroleros y gas, y todos aquellos de naturaleza análoga.

Se establece que PEMEX contratará entre otras: la construcción y reparación de caminos de acceso; preparación de las localizaciones de pozos; perforación de

pozos; construcción e instalación de compresores y medidores, gasoductos; mantenimiento de pozos; mantenimiento ambiental de las obras.

Los CSM señalan que las actividades de exploración, explotación, elaboración y ventas de primera mano de gas constituyen actividades reservadas al Estado Mexicano.

PEMEX no hace entrega de territorio alguno a las empresas contratistas ya que éste no es dueño de tales territorios. Los terrenos en los que se encuentran las reservas cuya exploración y explotación son asignadas a PEMEX, no son propiedad del organismo.

PEMEX mantiene el control de la planeación, ejecución y operación de las obras que desarrolla el contratista. El contratista propone un programa de trabajo, el cual está sujeto a la aprobación de la paraestatal y a la revisión permanente por parte del organismo. Así, PEMEX es quien autoriza y, en última instancia, dirige y supervisa las actividades del contratista en el área de trabajo. En términos del artículo 6º de la Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional las remuneraciones que se establezcan, serán siempre en efectivo y en ningún caso concederán por los servicios que se presten o las obras que se ejecuten, porcentajes en los productos, ni participación en los resultados de las explotaciones. De esta manera PEMEX es el único propietario de las obras ejecutadas las áreas de trabajo.

Se citaran los artículos de las leyes mexicanas más importantes del marco regulatorio que rigen a los CSM:

- Constitución política de los estados unidos mexicanos.
- Ley reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo petrolero.
- Ley orgánica de PEMEX y organismos subsidiarios.
- Ley de obras públicas y servicios relacionados con las mismas.

III.3.1.- CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS.

ARTÍCULOS 25, 27, 28 Y 134

Artículo 25.- Corresponde al estado la rectoría del desarrollo nacional para garantizar que este sea integral y sustentable, que fortalezca la soberanía de la nación... Manteniendo siempre el gobierno federal la propiedad y el control sobre los organismos... Asimismo podrá participar por sí o con los sectores social y privado, de acuerdo con la ley, para impulsar y organizar las áreas prioritarias del desarrollo.

Artículo 27.- La propiedad de las tierras y aguas comprendidas dentro de los límites del territorio nacional, corresponde originalmente a la nación, la cual ha tenido y tiene el derecho de transmitir el dominio de ellas a los particulares, constituyendo la propiedad privada..... La nación tendrá en todo tiempo el derecho de imponer a la propiedad privada las modalidades que dicte el Interés público... Con objeto de hacer una distribución equitativa de la riqueza pública,

cuidar de su conservación, lograr el desarrollo equilibrado del país... 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, yacimientos... El petróleo y todos los carburos de hidrogeno sólidos, líquidos y gaseosos; y el espacio situado sobre el territorio nacional, en la extensión y términos que fije el derecho internacional.

Tratándose del petróleo y de los carburos de hidrogeno sólidos, líquidos y 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... La capacidad para adquirir el dominio de las tierras y aguas de la nación, se regirá por las siguientes prescripciones:

- I. Solo los mexicanos por nacimiento o por naturalización y las sociedades mexicanas tienen derecho para adquirir el dominio de las tierras... Por ningún motivo podrán los extranjeros adquirir el dominio directo sobre tierras y aguas
- XVIII. Se declaran revisables todos los contratos y concesiones hechos por los gobiernos anteriores desde el año 1876, que hayan traído por consecuencia el acaparamiento de tierras, aguas y riquezas naturales de la nación, por una sola persona o sociedad, y se faculta al ejecutivo de la unión para declararlos nulos cuando impliquen perjuicios graves para el interés publico.

Artículo 28.- En los estados unidos mexicanos quedan prohibidos los monopolios, prácticas monopòlicas... Las leyes fijaran bases para que se señalen precios máximos a los artículos, materias o productos que se Consideren necesarios para la economía nacional o el consumo popular... A fin de evitar que intermediaciones innecesarias o excesivas provoquen insuficiencia en el abasto, así como el alza de precios.

No constituirán monopolios las funciones que el estado ejerza de manera exclusiva en las siguientes áreas estratégicas: correos telégrafos, petróleo y los demás hidrocarburos; petroquímica básica... El estado sujetándose a las leyes, podrá en caso de interés general, concesionar la prestación de servicios públicos o la explotación, uso y aprovechamiento de bienes de dominio de la federación... Las leyes fijaran las modalidades y condiciones que aseguren la eficacia de la prestación de los servicios y la utilización social de los bienes... El estado vigilara su aplicación y evaluara los resultados de esta.

Artículo 134.-... Las adquisiciones, arrendamientos y enajenaciones de todo tipo de bienes, prestación de servicios de cualquier naturaleza y la contratación de obra que realicen, se adjudicaran o llevaran a cabo a través de licitaciones publicas mediante convocatoria publica para que libremente se presenten proposiciones solventes en sobre cerrado, que será abierto públicamente a fin de asegurar al estado las mejores condiciones disponibles en cuanto a precio, calidad, financiamiento, oportunidad y demás circunstancias pertinentes..... Las leyes establecerán las bases, procedimientos, reglas, requisitos y demás elementos para acreditar la economía, eficacia, eficiencia, imparcialidad y honradez que aseguren las mejores condiciones para el estado... Los servidores públicos serán responsables del cumplimiento de estas bases en los términos del titulo cuarto de esta constitución.

III.3.2.- LEY REGLAMENTARIA DEL ARTÍCULO 27 CONSTITUCIONAL EN EL RAMO DEL PETRÓLEO ARTÍCULO 1,2 Y 6

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 continentales 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 2.- Sólo la Nación podrá llevar a cabo las distintas explotaciones de los hidrocarburos, que constituyen la industria petrolera en los términos del Artículo siguiente. En esta Ley se comprende con la palabra petróleo a todos los hidrocarburos naturales a que se refiere el Artículo 1o.

Artículo 6.- Petróleos mexicanos podrá 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 concederán por los servicios que se

presten o las obras que se ejecuten, porcentajes en los productos, ni participación en los resultados de las explotaciones.

III.3.3.- LEY ORGÁNICA DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS.

ARTÍCULO 3 Y 14

Artículo 3. - Se crean los siguientes organismos descentralizados de carácter técnico, industrial y comercial, con personalidad jurídica y patrimonio propios, mismos que tendrán los siguientes objetos:

- I. PEMEX-exploración y producción: exploración y explotación del petróleo y el gas natural; su transporte, almacenamiento en terminales y comercialización.

..... Las actividades estratégicas que esta ley encarga a PEMEX-exploración y producción, PEMEX-refinación y PEMEX-gas y petroquímica básica, solo podrán realizarse por estos organismos.

Petróleos mexicanos y los organismos descritos estarán facultados para realizar las operaciones relacionadas directa o indirectamente con su objeto. Dichos organismos tendrán el carácter de subsidiarios con respecto a petróleos mexicanos, en los términos de esta ley.

Artículo 14.- Los actos jurídicos que celebren petróleos mexicanos o cualquiera de sus organismos subsidiarios se regirán por las leyes federales aplicables y las controversias nacionales en que sea parte, cualquiera que sea su naturaleza, serán de la competencia de los tribunales de la federación.....Tratándose de actos jurídicos de carácter internacional, petróleos mexicanos o sus organismos subsidiarios podrán convenir la aplicación de derecho extranjero, la jurisdicción de tribunales extranjeros en asuntos mercantiles y celebrar acuerdos arbitrales cuando así convenga al mejor cumplimiento de su objeto.

III.3.4.- LEY DE OBRAS PÚBLICAS Y SERVICIOS RELACIONADAS CON LAS MISMAS.

ARTÍCULO 3, 38, 47, 56,57, 60 Y 67.

Artículo 3.- Para los efectos de esta ley, se consideran obras públicas los trabajos que tengan por objeto construir, instalar, ampliar, adecuar, remodelar, restaurar, conservar, mantener, modificar y demoler bienes inmuebles. Así mismo, quedan comprendidos dentro de las obras públicas los siguientes conceptos.

- II. Los trabajos de exploración, geotecnia, localización y perforación que tengan por objeto la explotación y desarrollo de los recursos petroleros y gas que se encuentren en el subsuelo y la plataforma marina.

- IV. Los trabajos de exploraron, localización y perforación distintos a los de extracción de petróleo y gas; mejoramiento del suelo y subsuelo; desmontes; extracción y aquellos similares, que tengan por objeto explotación y desarrollo de los recursos naturales que se encuentran en el suelo y el subsuelo.

Artículo 38.-... La convocante deberá establecer los procedimientos y los criterios claros y detallados para determinar la solvencia de las propuestas, dependiendo de las características, complejidad y magnitud de los trabajos por realizar... Que los recursos propuestos por el licitante sean los necesarios para ejecutar satisfactoriamente, conforme al programa de ejecución, las cantidades de trabajo establecido; que el análisis, cálculo e integración de los precios sean acordes con las condiciones de costos vigentes en la zona o región donde se ejecutan los trabajos... Que el personal propuesto por el licitante cuente con la experiencia, capacidad y recursos necesarios para la realización de los trabajos solicitados por el convocarte... Que los tabuladores de sueldos, la integración de plantillas y el tiempo de ejecución correspondan al servicio ofertado... Una vez hecha la evaluación de las proposiciones, el contrato se adjudicara de entre los licitantes, a aquel cuya propuesta resulte solvente porque reúne, conforme a los criterios de adjudicación establecidos en las bases de licitación, las condiciones legales, técnicas y económicas requeridas por la convocante y garantice satisfactoriamente el cumplimiento de las obligaciones respectivas. Si resultare que dos ò mas proposiciones son solventes porque satisfacen la totalidad de los requerimientos solicitados por la convocante, el contrato se adjudicara a quien presente la proposición cuyo precio sea el mas bajo.

Artículo 47.- La adjudicación del contrato obligará a la dependencia... A formalizar el documento relativo dentro de los treinta días naturales siguientes al de la notificación del fallo. No podrá formalizarse contrato alguno que no se encuentre garantizado de acuerdo con lo dispuesto en la fracción II del artículo 48 de esta ley... Los derechos y obligaciones que se deriven de los contratos no podrán cederse en forma parcial o total a favor de cualquier otra persona, con excepción de los derechos de cobro sobre las estimaciones por trabajos ejecutados, en cuyo caso se deberá contar con el consentimiento de la dependencia o entidad de que se trate.

Artículo 56.-... Las circunstancias de orden económico no previstas en el contrato que determinen un aumento o reducción de los costos... Dichos costos, cuando procedan, deberán ser ajustados... Y estas deberán constar por escrito.

Artículo 57.- El ajuste de costos podrá llevarse por estos procedimientos:

- III. El ajuste respectivo podrá determinarse mediante la actualización de los costos de los insumos que intervienen en dichas proposiciones.

Artículo 60.- Las dependencias y entidades podrán suspender temporalmente en todo o en parte, los trabajos contratados por cualquier causa justificada... Asimismo, podrán dar por terminados anticipadamente los contratos cuando concurren razones de interés general; existan causas justificadas que le impidan la

continuación de los trabajos y se demuestre que de continuar con las obligaciones pactadas se ocasionaría un daño o perjuicio grave al estado.

Artículo 67.- El contratista será el único responsable de la ejecución de los trabajos y deberá sujetarse a todos los reglamentos y ordenamientos de las autoridades competentes en materia de construcción, seguridad, uso de la vía pública, protección ecológica y de medio ambiente que rijan en el ámbito federal, estatal o municipal, así como a las instrucciones que al efecto le señale la dependencia o entidad. Las responsabilidades y los daños y perjuicios que resultaren por su inobservancia serán a cargo del contratista.

III.4.-RÉGIMEN FISCAL ACTUAL

Algunos autores mencionan que un régimen fiscal es un contrato entre los participantes de un mercado (individuos, empresas y gobierno). En un contrato se relacionan varias partes. En los contratos petroleros un país es propietario del subsuelo y un inversionista, usualmente extranjero, es propietario de grandes volúmenes de capital indispensables para valorizar en su favor un recurso natural que no posee. El centro de negociación es la apropiación excedente petrolero que en términos más precisos se le renta del suelo o subsuelo.

Régimen fiscal es el conjunto de obligaciones fiscales de las personas físicas o morales con el gobierno quien se encarga de transformar tales recursos en beneficios económicos y sociales para el país.

Un sistema o Régimen fiscal petrolero se compone de pagos realizados por concepto de impuestos y derechos que tiene una empresa petrolera nacional o extranjera con el Estado en donde realiza sus operaciones y que implica obligaciones de ambas partes, tales como el otorgamiento de información y el volumen de producción determinado.

Un impuesto es una aportación, prestación extracción o contribución expresada en la ley que grava a los individuos, propiedades, consumo, ventas, donaciones, herencias, legados, etc. Son de carácter obligatorio. Y un derecho es un pago que se hace por el uso o aprovechamiento de los bienes del dominio público de la nación, así como por los servicios que resta el Estado en sus funciones de derecho público. En el Código Fiscal de la Federación se citan los derechos como una contribución, ya que se agrupan en el mismo rubro de los impuestos. Los derechos se clasifican dentro de los ingresos no tributarios.

El régimen fiscal de PEMEX es reflejo del papel que la industria petrolera ha desempeñado en la historia de México como palanca fundamental de nuestro desarrollo. El aprovechamiento de los recursos petroleros ha sido uno de los principales apoyos no sólo del progreso material de las diversas regiones del país, sino un instrumento indispensable para la promoción de la justicia social. En este sentido, en virtud de que actualmente el gasto social representa aproximadamente el 60 por ciento del gasto público, puede afirmarse que mediante las contribuciones que realiza al erario nacional en los términos del régimen fiscal que lo gobierna, PEMEX hace una contribución extraordinaria al desarrollo social de México. El esquema fiscal que se aplica actualmente a PEMEX entró en vigor en 1994. Este régimen fue instrumentado a petición de la propia empresa para reflejar más adecuadamente su situación financiera y su manejo contable y administrativo.

El esquema tiene carácter de ley, al estar incorporado en el artículo 4º de la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 1999. El régimen que se aplica en México es similar al existente en países que tienen un peso importante en la producción mundial de petróleo. Una comparación internacional de la carga fiscal a empresas petroleras de los 21 principales países productores demuestra que la prevaleciente en México es la quinta menor.

III.4.1.- DERECHOS E IMPUESTOS DE PEMEX

Bajo el régimen fiscal actual, PEMEX esta sujeto a varios impuestos y derechos, tales como:

- DEP (Derecho de Extracción del Petróleo).
- DEEP (Derecho Extraordinario de Extracción del Petróleo).
- DAEP (Derecho Adicional de Extracción del Petróleo).
- ASRE (Aprovechamiento Sobre Rendimientos Excedentes).
- IEPS (Impuesto Especial Sobre Producción y Servicios).

- IRP (Impuesto a los Rendimientos Petroleros), similar al ISR que pagan las empresas en el régimen general.
- DSH (Derecho sobre Hidrocarburos).
- Otras contribuciones

Cada uno de estos impuestos y/o derechos, son calculados de acuerdo a la subsidiaria de PEMEX que le corresponda pagarlos; sin embargo, todas las cantidades previamente calculadas, y que se ajustan en la llamada red fiscal al DSH (Derecho Sobre Hidrocarburos). A continuación se detallan los objetivos a que están sujetas las distintas contribuciones:

Derecho (ordinario) de Extracción del Petróleo (DEP):

El objetivo de este derecho es recaudar una porción del total de ingresos por ventas (externas e internas), netas. El organismo subsidiario denominado PEMEX-Exploración y producción (PEP), es sujeto del derecho ordinario sobre la extracción de petróleo (DEP). El derecho se calcula, por cada región petrolera de explotación.

Derecho Extraordinario de Extracción del Petróleo (DEEP):

El organismo subsidiario PEP paga el derecho extraordinario sobre la extracción del petróleo (DEEP). La base de este derecho es el derecho sobre la extracción de petróleo (DEP). En este caso, PEP entrega diario y semanalmente anticipos predeterminados de acuerdo a la ley de ingresos, los que acredita mediante la declaración mensual. En caso de que resulten diferencias, se aplica el mismo procedimiento que con el derecho sobre la extracción del petróleo DEP.

La declaración anual por este concepto es también similar a la del DEP. El derecho extraordinario sobre la extracción de petróleo DEEP, no forma parte de la recaudación federal participable, sino que ingresa a la tesorería de la federación para financiar sólo al gobierno federal.

Derecho Adicional de Extracción del Petróleo (DAEP):

Este derecho se calcula y entrega mensualmente por conducto de PEP mediante la presentación de su declaración. El derecho adicional sobre la extracción de petróleo, DAEP, se destina a los municipios en donde se lleva a cabo la actividad de exportación de petróleo crudo.

Aprovechamiento Sobre Rendimientos Excedentes (ASRE):

Esta sujeto a este aprovechamiento el organismo subsidiario PEP. Este aprovechamiento, junto con el derecho sobre hidrocarburos (DSH), recauda la totalidad del excedente del valor de las exportaciones a precios mayores que el precio de referencia. El organismo subsidiario PEP efectúa anticipos trimestrales a cuenta del aprovechamiento anual.

Impuesto Especial Sobre Producción y Servicios (IEPS):

Este impuesto indirecto aplicable a las gasolinas (magna, premium, turbosina), diesel (de alto y bajo azufre para uso automotriz e industrial), y gas natural (para combustión automotriz). Las subsidiarias PEMEX – Refinación y PEMEX-gas y Petroquímica Básica retienen este impuesto de los consumidores de combustibles y lo entregan a la Secretaria de Hacienda y Crédito público. La

tasa del IEPS, es variable dependiendo del producto y de la agencia de ventas de Petróleos Mexicanos. Asimismo, la tasa del IEPS se revisa mensualmente, ya que este gravado se calcula con las bases P_{spot} de las gasolinas y diesel en los mercados *Spot* de Houston, California o la costa del golfo de Estados Unidos. Los precios de las gasolinas y diesel en el mercado *Spot* varían prácticamente todos los días, mientras que en México los precios de los combustibles son administrados y se ajustan para compensar la inflación.

Impuesto a los Rendimientos Petroleros (IRP):

El IRP es un impuesto equiparable al impuesto sobre la renta que paga cualquier persona física o moral en el régimen general. Cada uno de los organismos subsidiarios efectúa dos anticipos a cuenta del impuesto para el ejercicio a más tardar el último día de agosto y noviembre del ejercicio fiscal correspondiente. Dichos anticipos se acreditan contra el monto de la declaración anual, misma que debe presentarse a más tardar el último día del mes de marzo del año posterior al del ejercicio fiscal. Una diferencia sustantiva entre el ISR y el ISRP es que en este último la legislación no permite consolidar los resultados financieros de los organismos.

Derecho Sobre Hidrocarburos (DSH):

El Derecho sobre Hidrocarburos (DSH) ha tenido como fin garantizar la introducción del nuevo régimen fiscal y no afectar la carga impositiva de PEMEX. Cuando la suma del Derecho sobre la Extracción de Petróleo; del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios y del Impuesto a los Rendimientos Petroleros sean diferentes; ya sea menor o mayor al 60.8% de los ingresos de la empresa, entonces se modifican las tasas del Derecho a la Extracción del

Petróleo, para evitar que la carga fiscal de PEMEX se altere. De este modo se garantiza que las contribuciones de PEMEX se ajusten a una tasa que no difiere considerablemente de la que se aplica a otras empresas productoras de petróleo en el mundo, aunque los esquemas de gravado sean distintos. Al operador exclusivo del recurso se le asignan contribuciones a través de derechos y aprovechamientos que junto con los impuestos que pagan los consumidores de combustibles y petrolíferos, le garantizan al gobierno federal un ingreso mínimo. A este mecanismo se le conoce como red fiscal de PEMEX.

Este régimen fiscal al basarse únicamente en los ingresos brutos y en la llamada red fiscal, afecta por igual y de manera indirecta a todas las subsidiarias y actividades de éstas. Es equivalente a tener en la práctica un impuesto plano que no depende del tipo de actividad, de los costos ni del riesgo, etc. En el lenguaje internacional, es equivalente a un royalty (regalía), para toda la industria en cualquier fase de ésta, considerándose por esto como uno de los sistemas más regresivos. En otras palabras, no es buena práctica aplicar el mismo régimen fiscal a una refinería que marginal.

El régimen fiscal que actualmente se aplica a PEMEX (PEMEX-Exploración y Producción), es relativamente simple bajo los siguientes términos:

Derecho sobre hidrocarburos (DSH), de 60.8% al total de los ingresos brutos por la venta de crudo y de gas. La tasa del 60.8% para el DSH corresponde a la recaudación total petrolera del ejercicio fiscal de 1993. El propósito de mantener la tasa, es asegurar que durante la transición hacia el nuevo régimen la recaudación sea al menos la misma, en términos proporcionales, a la del ejercicio fiscal anterior. Sin embargo, desde 1993 a la fecha no se ha revisado y sigue siendo la misma.

Aprovechamiento sobre Rendimientos Excedentes (ARE) de 39.2% es cubierto por PEP cuando el precio del barril de petróleo exportado es mayor al precio considerado en la estimación de la Ley de Ingresos del año de que se trate.

El régimen fiscal petrolero de México no contempla criterios de eficiencia ni para la operación ni para la selección de inversiones. Al basarse tan solo en los ingresos, tiende a desalentar toda actividad que no sea de muy alta rentabilidad. Proyectos razonablemente redituables antes de impuestos, pueden con facilidad convertirse en deficitarios después de éstos. Toda variabilidad de costos es absorbida por PEMEX, nada por el gobierno. El objetivo puramente recaudatorio entra en conflicto así con el de maximizar el valor económico de la actividad petrolera, misión fundamental encomendada a PEMEX.

Otras Contribuciones:

Estas se refieren a los pagos que realiza cualquier empresa como los siguientes:

- 1) Derecho sobre trámite aduanario.
- 2) Impuestos sobre nóminas locales.
- 3) Impuestos sobre importaciones.
- 4) Impuestos prediales.
- 5) Derechos de consumo de aguas nacionales.
- 6) Derecho sobre descarga de aguas residuales.
- 7) Aprovechamiento de gas natural, gas licuado y diáfano.
- 8) Impuestos sobre productos de trabajo.
- 9) IVA Neto. Los componentes de base gravable son: de PEP, exportaciones de crudo; de PR, ventas nacionales, exportaciones de crudo, fletes de PGPB, ventas nacionales, exportaciones y fletes, y de PP, ventas nacionales y exportaciones.

En un estudio sobre los diversos regímenes fiscales en el mundo, se encontró que México ocupa uno de los últimos lugares respecto a tres criterios: **primero**, para prototipos de proyectos altamente rentables antes de impuestos, la aplicación de la fórmula fiscal de PEMEX los conduciría a la pérdida. En muy pocos países se presenta este caso. Así, el régimen mexicano dista mucho de ser neutral; es decir, en un contexto de mercado, tendería a modificar radicalmente la decisión original de los inversionistas, con la consecuente pérdida neta de valor para el país.

En **segundo lugar**, de los casos examinados, el mexicano es uno de los más regresivos; mientras más rentable es un proyecto, menor es la proporción de flujo neto absorbido por los impuestos.

Y en **tercer lugar**, el índice de riesgo a nivel mundial. Por el contrario, para el gobierno es escaso el riesgo.

Por todo lo analizado, se recomienda reformar el actual régimen fiscal y ponerlo a la altura de las actuales circunstancias internacionales y nacionales.

III.4.2.- LOS PIDIREGAS

A partir de 1997, el sector público mexicano dio inicio a la operación de los llamados Proyectos de Infraestructura con impacto Diferido en el Gasto o Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo plazo (PIDIREGAS), esquema bajo el cual la inversión necesaria para el desarrollo de infraestructura, especialmente en el sector de energía (petróleo y Electricidad), donde la magnitud de los proyectos es enorme, encontró una alternativa de financiamiento.

El esquema con que operan los PIDIREGAS tiene su fundamento legal en la reforma al artículo tercero de la ley de presupuesto, contabilidad y Gasto público Federal, aprobada por el Congreso de la Unión en diciembre de 1995. En términos generales, los PIDIREGAS suponen que los proyectos serán desarrollados por la iniciativa privada, de acuerdo con las especificaciones del sector público, pero con los recursos propios o producto del financiamiento que sea capaz de obtener tanto en el país como fuera de él.

Con diversas modalidades, estos proyectos se formulan, siempre, bajo la premisa de que la operación de la infraestructura que se ha de desarrollar producirá los beneficios económicos suficientes tanto para recuperar la inversión privada como hacer frente a los compromisos derivados del financiamiento requerido para el proyecto. En otras palabras, cada PIDIREGAS parte del supuesto de que, considerando la totalidad de la vida útil de la infraestructura asociada, el proyecto es económicamente rentable. Básicamente, existen dos tipos de PIDIREGAS, y son los directos y los condicionales:

PIDIREGAS directos en los que el proyecto es propiedad del inversionista privado durante el periodo que contempla el desarrollo de la infraestructura pero, en algún momento después de que las instalaciones entran en operación, la propiedad se transfiere al sector público.

PIDIREGAS condicionales En esta variante, el inversionista privado retiene la propiedad de la infraestructura desarrollada y cuando se alcanza la fase de operación, el sector público asume la obligación de adquirir la producción que se genere en esas instalaciones.

Para que un PIDIREGAS pueda llevarse al nivel operativo, debe antes agotarse un complejo proceso que involucra a los poderes Ejecutivo y legislativo de la Federación y que incluye el diseño, la presentación de la solicitud, la evaluación, la revisión y la eventual aprobación del proyecto.

La aprobación final de un PIDIREGAS depende fundamentalmente, de la relevancia que la infraestructura propuesta tenga en los planes del sector público así como de la evaluación de la rentabilidad financiera del proyecto.

En general, la evaluación de un proyecto de inversión involucra una diversidad de elementos cuyo comportamiento es incierto (demanda, costos de operación y costos financieros como los atribuibles a las tasas de interés y los tipos de cambio, entre otras posibles contingencias). El nivel de incertidumbre o riesgo típicamente aumenta en forma muy significativa si el proyecto si es el caso de los PIDIREGAS, contempla un horizonte de largo plazo.

III.5.- RÉGIMEN FISCAL PROPUESTO

El estado mexicano como propietario de los hidrocarburos y operador exclusivo para explotarlos tienen el siguiente objetivo de interés nacional, Maximizar el valor presente de los flujos futuros netos provenientes de la venta de hidrocarburos para destinarlos al desarrollo económico y social de la nación y, con ello, procurar mejores niveles de bienestar tanto en el presente como para las próximas generaciones.

Sin embargo, el régimen fiscal vigente que se aplica a la extracción de los hidrocarburos no es congruente con dicho objetivo, por lo que surge la necesidad de retornar la renta económica y encontrar un equilibrio entre los requerimientos para financiar el desarrollo nacional y los objetivos de una política de energía consistente con el suministro confiable de combustibles, electricidad y otras

fuentes de energía a menor costo, para llegar a una industria internacionalmente competitiva y rentable.

La política petrolera tiene el reto de definir un nuevo régimen fiscal que encuentre un balance entre:

- Maximizar el valor de la renta petrolera.
- Maximizar la rentabilidad de la paraestatal.
- Asegurar un flujo estable de ingresos al gobierno federal proveniente de las dos anteriores.

Conforme a la estrategia para reestructurar el régimen fiscal vigente y revalorar la función de los activos públicos es necesario:

- a) Definir con precisión la renta económica.
- b) Simplificar el número y cálculo de las contribuciones a las que está sujeto el operador exclusivo del recurso.
- c) Otorgar al operador exclusivo del recurso del recurso, una vez extraída la renta económica, un tratamiento fiscal similar al que tienen las empresas en el régimen general.
- d) Diseñar un régimen que permita una fiscalización eficiente tomando en cuenta la información relevante de pozos y campos.

Con el objeto de dar certidumbre económica y legal a la relación fiscal entre el operador y el estado se propone:

- a) Definir y delimitar las funciones y acciones que correspondan a cada una de las instancias:
 - Propietario del recurso.
 - Propietario de los activos del operador exclusivo.
 - Operador de la actividad.

- Regulador y supervisor.
 - Recaudador.
- b) Diseñar una reforma fiscal integral en la cual un componente de ésta sea el nuevo régimen fiscal aplicable al operador.
- c) Diferenciar la renta económica de acuerdo con la geología y calidad de los campos.
- d) Gravar el valor agregado de las actividades comerciales y de transformación, así como definir una política de dividendo que incentive una mayor eficiencia. Establecer los criterios que delimiten a las unidades económicas de explotación de tal manera que no puedan pasarse pérdidas ó ganancias de un campo a otro, lo que elimina la posibilidad de una consolidación.
- e) Determinar el esquema de pagos de derechos (renta económica), por la explotación de los hidrocarburos con base en referencias internacionales de costos de explotación, desarrollo y extracción de campos con características similares.
- f) Considerar provisiones para la creación de dos fondos: uno para suavizar la curva de inversión y el otro para compensar la caída de los ingresos del gobierno federal por las disminuciones inesperadas de los precios internacionales del petróleo.
- g) Determinar, conjuntamente entre la SENER y la SHCP, la política de dividendos y la constitución del fondo de inversiones y del fondo de compensación, así como establecer las contribuciones que contemplara el nuevo régimen fiscal.

En México, a lo largo de las últimas décadas, el petróleo se ha convertido en un instrumento clave para el desarrollo social y económico nacional. La riqueza petrolera, cuya disponibilidad está sujeta a la geología y al tipo de tecnología adoptada, el Estado la transforma en otras fuentes de riqueza más durables como

son la educación y la infraestructura social y productiva, las cuales contribuyen en forma importante al mejoramiento del bienestar de todos los mexicanos.

Por lo anterior, el gobierno federal, a través del Poder Ejecutivo, tiene el mandato de extraer la renta de un recurso perteneciente a todos los mexicanos. La recaudación de la renta tiene entonces que ser la máxima posible, de tal manera que se inhiba el desperdicio de recursos y se promueva la inversión estrictamente necesaria en proyectos de exploración, desarrollo y extracción de nuevos campos de producción, con los cuales se asegure la rentabilidad y la competitividad de la industria de hidrocarburos.

El cambio estructural en la industria petrolera en el ámbito internacional se refleja fundamentalmente en la fusión de las grandes corporaciones trasnacionales y en las nuevas tecnologías. Los avances tecnológicos han aumentado la posibilidad de éxito en el proceso de localización de yacimientos y reducido el tiempo de desarrollo de nuevos campos. En consecuencia, el cambio tecnológico ha conducido a menores costos de producción.

Es claro que la renta petrolera está en función de otras variables como son la tecnología que se aplica a la explotación de yacimientos, las propiedades físicas de éstos, las distancias de los mercados relevantes y, desde luego, el precio internacional del petróleo. Por tal motivo, la política petrolera tiene que contemplar todos y cada uno de estos factores, y exigir al operador exclusivo optimizar las decisiones de que, dónde, cómo y cuanto extraer ahora y cuanto en el futuro con base en el precio del crudo, los costos de operación, la física de los yacimientos, el volumen de reservas, el desarrollo de tecnologías de punta e intereses del pueblo.

Para maximizar la renta petrolera es necesaria una estricta regulación de los costos a los que opera PEMEX. La supervisión y control del pago de los factores deberá ser tal que resulte el menor costo posible para la paraestatal. De la misma

forma, es indispensable que la regulación de la actividad petrolera disponga de estudios con base en referencias internacionales de costos de exploración, desarrollo y explotación de campos con características similares a las mexicanas. Vale la pena mencionar que un análisis más cuidadoso requiere de modelos de regulación.

México necesita diseñar para la industria petrolera, en particular para las actividades de exploración y producción, un adecuado régimen fiscal.

El nuevo régimen fiscal debe cumplir al menos con los siguientes objetivos:

- a. Basarse en principios de mercado para mejorar la operación del organismo, así como el proceso de selección de inversiones.
- b. Que estimule la inversión en actividades riesgosas (exploración de frontera), las de baja rentabilidad (campos marginales), o las de alta inversión (proyectos de recuperación mejorada, etc.)
- c. Permitir a las entidades federativas beneficiarse con la actividad petrolera de una manera directa.
- d. Sentar las bases para la autonomía presupuestal de PEMEX.
- e. Tener la suficiente flexibilidad para aplicar varios esquemas fiscales a la vez, en función de la etapa exploración-producción en que se encuentre el activo.

Se estima, por lo que se ha analizado, que este cambio es factible y será beneficioso para las empresas, para el gobierno y para la sociedad.

Los componentes y detalles del nuevo sistema fiscal, tales como el tipo de impuesto, sus alcances, las tasas, etc.; no son tema de este trabajo, por lo que se piden disculpas por no tratarlos.

En el diseño del nuevo régimen fiscal, se debe considerar que en el ámbito mundial, el tipo de régimen depende de la fase del proceso de exploración - producción en que se encuentre la cuenca, el prospecto, el proyecto o el campo.

Así, tenemos que en la fase de exploración y hasta el descubrimiento, el papel del gobierno es estimular y esto lo hace al aplicar contratos de servicio puro con pagos fijos de bonos y derechos.

En la fase de desarrollo y de explotación, el estado captura la máxima cantidad de renta y entonces aplica sistemas fiscales de contratos de producción compartida y contratos de riesgo.

Finalmente, cuando los campos ya son marginales o cuando requieren tecnología y fuertes inversiones, aplican contratos de asistencia técnica y/o contratos de tasa interna de retorno. Es decir, el gobierno vuelve a estimular la actividad.

Hacerlo así, es decir aplicar varios esquemas fiscales a la vez de manera selectiva e inteligente, de acuerdo al proceso exploración - producción; sería beneficiosa tanto para PEMEX como para el gobierno.

CAPITULO

IV

CONCLUSIONES

Y

RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- Los regímenes concesionarios tienen la principal característica de que se concede la propiedad privada al que realiza las inversiones para la exploración y producción del gas, lo que no ocurre con los demás contratos. Los regímenes concesionarios como los contratos de producción compartida y los contratos de riesgo se adaptan a las variaciones de la rentabilidad de los proyectos realizados, garantizándole al inversionista un monto de ganancia independiente de sus obligaciones con el gobierno.

	CONCESIÓN	PSC	CONTRATOS RIESGO
INGRESOS FISCALES	66%	80%	51%
PARTICIPACIÓN DE LA EMPRESA	34%	20%	49%

- En cuanto a los sistemas de avanzada, contratos basados en la tasa de retorno, son los contratos más adaptables a los rendimientos de los proyectos porque utilizan escalas de pagos en función de los volúmenes de producción, ganancias, etc.; además, estos sistemas garantizan la recuperación de la inversión inicial, lo cual crea un incentivo.

- PEMEX es una empresa estatal que con el paso de los años, debido a la falta de cambios estructurales y de su vinculación directa con el gobierno como fuente de recursos, tiene grandes limitaciones. Si continua así la industria petrolera se debilitara debido a que se sigue dependiendo de esta.
- Las necesidades de demanda de gas van en aumento, y si el régimen fiscal actual de PEP no permite cubrir las habrá que realizar los cambios respectivos para que la industria mexicana crezca, por este motivo los contratos de servicios múltiples son la opción más óptima. Ya que sabemos que PEMEX no puede desarrollar todo su potencial por falta de capital y tecnología; mientras que otras compañías privadas nacionales o internacionales con experiencia certificada podrían soportar las carencias de PEMEX.
- Por otra parte PEP termina pagando alrededor del 70% de sus ingresos brutos sin ser considerados los costos ni la ganancia correspondiente para la empresa, es decir la recaudación fiscal proveniente de los ingresos petroleros de PEP son mayores a la renta petrolera. Además, mientras otras empresas petroleras internacionales tienen en promedio una ganancia del 30%, PEP solo alcanza el 8%.
- La exploración, perforación, producción, terminación, mantenimiento, transportación y entrega de hidrocarburos de gas no asociado que se encuentran bajo el esquema de los CSM no pertenecen a los Contratos de Servicios de Riesgo, mucho menos a los Contratos de Producción Compartida pues se explica brevemente la escénica de cada uno de ellos.

1. Concesiones • Concesión clásica. Una vez extraídos los hidrocarburos la compañía dispone de ellos como si fuesen suyos. A cambio paga una regalía y el impuesto sobre los beneficios petroleros. Algunas veces el Estado pide que la regalía se entregue en especie. Por lo general la compañía debe pasar por varios títulos mineros (permisos, licencias...) antes de llegar a la concesión.

2. Contratos de riesgo • Contratos de producción compartida. La producción se divide en dos partes: la primera (*cost oil*) se reserva para cubrir los costos (de capital y operación); la segunda (*profit oil*), se reparte entre el Estado y la compañía siguiendo las reglas establecidas en el contrato, por ejemplo en proporción 50/50, 60/40 o 70/30. La compañía paga ISR por su ganancia efectiva.

• **Contratos de ganancia compartida con base en la tasa interna de retorno.**

La compañía dispone de la producción. El producto de la venta se comparte con el Estado en función de la rentabilidad del proyecto. La firma obtiene una rentabilidad garantizada preestablecida en el contrato.

• **Contratos de asociación.**

Es igual que una concesión pero el contratista es una firma en la que participan tanto la empresa nacional como una o varias compañías privadas. El porcentaje de participación de la empresa nacional es variable (normalmente entre 5-50%); su participación en las inversiones y en las utilidades depende de dicho porcentaje.

• **Contratos de riesgo puro.**

El contratista explora. En ausencia de hallazgos pierde su dinero. En caso de descubrimiento comercial el Estado rembolsa a la firma por las inversiones realizadas, más un premio consistente en un pago monetario o en un contrato de compra - venta de la producción al precio del mercado o con descuento.

• **Contratos de opción sísmica.**

La compañía realiza los estudios de sismología y dependiendo de los resultados tiene la opción de pasar a la etapa de perforación, retirarse sin sanción o transferir los derechos mineros a otra compañía. En algunos contratos ese criterio se aplica a la fase de perforación; la compañía tiene la opción de pasar a la etapa de producción o retirarse sin penalidad. Si se retira pierde su dinero. Si decide continuar firma un acuerdo para el reembolso de los gastos de exploración, la realización de las actividades de desarrollo y producción, así como para el reparto de los ingresos que genere el proyecto.

- Los CSM son de suma importancia, debido a que están creando incertidumbre dentro de la industria petrolera mexicana y se debe a que PEP operador único nacional podría modificar su organización favoreciendo la creación de un poder dominante privado. Por otra parte se puede interpretar que PEP es el que posee el control de las operaciones y en el momento que no convenga el seguimiento de las operaciones, podrán cancelarse, según las cláusulas

- Es necesario tener presente que estos contratos se aplican por primera vez y se desconoce que tipo de consecuencias pueden traer. Sin embargo, aunque se consideran las disposiciones legales, económicas, laborales y

operativas podrá darse el caso de resultados positivos o negativos y estarán en función de la supervisión óptima, siempre buscando el bienestar de PEMEX.

- El diseño de la vida de los campos que estarán bajo las licitaciones de los CSM, están básicamente sustentados por los estudios de las reservas actuales y de reservas en potencia a 20 años o el tiempo que dure el contrato; incluyendo estudios de reservas anuales, para así poder determinar la producción diaria que PEP solicitara y la que el contratista podrá entregar, tomando siempre en consideración la explotación óptima del yacimiento para no dañarlo. Por otra parte la producción del yacimiento no será la misma al inicio que al final, y será obvio el abatimiento de las reservas de hidrocarburos de gas no asociado, esta inclinación de las reservas se dará con o sin los CSM, entonces es necesaria la explotación del yacimiento de gas, ya que la demanda es exponencial y año con año exige mayor producción para satisfacer las necesidades energéticas nacionales.

- El mecanismo de los CSM, están bajo la modalidad de los PIDIREGAS, porque es el contratista quien provee de financiamiento de las obras y empezará a recibir el pago, en el primer momento de la producción y es una diferencia fundamental con los contratos tradicionales.

RECOMENDACIONES

- Adicionalmente, convendría un mecanismo que permita la integración de empresas de pequeña y mediana escala, para que estas en el mediano y largo plazo tengan la oportunidad de invertir en el sector petrolero nacional a través de los CSM.

- También, resulta conveniente mencionar la implementación de nuevos mecanismos que coadyuven a aumentar los ingresos federales, por medio de un aumento en el número de contribuyentes en forma real. Por ello, es de suma importancia contemplar agentes económicos que no contribuyan en los ingresos de la federación, tales como el sector informal. Hecho que permitirá en el largo plazo reducirle el gravable fiscal a PEMEX, permitiéndole aumentar la cantidad de recursos propios que son necesarios para realizar programas de inversión estratégica.

- En el caso de los CSM no entren en el concepto de rentabilidad, es decir, si los proyectos de los CSM quedan en niveles de pérdidas y ganancias similares. Los beneficios que se generarían serían:
 - Tener una industria limpia.

 - Generar empleos

 - Evitar importaciones

NOMENCLATURA

AGO	Acuerdos Generales de Operación
API	Instituto Americano del Petróleo
APC	Acuerdos de Producción Compartida
ARE	Aprovechamiento de Rendimientos Excedentes
ASRE	Aprovechamiento sobre Rendimientos Excedentes
BI	Barril
BPD	Barril por Día
CA	Costos de Abandono
CAT	Contratos de Asistencia Técnica
CIP	Costos Intangibles de la Perforación
CPC	Contratos de la Producción Compartida
CSM	Contratos de Servicios Múltiples
C/BI	Centavo por Barril (en dólares)
DAEP	Derecho Adicional de Extracción del Petróleo
DCF	Flujo Discontinuo en efectivo
DD&A	Depreciación, Declinación y Amortización
DEEP	Derecho Extraordinario de Extracción del Petróleo
DEP	Derecho de Extracción del Petróleo
DSH	Derecho Sobre Hidrocarburos
IEPS	Impuesto Especial Sobre Producción y Servicios
IRP	Impuesto a los Rendimientos Petroleros
IVA	Impuesto al Valor Agregado
JV	Joint Ventures
MDL	Millones de Dólares
MMBL	Millones de Barriles
MMPC	Millones de pies cúbicos
MPC	Miles de Pies Cúbicos

MRA	Mejoramiento de las Reservas de Aceite
OIM	Obligaciones Internas de Mercado
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PEP	PEMEX Exploración y Producción
PFAI	Participación Filipina en la Asignación de Incentivos
PIDIREGAS	Proyectos de Infraestructura con Impacto Diferido en el Gasto
RA	Recuperación de Aceite
ROI	Rreingreso sobre Inversión
SENER	Secretaria de Energía
SHCP	Secretaria de Hacienda y Crédito Publico
TCF	Trillones de Pies Cúbicos de Gas
TIR	Tasa de interna de Retorno
VEE	Valor Esperado en Efectivo
VPN	Valor Presente Neto

BIBLIOGRAFÍA:

- Daniel Johnston; PETROLEUM FISCAL SYSTEM AND PRODUCTION SHARING CONTRACTS: 1994.
- Flores Ramirez Roman Jesus; UN ANÁLISIS SOBRE LA INVERSION EN PEMEX; Tesis; ENEP Aragon; 1999.
- Soto López Martha Ericka; UN CONTRATO FINANCIERO DE COBERTURA PARA PEMEX; Tesis; ENEP, Aragón; 1999.
- Suárez Guevara Sergio; PEMEX Y EL DESARROLLO ECONÓMICO MEXICANO: ASPECTOS BASICOS; 2001.
- Davis Jeffrey M.; FISCAL AND MACROECONOMIC IMPACT OF PRIVATIZATION; 1946
- Colmenares Cesar Francisco; PEMEX: CRISIS Y REESTRURACION; 1991.
- Iracheta García Edgar A.; POLÍTICA ECONOMICA Y EL MANEJO DE LA INDUSTRIA PETROLERA; tesis; ENEP, Aragón; 2001.
- Orozco García Moisés; SEGUNDO SEMINARIO ANUAL ENERGIA Y DERECHO: SISTEMA FISCAL PETROLERO: Octubre Del 2001.
- CONSTITUCIÓN POLÍTICA DE LOS ESTADOS UNIDOS MEXICANOS.

-<http://www.pemex.com/>

-<http://www.csm.pemex.com/>

-<http://www.shcp.gob.mx/>

-<http://www.energia.gob.mx/>

-<http://www.jornada.unam.com.mx/>

-<http://www.economista.com.mx/>